

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

Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовк: 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 3290 метров на нефтяном месторождении (ХМАО)
622.243.22:622.143:622.276(571.122)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2БЗБ	Романов Сергей Сергеевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Пахарев Александр Владимирович			

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Вершкова Елена Михайловна			

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Немцова Ольга Александровна			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

Томск – 2018г.

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

Инженерная школа природных ресурсов
 Специальность Нефтегазовое дело 21.03.01
 Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП
 _____ Максимова Ю.А
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

**ЗАДАНИЕ
 на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

Бакалаврской работы

(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
3-2БЗБ	Романову Сергею Сергеевичу

Тема работы:

Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 3290 метров на нефтяном месторождении (ХМАО)
Утверждена приказом директора (дата, номер)

Срок сдачи студентом выполненной работы:

--	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>Исходные данные к работе <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i></p>	<p>Геолого-технические условия бурения скважины на нефтяном месторождении (ХМАО), с ожидаемым дебитом $Q = 160 \text{ м}^3/\text{сутки}$</p>
<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<p>1 ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ 1.2 Геологические условия бурения 1.3 Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади) 1.4 Зоны возможных осложнений 2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ 2.1 Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины 2.2 Обоснование конструкции скважины</p>

	<p>2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя</p> <p>2.2.2 Построение совмещенного графика давлений</p> <p>2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска</p> <p>2.2.4 Выбор интервалов цементирования</p> <p>2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн</p> <p>2.2.6 Проектирование обвязки обсадных колонн</p> <p>2.3 Углубление скважины</p> <p>2.3.1 Выбор способа бурения</p> <p>2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента</p> <p>2.3.2.1 Выбор типа калибратора</p> <p>2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород</p> <p>2.3.4 Расчет частоты вращения долота</p> <p>2.3.5 Выбор и обоснование типа забойного двигателя</p> <p>2.3.6 Выбор компоновки и расчет бурильной колонны</p> <p>2.3.7 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов</p> <p>2.3.8 Выбор гидравлической программы промывки скважины</p> <p>2.3.9 Технические средства и режимы бурения при отборе керна</p> <p>2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин</p> <p>2.4.1 Расчет обсадных колонн на прочность</p> <p>2.4.1.1 Исходные данные для расчета действующих нагрузок</p> <p>2.4.1.2 Расчет наружных избыточных давлений</p> <p>2.4.1.3 Расчет внутренних избыточных давлений</p> <p>2.4.1.4 Конструирование обсадной колонны по длине</p> <p>2.4.2 Расчет и обоснование параметров цементирования эксплуатационной колонны</p> <p>2.4.2.1 Обоснование способа цементирования</p> <p>2.4.2.2 Расчет объемов буферной жидкости, тампонажного раствора и продавочной жидкост</p> <p>2.4.2.3 Определение необходимых количеств компонентов тампонажного раствора</p> <p>2.4.2.4 Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования</p> <p>2.4.3 Выбор технологической оснастки обсадных колонн</p> <p>2.4.4 Проектирование процессов испытания и освоения скважин</p> <p>2.5 Выбор буровой установки</p> <p>3 БУРЕНИЕ НА ДЕПРЕССИИ</p>

Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>		1. Геолого-технический наряд 2. Компонировка буровой колонны
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>		
Раздел	Консультант	
Финансовый менеджмент	Старший преподаватель, Вершкова Елена Михайловна	
Социальная ответственность	Ассистент, Немцова Ольга Александровна	
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:		
1. Общая и геологическая часть		
2. Технологическая часть		
3. Сравнительный анализ скважинных перфораторов		
4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение		
5. Социальная ответственность		

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

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Пахарев Александр Владимирович			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2БЗБ	Романов Сергей Сергеевич		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит такие ключевые слова: геология, бурение, перфорация, крепление, осложнение, буровой раствор, месторождение, социальная ответственность, экономическая часть, буровая установка.

Объектом исследования является разведочная вертикальная скважины глубиной 3290 метров на газовом месторождении (ХМАО).

Цель работы – проектирование технологического решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 3290 метров на нефтяном месторождении.

В процессе работы проводилось проектирование технологических решений по строительству разведочной вертикальной скважины, построение геолого-технического наряда и компоновки низа буровой колонны, рассмотрены, современные тенденции в развитии PDC вооружения лопастного породоразрушающего инструмента.

В результате исследования были спроектированы технологические решения на строительство разведочной вертикальной нефтяной скважины глубиной 3290 м.

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики: вертикальная одноколонная разведочная скважина с закрытым забоем, с рекомендуемыми режимами бурения, отбора керна и интервалами спуска, цементирования обсадных колонн.

Область применения: строительство разведочных вертикальных скважин. Экономическая эффективность/значимость работы снижение себестоимости строительства разведочной вертикальной скважины.

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

- ЗУМППФ – зона успокоения механических примесей пластового флюида;
- ПВО - противовыбросовое оборудование;
- ВЗД – винтовой забойный двигатель;
- ОТТМ – муфтовое резьбовое соединение обсадной трубы, трапецеидальная;
- КПО - кумулятивное перфорационное оборудование;
- МСП – механическая скорость проходки;
- КНБК – компоновка низа бурильной колонны;
- УБТ – утяжеленные бурильные трубы;
- ТБВК - Трубы бурильные стальные бесшовные с высаженными внутрь концами и коническими стабилизирующими поясками;
- ОЗЦ - ожидания затвердения цемента;
- СПО - спуско-подъемные операции;
- УВ – условная вязкость;
- ПВ – пластическая вязкость;
- БУ – буровая установка;
- БК – башмак колонный;
- ЦКОД – центральный клапан обратного действия;
- ЦЦ – центратор цементируочный;
- ГЦУ – головка цементируочная универсальная;
- ПРП-Ц – пробка разделительная продавочная цементируочная.

Оглавление

ВВЕДЕНИЕ	9
1 ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ	10
1.1 Геологические условия бурения скважины	10
2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ПРОЕКТА	17
2.1 Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины	17
2.2 Обоснование конструкции скважины	17
2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя и выбор способа заканчивания скважин.....	17
2.2.2 Построение совмещенного графика давлений	17
2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска	18
2.2.4 Выбор интервалов цементирования	19
2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн	19
2.2.6 Проектирование обвязки обсадных колонн	20
2.3 Углубление скважины	20
2.3.1 Выбор способа бурения	20
2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента	21
2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород.....	22
2.3.4 Расчет частоты вращения долота.....	23
2.3.5 Выбор и обоснование типа забойного двигателя	23
2.3.6 Выбор компоновки и расчет бурильной колонны	25
Таблица 4 – КНБК для бурения секции под направления (0-40м)	26
Таблица 5 – КНБК для бурения секции под кондуктор (40-950 м)	27
Таблица 6 – КНБК для бурения секции под эксплуатационную колонну (950-3290м)	28
Таблица 7 – КНБК для отбора керна (3190-3260м)	29
2.3.7 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов.....	29
2.3.8 Выбор гидравлической программы промывки скважины.....	35
2.3.9 Технические средства и режимы бурения при отборе керна.....	36

2.4	Проектирование	процессов	заканчивания	скважин	
	38				
2.4.1	Расчет обсадных колонн на прочность.....				38
2.4.2	Расчет и обоснование параметров цементирования эксплуатационной колонны.....				44
2.4.3	Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования.....				45
2.4.4	Выбор технологической оснастки обсадных колонн.....				48
2.4.5	Проектирование процесса испытания и освоения скважины				48
2.5	Выбор	буровой		установки	
	53				
	3 БУРЕНИЕ НА ДЕПРЕССИИ				54
	Бурение скважин на депрессии позволяет:				55
	Бурение на депрессии и его преимущества				56
	Бурение на депрессии не всегда допустимо				56
	Устьевая обвязка при бурении на депрессии.				57
	Отрицательные моменты				59
Россия	61				
	Заключение				83
	СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ				84

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время нефть и газ важный сырьевой источник. С каждым годом увеличивается спрос на нефть. Сначала 20 века добыча нефти росла в прогрессии - это было реализовано при помощи внедрения более современных технологий и машин, которые привели к большой потребности новейших смазывающих жидкостей и мощных источников света. На 2016 г.в России обеспеченность автомобилями составляет 285 на 1000 жителей, а на 2020 г планируется 295. Что показывает нам постоянное увеличение потребление нефти продукта. Для обеспечения этого количества нефти продукта необходимо создание новых перерабатывающих заводов, модернизация имеющихся мощностей. Поиск и разработка месторождений и увеличением фонда нефтяных скважин. В данной квалификационной работе представляем строительство и проектирование разведочной скважины на нефтяном месторождении ХМАО.

1 ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

1.1 Геологические условия бурения скважины

В подразделе приводятся стратиграфический разрез скважины, элементы залегания и коэффициент кавернозности пластов, литологическая характеристика и физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины, сведения по градиентам пластового, порового, горного давлений и давления гидроразрыва пород, приведенных к глубине исследования, данные представлены в таблицах (1-4).

Таблица 1 - Стратиграфический разрез скважины, элементы залегания и коэффициент кавернозности пластов

Глубина залегания, м		Стратиграфическое подразделение		Элементы залегания пластов на подошве		Коэффициент каверности
От (верх)	До (низ)	Названия свиты	Индекс	Угол	Азимут	
1	2	3	4	5	6	7
0	30	Четвертичные отложения	Q	0	-	1,2
30	170	Некрасовская	P ₃ nK	0	-	1,2
170	260	Чеганская	P ₃ cg	0-5	-	1,2
260	430	Люлинворская	P ₂ II	0-5	-	1,2
430	450	Талицкая	P ₁ ZI	0-5	-	1,2
450	630	Ганькинская	K ₂ gn	0-5	-	1,2
630	870	Славогородская	K ₂ sl	0-5	-	1,1
870	930	Ипатовская	K ₂ ip	0-5	-	1,1
930	2080	Покурская	K ₁ pr	0-5	-	1,0
2080	2140	Алымская	K ₁ al	0-5	-	1,0
2140	2780	Вартовская	K ₁ vt	0-5	-	1,0
2780	2850	Тарская	K ₁ tr	0-5	-	1,0
2850	3100	Куломзинская	K ₁ kl	0-5	-	1,0
3100	3290	Наунакская	J ₁ vg	0-5	-	1,0

Литологическая характеристика разреза скважины представлены в таблице 2.

Таблица 2-Литологическая характеристики разреза скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал		Описание горной породы: полное название, характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав и т.п.)
	От (верх)	До (низ)	
Q	0	30	Почвенно-растительный слой, пески аллювиальные, озерные, болотные пески, глины, суглинки.
Р ₃	30	170	Супеси с прослоями песков и глин, линзами бурового угля.
Р ₃ – Р ₂	170	260	Зеленовато-серые алевритистые глины с редкими прослоями песков и линзами бурового угля.
Р ₂	260	430	Глины диатомовые серые, зеленовато-серые.
Р ₁	430	450	Глины темно-серые, алевритистые с прослоями супесей, местами опоковидные.
К ₂	450	630	Серо-цветные глины с прослоями мергелей, известковистых алевролитов.
К ₂	630	870	Переслаивание серо-цветных песчаников, алевролитов и глин.
К ₂	870	930	Переслаивание алевритистых и песчаных глин зеленовато-серого цвета с прослоями алевролитов и глинистых песков.
К ₂ – К ₁	930	2080	Серые пески и песчаники с прослоями серых алевритистых и песчаных глин и алевритов.
К ₁	2080	2140	Переслаивание песков и глин.
К ₁	2140	2780	Глины пестроцветные, пески, алевролиты, гравелиты.
К ₁	2780	2850	Переслаивание песчаников и алевролитов, с прослоями аргиллитов.
К ₁	2850	3100	Аргиллиты серые с прослоями песчаников, алевролитов, мергелей, известняков.
Ј ₁	3100	3290	Переслаивание песчаников, алевролитов, аргиллитов.

Таблица 3 - Физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины

Индекс стратиг рафиче ского подразд еления	Интервал, м		Краткое название пород ы	Плот ност ь, г/см ³	Пори стост ь, %	Прони цаемос ть, дарси	Глин истос ть, %	Карбо натно сть, %	Предел текучес ти, кгс/мм ²	Тверд ость, кгс/м м ²	Кoeff ициент пласти чности	Абраз ив- ность	Категор ия породы по промысл овой классиф икации
	от (верх)	до (низ)											
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Q- P ₁	0	450	Глины Супеси Суглинки Пески	2,1 2,0 2,0 1,8	11 8 7 39	0,001 - - 0,5	90 40 60 10	2-3 1 2 1-2	18 - - 14	- - - -	1,1-4,5 1,1-4,5 1,1-4,5 1,1-4,5	II II II I-II	M
K ₂ - K ₁	450	930	Глины Алевролит ы Песчаники Пески	2,2 2,0 2,3 1,9	10 14 30 33	0,001 0,05 0,5 0,5	90 20 7 10	1-2 4 1-2 1-2	15 21-164 9-213 12	- 29- 182 14- 234 -	1,1-4,5 1,6-4,3 1,1-4,5 1,1-4,5	II I-IV III- VIII I-II	MC
K ₁	930	3100	Глины Алевролит ы Аргиллиты Песчаники	2,2 2,0 2,6 2,3 1,9	10 15 10 31 35	0,001 0,05 0,001 0,5 0,6	90 20 100 7 10	1-2 4 1-3 1-2 1-2	15 21-164 30-182 9-213 12	- 29- 182 44- 210	1,1-4,5 1,6-4,3 1,8-4,2 1,1-4,5 1,1-4,5	II I-IV I-III III- VIII	MC, C

			Пески							14- 234 -		I-II	
J ₁	3100	3290	Аргиллиты	2,6	10	0,001	100	1-3	30-182	44-	1,8-4,2	I-III	С
			Алевриты	2,1	15	0,05	20	3-5	21-164	210	1,6-4,3	I-IV	
			Песчаники	2,3	25	0,3	7-10	1-2	9-213	29- 182 14- 234	1,1-4,5	III- VIII	

Таблица 4 - Прогноз давлений и температур по разрезу скважины

Индекс стратиг- рафичес- кого подразд- еления	Интервал, м		Градиент			Температура в конце интервала, град. °С
	от (верх)	до (низ)	пластового давления	Гидро- разрыва пород	горного давления	
			величина кгс/см ² на м	величина кгс/см ² на м	величина кгс/см ² на м	
Q-Р ₃	0	260	0,100	0,220	0,245	14
Р ₃ -Р ₁	260	450	0,100	0,220	0,245	18
К ₂	450	930	0,100	0,180	0,25	42
К ₁	930	2080	0,100	0,180	0,25	77
К ₁	2080	2780	0,100	0,175	0,255	92
К ₁	2780	3100	0,100	0,175	0,255	101
Ј ₁	3100	3290	0,100	0,160	0,255	113

Поглощение бурового раствора, осыпи и обвалы стенок скважины, нефтеводопроявления, прихватопасные зоны и прочие возможные осложнения представлены в таблицах (5-6).

Таблица 5 -Нефтегазоводоносность по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип коллектора	Плотность, г/см ³	Подвижность, дарсиансантипуаз	Содержание серы, % парафина, %	Пластовое давление, кгс/см ²	Температура жидкости в колонне на устье скважины при эксплуатации, град.	Газовый фактор м ³ /м ³	Динамический уровень на конец эксплуатации, м	Дебит, т/сут
	от (верх)	до (низ)									
J ₁	3200	3250	поров.	0,840	0,003	0,2/2,7	285	38-47	90	1250	160

Таблица 5.1 - Водоносность

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип коллектора	Плотность, г/см ³	Дебит, м ³ /сут.	Пластовое давление, кгс/см ²	Минерализация, г/л	Тип воды по Сулину СФН-сульфатонатр., ГКН-гидрокарбонатр., ХМ-хлоро-магн., ХК-хлоро-кальциев.	Относится к источнику питьевого водоснабжения (да, нет)
	От (верх)	до (низ)							
1	2	3	4	5	6	7	14	15	16
Четвертично-палеогеновый комплекс	0	320	поров.	1,007	100-150	0-32	0,1-0,2	ГКН	да
Меловой комплекс	870	930	поров.	1,01	до 50	85-90	17,2	ГКН-ХК	нет
Юрский комплекс	3100	3200	порово-трещин.	1,011	до 10	295-315	22	ХК	нет

Таблица 6 -Возможные осложнения по разрезу скважины

Интервал, м		Возможные осложнения
От	до	
0	860	Возможны осыпи и обвалы Поглощения бурового раствора (тах интенсивность – 1-2 м ³ /час) Возможны проявления (вода) Прихватопасная зона
860	3170	Возможны проявления (вода) Поглощения бурового раствора (тах интенсивность – 3-4 м ³ /час) Осыпи Обвалы Прихватопасная зона
3170	3290	Возможны проявления (нефть) Обвалы Прихватопасная зона

2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ПРОЕКТА

2.1 Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины

Проектируется разведочная скважина, поэтому профиль скважины во всех случаях принимается вертикальным и проектировочные расчеты не производятся.

2.2 Обоснование конструкции скважины.

Конструкция скважины – это совокупность

- числа колонн;
- глубин спуска колонн;
- интервалов затрубного цементирования;
- диаметров обсадных колонн;
- диаметров скважин под каждую колонну.

При проектировании конструкции скважины необходимо стремиться к упрощению конструкции скважины, например, за счет уменьшения числа колонн, уменьшения диаметров колонн, уменьшения рекомендуемых зазоров или применения труб с безмуфтовыми соединениями..

2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя и выбор способа заканчивания скважин.

В связи с недостаточной геологической изученностью разреза скважин и для последующего испытания пласта в закрытом стволе скважины для всех разведочных скважин принимается забой закрытого типа.

2.2.2 Построение совмещенного графика давлений

Совмещенный график давлений иллюстрирует изменение по глубине скважины градиентов пластовых давлений, градиентов давлений гидроразрыва пород и градиентов давлений столба бурового раствора. Совмещенный график давлений представлен на рисунке 1.

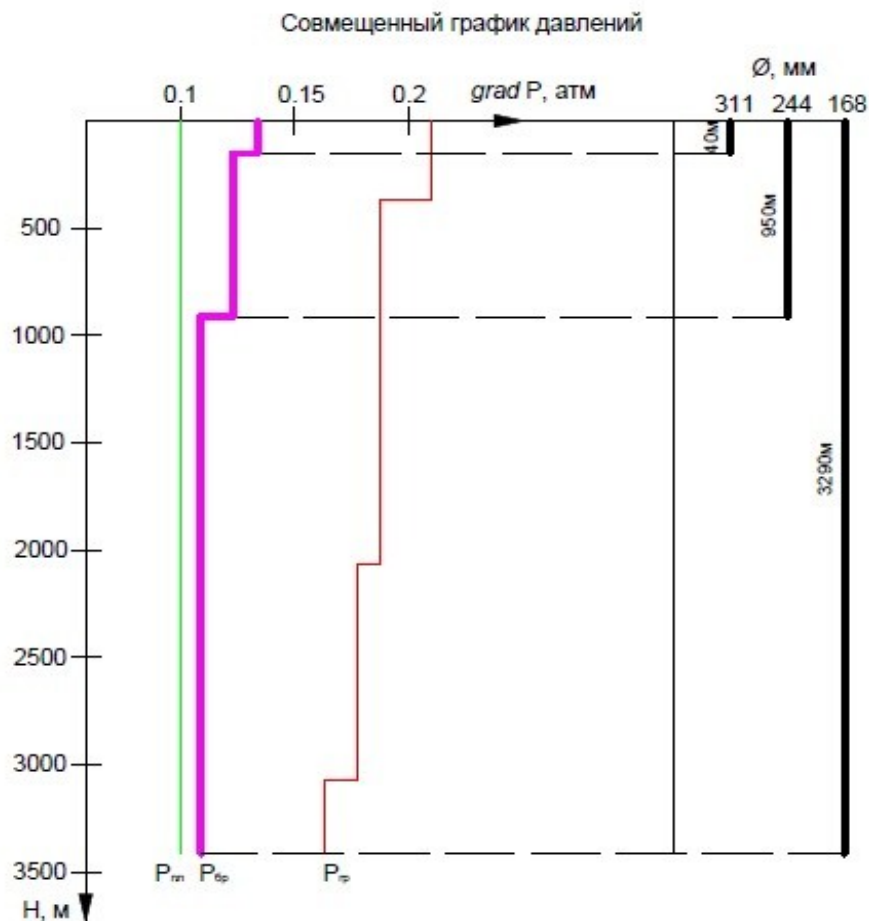


Рисунок 1: Совмещённый график давлений.

Из анализа графика градиентов пластового давления и гидроразрыва пласта видно, что несовместимых интервалов по условию бурения не наблюдается, необходимость в спуске промежуточной (технической) колонны отсутствует.

2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска

1. Направления: глубина спуска 40м. (Четвертичное отложение 30м, величина перекрытия составляет 10м).
2. Кондуктор: глубина спуска 950м.
3. Эксплуатационная колонна: глубина спуска 3290м. (Вскрытия продуктивного пласта, бурение интервала под ЗУМППФ, величина перекрытия составляет 40м).

Данные о количестве обсадных колонн и глубинах их спуска представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Количество обсадных колонн и глубинах их спуска

Название колонны	Глубина спуска, м	
	По вертикали	По стволу
Направление	40	40
Кондуктор	950	950
Эксплуатационная колонна	3290	3290

2.2.4 Выбор интервалов цементирования

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

1. Направление: интервал цементирования 0-40 м;
2. Кондуктор: интервал цементирования 0-950 м;
3. Эксплуатационная колонна: интервал цементирования 800-3290 м.

(Цементируются с учетом перекрытия башмака предыдущей колонны на высоту 150м для нефтяной скважины).

2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

Расчет диаметров обсадных колонн и скважины осуществляется снизу вверх.

1. Диаметр эксплуатационной колонны $D_{\text{эк.н}}$, принимаем с учетом ожидаемого притока $Q = 160\text{м}^3/\text{сутки}$:

$$D_{\text{эк.н}} = 168\text{мм.}$$

Диаметр скважины под каждую колонну рассчитывается с учетом габаритного размера колонны (по муфтам) и рекомендуемого зазора между муфтой и стенками скважины.

Данные расчета конструкции скважины представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Конструкция скважины

Наименование обсадной колонны	Интервал установки по стволу, м		Интервал цементирования по стволу, м		Диаметр обсадной колонны, мм	Диаметр долота, мм
	от	до	от	до		
Направление	0	40	0	40	365	444.5
Кондуктор	0	950	0	950	244.5	311.2
Эксплуатационная колонна	0	3290	800	3290	168.3	215.9

2.2.6 Проектирование обвязки обсадных колонн

Величина максимального устьевого давления составляет 5,63 МПа.

Следовательно, проектируется ПВО ОП5 – 280/80х21 (280 – диаметр условного прохода ОП, мм; 80 – диаметр условный прохода манифольда, мм; 21 – рабочее давление, МПа) состоящую из двух плашечных превенторов (один с глухими, другой с трубными плашками) и одного универсального превентора.

Также выбирается колонная головка ОКК1-21-168х245. (обвязываются кондуктор и эксплуатационная колонна).

2.3 Углубление скважины

2.3.1 Выбор способа бурения

Способ бурения по интервалам осуществляется по исходным данным геологических и технологических составляющих бурения. Запроектированные способы бурения приведены в таблице 3

Таблица 3 – Способы бурения по интервалам скважины

Интервал, м	Обсадная колонна	Способ бурения
0-40	Направление	Роторный
40-950	Кондуктор	Совмещенный: роторный с применением ВЗД
950-3290	Эксплуатационная колонна	Совмещенный: роторный с применением ВЗД

2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента

Из анализа физико-механических свойств горных пород по разрезу скважины по степени абразивности и по категории буримости для строительства проектируемой скважины выбраны долота типа РС для интервала бурения под направления и PDC для интервала бурения под кондуктор и эксплуатационную колонну, так как они позволяют обеспечить максимальное значение величины механической скорости бурения при минимальном количестве рейсов.

Характеристики выбранных долот представлены в приложении И.1.

1. Для бурения интервала под направление проектируется шарошечное долото диаметром 444,5 мм, которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен мягкими горными породами, а проектирование долота типа PDC для заданного диаметра скважины не рентабельно.

2. Для бурения интервала под кондуктор проектируется долото PDC диаметром 311,2 мм, которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения и требуемую проходку на долота. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен мягкими и мягко-средними горными породами. При использовании шарошечного долота механическая скорость бурения будет меньше, чем с долотом PDC.

3. Для бурения интервала под эксплуатационную колонну проектируется долото PDC диаметром 215,9 мм, которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения и требуемую проходку на

долота. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен мягко-средними и средними горными породами. При использовании шарошечного долота механическая скорость бурения будет меньше, чем с PDC, требуемая проходка обеспечена не будет.

2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород

При расчете осевой нагрузки на долото используют следующие методы:

1. Статистический анализ отработки долот в аналогичных геолого-технических условиях.

2. Аналитический расчет на основе качественных показателей механических свойств горной породы и характеристик шарошечных долот, применения базовых зависимостей долговечности долота и механической скорости бурения от основных параметров бурения.

3. Расчет из условия допустимой нагрузки на долото.

Расчет осевой нагрузки по интервалам бурения представлен в таблице 4.

Таблица 4 - Расчет осевой нагрузки по интервалам бурения

Интервал	0-40	40-950	950-3290
Исходные данные			
α	1	1	1
$P_{ш}, \text{кг/см}^2$	1000	3000	13000
$D_{д}, \text{мм}$	444,5	311,2	215,9
η	1	-	-
$\delta, \text{см}$	1,5	-	-
$q, \text{кН/мм}$	0,1	5	5
$G_{пред}, \text{кН}$	300	130	60
Результаты проектирования			
$G_1, \text{кН}$	2,6	50	15
$G_2, \text{кН}$	35	110	8
$G_3, \text{кН}$	240	104	48
$G_{проект}, \text{кН}$	240	104	48

Проектная нагрузка на долота по интервалам бурения выбрана из условия достижения наибольшего объёмного разрушения горной породы, не

превышения допустимой нагрузки. Для бурения интервала под направление осевая нагрузка на долото будет создаваться весом инструмента, так как обеспечить нагрузку $G_{\text{проект}} = 240$ кН не представляется возможным.

2.3.4 Расчет частоты вращения долота

Расчет частоты вращения долота по интервалам бурения представлен в таблице 5.

Таблица 5 - Расчет частоты вращения долота по интервалам бурения

Интервал		0-40	40-950	950-3290
Исходные данные				
$V_{\text{д}}$, м/с		3	1,5	1,5
$D_{\text{д}}$	м	0,3493	0,2207	0,1524
	мм	444,5	311,2	215,9
τ , мс		6	-	-
z		24	-	-
α		1	1	1
Результаты проектирования				
n_1 , об/мин		164	130	87
n_2 , об/мин		270	-	-
n_3 , об/мин		604	-	-
$n_{\text{проект}}$, об/мин		40-60	120-130	180-190

Для всех интервалов бурения проектируются частоты вращения породоразрушающего инструмента согласно известной методике, обеспечивающие требуемую линейную скорость на периферии долота и эффективность процесса разрушения горных пород. Так режим бурения совмещенный, то обороты породоразрушающего инструмента принимаются такими

2.3.5 Выбор и обоснование типа забойного двигателя

Тип забойного двигателя выбирается в зависимости от проектного профиля скважины, типоразмера долот, осевой нагрузки, плотности промывочной жидкости и удельного момента, обеспечивающего вращение долота.

Проектирование параметров забойного двигателя по интервалам бурения представлено в таблице 6.

Таблица 6 - Проектирование параметров забойного двигателя по интервалам бурения

Интервал		0-40	40-950	950-3290
Исходные данные				
D_d	м	-	0,2207	0,1524
	мм	-	311,2	215,9
$G_{oc}, кН$		-	104	48
$Q, Н^*м/кН$		-		
Результаты проектирования				
$D_{зд}, мм$		-	240	178
$M_p, Н^*м$		-	3,02	1
$M_o, Н^*м$		-	110	76
$M_{уд}, Н^*м/кН$		-	28	19,8

Для интервала бурения 40-950 м (интервал бурения под кондуктор), из опыта бурения выбирается винтовой забойный двигатель Д240.5000.56, который отвечает требованиям по диаметру забойного двигателя, а также позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения горной породы для достижения плановой механической скорости проходки. Для интервала бурения 950-3290м под эксплуатационную колонну проектируется винтовой забойный двигатель Д178.3600.78, который отвечает требованиям по диаметру забойного двигателя, а также позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения средних по твердости горных пород.

Технические характеристики запроектированных винтовых забойных двигателей представлены в таблице 7.

Таблица 7 - Технические характеристики запроектированных винтовых забойных двигателей

Тип двигателя	Интервал, м	Наружный диаметр, мм	Длина, м	Вес, кг	Расход жидкости, л/с	Число оборотов, об/мин	Максимальный рабочий момент, кН*м	Мощность двигателя, кВт
Д 240.5000.56	40-950	240	9000	1900	30-75	120-200	18	250
Д178.3600.78	950-3290	178	6890	985	25-35	95-145	12	130

2.3.6 Выбор компоновки и расчет бурильной колонны

Проектирование КНБК по интервалам бурения выполнено в программном обеспечении для решения проектных, инженерных задач и задач оперативного контроля процесса строительства скважин «БурСофтПроект».

Выбор и расчет элементов КНБК производится согласно геологическим условиям, конструкции скважины, бурового раствора, профиля скважины. Для создания необходимой осевой нагрузки на долото и повышения жесткости бурильной колонны применяем УБТ, для бурения секции под кондуктор и эксплуатационную колонну применяем винтовой забойный двигатель для обеспечения наибольшего момента для разрушения горной породы и достижения плановой механической скорости проходки.

Результаты проектирования компоновки низа бурильной колонны по интервалам бурения и отбора керна приведены в таблицах 4, 5, 6.

Таблица 4 – КНБК для бурения секции под направления (0-40м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум.вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Бурение под направление (0-40м)							
1	Долото 444,5 М-ГВ- R-130	0,43	444,5	-			0.26
					3-171	Ниппель	
2	Переводник М 3-171/171	0,50	245	135	3-171	Муфта	0.38
					3-171	Муфта	
3	УБТ УБТ 245/135 Д	12	245	135	3-171	Ниппель	3,58
					3-171	Муфта	
4	Переводник П 3-171/152	0,52	245	100	3-171	Ниппель	3.7
					3-152	Муфта	
5	УБТ УБТ 203/100 Д	12	203	100	3-152	Ниппель	6.02
					3-152	Муфта	
6	Переводник П 3-152/133	0,52	178	107	3-152	Ниппель	6.1
					3-133	Муфта	
7	Бурильная труба ТБВК 127х10 Е	До устья	127	107	3-133	Ниппель	6.58
					3-133	Муфта	

Таблица 5 – КНБК для бурения секции под кондуктор (40-950 м)

№	Типоразмер , шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум.вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Бурение под кондуктор (40-950м)							
1	Долото 311,1 МС- ГАУ-R-117	0,4	311,1	-			0,08
					3-171	Ниппель	
2	ВЗД ДМШ-240	8,6	240	-	3-171	Муфта	1,97
					3-171	Муфта	
3	Клапан обратный КО-203	0,6	203	40	3-171	Ниппель	2,08
					3-171	Муфта	
4	Переводник М-152Н171	0,51	203	101	3-171	Ниппель	2,17
					3-152	Муфта	
5	УБТ УБТ203Д	37	203	100	3-152	Ниппель	9,27
					3-152	Муфта	
6	Переводник Н-152 М-133	0,51	203	100	3-152	Ниппель	9,36
					3-133	Муфта	
7	Бурильная труба ТБВК 127x10 Е	До устья	127	107	3-133	Ниппель	38,33
					3-133	Муфта	

Таблица 6 – КНБК для бурения секции под эксплуатационную колонну (950-3290м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум.вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Бурение под эксплуатационную колонну 950-3290м)							
1	Долото 215.9 FD 266SM-A138	0,30	215,9	-			0,044
					3-114	Ниппель	
2	ВЗД Д-178.3600.78	6.89	178	-	3-114	Муфта	0,94
					3-147	Муфта	
3	Клапан обратный КО-172	0,9	178	40	3-147	Ниппель	1,04
					3-147	Муфта	
4	УБТ УБТ 178x80 Д	58	178	80	3-147	Ниппель	10
					3-147	Муфта	
5	Переводник П 3-147/133	0,54	178	89	3-147	Ниппель	10,07
					3-133	Муфта	
6	Бурильная труба ТБВК 127x10 Е	До устья	127	107	3-133	Ниппель	113,54
					3-133	Муфта	

Таблица 7 – КНБК для отбора керна (3190-3260м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьб а (низ)	Тип соединен ия (низ)	Сум.ве с, т
					Резьб а (верх)	Тип соединен ия (верх)	
Отбор керна (3190-3260м)							
1	Долото PDC 215,9 ТЗ- ГНУ-R05M	0,35	215,9	-			0,04
					3-152	Муфта	
2	Кернотборны й снаряд СК-178/80	14,8	178	80	3-152	Ниппель	1,94
					3-152	Муфта	
3	Переводник П М152хН147	0,5	133	80	3-152	Ниппель	2,03
					3-147	Муфта	
4	УБТ УБТ 178х80 Д	24	163	80	3-147	Ниппель	5,77
					3-147	Муфта	
5	Переводник П 3-147/133	0,54	127	107	3-147	Ниппель	5,85
					3-133	Муфта	
6	Бурильная труба ТБВК 127х10 Е	До устья	127	107	3-133	Ниппель	109,21
					3-133	Муфта	

2.3.7 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

Согласно геолого-технического условия бурения разведочной скважине, требованиям промышленной безопасности в нефтегазовой отрасли и технико-экономическим обоснованиям рекомендуется использовать тип и

рецептуру промывочной жидкости для бурения интервалов под спуски обсадных колонн скважины и первичного вскрытия продуктивного пласта:

- Интервал бурения 0-40м под направления - бентонитовый буровой раствор.

- Интервал бурения 40-950м под кондуктор - полимерглинистый буровой раствор.

- Интервал бурения 950-3290м под эксплуатационную колонну - полимерглинистого буровой раствор.

- Интервал бурения 3100-3290 под эксплуатационную колонну для первичного вскрытия продуктивного пласта - KCL/полимерный (биополимерный) буровой раствор.

Запроектированные параметры буровых растворов по интервалам бурения и компонентный состав бурового раствора приведены в таблице 33

Потребное количество бурового раствора рассчитывается отдельно для каждого интервала бурения под все запроектируемые колонны и представляет собой сумму определенных объемов представленных в приложении 34

Потребное количество химических реагентов представлено в таблицах 8,9,10.

Таблица 33 - Параметры бурового раствора по интервалам бурения

Тип раствора	Интервал по стволу, м		Параметры бурового раствора							Содержание песка, %
	от	до	Плотность, г/см ³	УВ, с	ПВ, сПз	ДНС, дПа	СНС 10 сек / 10 мин, дПа	Водоотдача, см ³ /30 мин	рН	
Бентонитовый	0	40	1,19	40	-	-	-	-	-	< 2
Полимерглинистый	40	950	1,15	45	25	90	20-60	10	9	< 1,5

Продолжение таблицы 33

Полимер-глинистый	950	310 0	1,06	40	20	70	35-75	10	9	< 1,5
КСЛ/полимерный (биополимерный)	310 0	329 0	1,06	40	10	60	30-40	< 6	8	< 0,5

Таблица И.3.2 – Компонентный состав бурового раствора

Тип раствора	Интервал по стволу, м		Компонентный состав бурового раствора
	от	до	
Бентонитовый	0	40	Техническая вода, глинопорошок, каустическая сода, кальцинированная сода, кальцинированная сода
Полимер-глинистый	40	950	Техническая вода, глинопорошок, каустическая сода, барит, полиакриламид, ПАЦ НВ, ингибитор, кальцинированная сода
Полимер-глинистый	950	310 0	Техническая вода, глинопорошок, каустическая сода, полиакриламид, ПАЦ НВ, ингибитор, кальцинированная сода
КСЛ/полимерный (биополимерный)	310 0	329 0	Техническая вода, каустическая сода, ксантановая камедь, КСЛ, крахмал, ингибитор, смазывающая добавка, карбонат кальция 5 мкр, карбонат кальция 50 мкр, карбонат кальция 150 мкр, бактерицид, пеногаситель, кальцинированная сода

Таблица И3.3 – Потребное количество бурового раствора под интервал 0-3290м

Таблица 19 – Результаты расчета потребного количества реагентов

Наименование материала	Назначение	Упаковка ед. изм.	Потребное количество реагентов							
			Направление		Кондуктор		Экспл. колонна		Итого	
			кг	Уп	кг	уп	кг	Уп	кг	уп
Каустическая сода	Регулирование щелочности среды	Мешок, 25	198	8	81,9	4	929	38	1209	50
Глинопорошок	Придание раствору тиксотропных свойств, снижение фильтратоотдачи	Мешок, 1000	52470	53	81178	82	9810	10	143458	145
Барит	Регулирование плотности	Мешок, 1000			26581	27			26581	27
Полиакриламид	Стабилизатор, регулятор фильтрации и реологических свойств	Мешок, 25			102	5	140	6	242	11
ПАЦ НВ	Регулятор фильтрации	Мешок, 25			1022	41	1401	56	2423	97
Ингибитор	Подавление процессов гидратации и набухания глинистых пород	Бочка, 200			40	1	56	1	96	2

Наименование материала	Назначение	Упаковка ед. изм.	Потребное количество реагентов								
			Направление		Кондуктор		Экспл. колонна		Итого		
			кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп	
Ксантановая камедь	Придание раствору тиксотропных свойств, снижение фильтратоотдачи	Мешок, 25						1400	56	1400	56
KCL	Подавление процессов гидратации и набухания глинистых пород	Мешок, 1000						19450	20	19450	20
Крахмал	Регулятор фильтрации	Мешок, 25						6588	264	6588	264
Смазывающая добавка	Снижение коэффициента трения в скважине	Бочка 200						1712	9	1712	9
Карбонат кальция 5 мкр	Регулирование плотности, кольматация каналов	Мешок, 1000						5835	6	5835	6
Карбонат кальция 50 мкр	Регулирование плотности, кольматация каналов	Мешок, 1000						9725	10	9725	10
Карбонат кальция 150 мкр	Регулирование плотности, кольматация каналов	Мешок, 1000						4668	5	4668	5
Бактерицид	Защита от микробиологической деструкции	Бочка 200						38,84	1	38,84	1
Пенегаситель	Предотвращение пенообразования	Бочка 200						38,9	1	38,9	1

Таблица И.3.4 – Потребное количество химических реагентов

Наименование материала	Назначение	Упаковка ед. изм.	Потребное количество реагентов							
			Направление		Кондуктор		Экспл. колонна		Итого	
			кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп
Каустическая сода	Регулирование щелочности среды	Мешок, 25	32,83	2	114,2	5	633,6	25	780,6	32
Глино-порошок	Придание раствору тиксотропных свойств, снижение фильтратоотдачи	Мешок, 1000	8755	9	9136	9	6048	6	23939	24
Кальцинированная сода	Снижение водоотдачи, увеличение СНС и коагуляции	Мешок 60	10,7	1	81,32	2	113,6	2	205,62	5
Барит	Регулирование плотности	Мешок, 1500			29692	20			29692	20
Полиакриламид	Стабилизатор, регулятор фильтрации и реологических свойств	Мешок, 25			114	5	86,4	4	200,4	8
ПАЦ НВ	Регулятор фильтрации	Мешок, 25			1142	46	864	35	2006	81
Ингибитор	Подавление процессов гидратации и набухания глинистых пород	Бочка, 200			45,7	1	248,4	2	294.1	2
Ксантановая камедь	Придание раствору тиксотропных свойств, снижение фильтратоотдачи	Мешок, 25					967,7	39	967,7	39
KCL	Подавление процессов гидратации и набухания глинистых пород	Мешок, 1000					13440	14	13440	14
Крахмал	Регулятор фильтрации	Мешок, 25					4838,4	194	4838,4	194

Смазывающая добавка	Снижение коэффициента трения в скважине	Бочка 200					1182,7	6	1182,7	6
---------------------	---	-----------	--	--	--	--	--------	---	--------	---

Продолжение таблицы И3.4

Карбонат кальция 5 мкр	Регулирование плотности, кольматация каналов	Мешок , 1000					4032	4	4032	4
Карбонат кальция 50 мкр	Регулирование плотности, кольматация каналов	Мешок , 1000					6720	7	6720	7
Карбонат кальция 150 мкр	Регулирование плотности, кольматация каналов	Мешок , 1000					3225,6	4	3225,6	4
Бактерицид	Защита от микробиологической деструкции	Бочка 200					26,8	1	26,8	1
Пеногаситель	Предотвращение пенообразования	Бочка 200					26,8	1	26,8	1

В качестве компонента для предотвращения возможных поглощений бурового раствора используется кольматант: резиновая крошка

2.3.8 Выбор гидравлической программы промывки скважины

Расход промывочной жидкости должен обеспечить:

- эффективную очистку забоя скважины от шлама;
- транспортирование шлама на поверхность без аккумуляции его в кольцевом пространстве между бурильными трубами и стенками скважины;
- устойчивую работу забойного двигателя;
- предотвращение гидроразрыва горных пород;
- обеспечение гидромониторного эффекта;
- предотвращение размыва стенки скважины и т.д.

Спроектированные параметры забойного двигателя по интервалам бурения и области допустимого расхода бурового раствора представлены в приложении И.4.

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под направления принимается 36 л/с исходя из возможностей оборудования буровой установки.

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под кондуктор принимается 25 л/с для обеспечения эффективной очистки забоя скважины, породоразрушающего инструмента, для стабильной работы ВЗД, выноса шлама и предотвращения осложнений.

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под эксплуатационную колонну принимается 32л/с, незначительное увеличения расхода бурового не приведет к размыву стенок скважины, но обеспечит стабильную работу ВЗД.

Так же расчет гидравлической программы промывки скважины был выполнен в программном обеспечении для решения проектных, инженерных задач и задач оперативного контроля процесса строительства скважин «БурСофтПроект».

Результаты расчета гидравлической программы промывки скважины в программном обеспечении «БурСофтПроект» представлены в приложении И.4.

2.3.9 Технические средства и режимы бурения при отборе керна

При строительстве проектируемой разведочной скважины планируется отбор керна для анализа нефтеносных пластов. Согласно геолого-техническому условию нефтеносность по разрезу скважины присутствует в интервале: 3200-3250м. Так как скважина является разведочной и из-за неполноты геологических данных существует вероятность нахождения продуктивных пластов выше/ниже прогнозируемой вертикали, в следствие этого планируются интервалы отбора керна следующие:

- интервал отбора керна 3190-3260 м;

Для отбора керна планируется использования бурголовки с PDC вооружением, для получения более качественного отобранного керна и

обеспечения данной бурголовкой бурения трех запланируемых интервалов. Выбор бурголовки с PDC вооружением обусловлен так же тем, что интервал сложен горными породами средней твердости.

Из геолого-технического условия тип коллектора поровый – представлен песчаником. Для сохранения отобранного керна планируется использование керноприемного устройства с максимальной длиной приема керна и диаметром керна 80мм, а также с использования керна приемных стеклопластиковых труб и цангового кернорвателя. Данное техническое решение позволит произвести максимально качественно отбор керна в планируемых интервалах.

Характеристика проектируемой для бурения интервала отбора керна бурголовки представлена в таблице 8.

Таблица 8 – Тип проектируемой для бурения интервала отбора керна бурголовки

Типоразмер	Наружный диаметр, мм	Диаметр керна, мм	Присоединительная резьба по ГОСТ 21 ST 0-7Б	Масса, кг
Долото PDC 215,9 ТЗ-ГНУ- R05M	215,9	80	3-88 (м)	21

Характеристика проектируемого для бурения интервала отбора керна кернотборного снаряда представлена в таблице 9.

Таблица 9 – Тип проектируемого для бурения интервала отбора керна кернотборного снаряда

Керно-приемное устройство	Наружный диаметр корпуса, мм	Максимальная длина керна за 1 рейс, м (кол-во секций)	Диаметр керна, мм	Длина керно-приема, мм	Резьба		Масса устройства в сборе, кг
					Верх	Низ	
СК-136/80 «ТРИАС»	136	18 (3)	80	14835	3-88 (м)	3-88 (н)	2300

Режимы бурения при отборе керна представлены в таблицы 10.

Таблица 10 - Технические средства и режимы бурения при отборе керна

Интервал, м	Тип керноотборного снаряда	Параметры режима бурения		
		Осевая нагрузка, т	Частота вращения инструмента, об/мин	Расход бурового раствора, л/сек
2610-2655	СК-136/80 «ТРИАС»	2-5	60-120	10-20

2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин

2.4.1 Расчет обсадных колонн на прочность

2.4.1.1 Исходные данные для расчета действующих нагрузок

Параметр	Значение	Параметр	Значение
плотность продавочной жидкости $\rho_{прод}$, кг/м ³	1000	плотность буферной жидкости $\rho_{буф}$, кг/м ³	1050
плотность облегченного тампонажного раствора $\rho_{тробл}$, кг/м ³	1400	плотность тампонажного раствора нормальной плотности $\rho_{трн}$, кг/м ³	1800
плотность нефти ρ_n , кг/м ³	840	глубина скважины, м	3290
высота столба буферной жидкости h_1 , м	800	высота столба тампонажного раствора нормальной плотности h_2 , м	140
высота цементного стакана $h_{ст}$, м	20	динамический уровень скважины $h_{д}$, м	2193

2.4.1.2 Расчет наружных избыточных давлений

Наружное избыточное давление – разность между наружным давлением, действующим на обсадную колонну со стороны кольцевого пространства, и внутренним, действующим внутри обсадной колонны.

$$P_{ни} = P_n - P_в,$$

где P_n – наружное давление;

$P_в$ – внутреннее давление.

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

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

Расчет соответствующего случая начинается с построения схемы расположения всех возможных (геолого-технологических) уровней за колонной и внутри колонны и по этой схеме выбираются расчётные точки (в местах изменения плотности или высоты расположения жидкостей), рисунок 1 и 2.

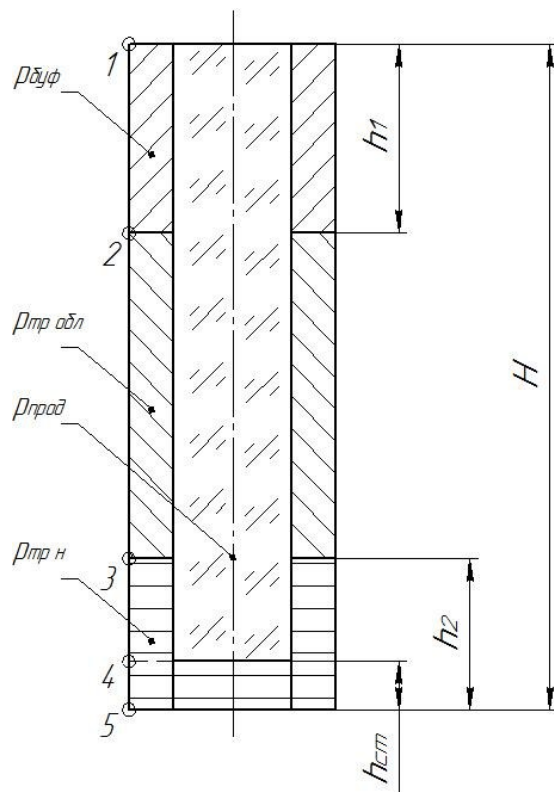


Рисунок 1 - Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении

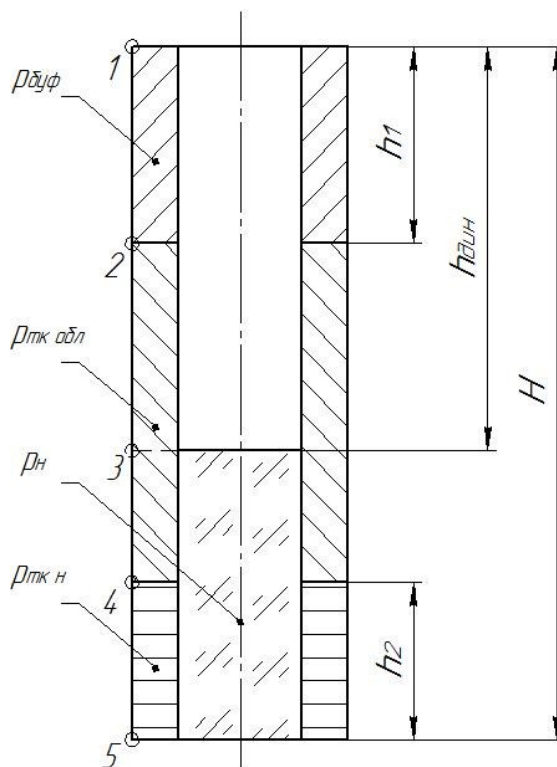


Рисунок 2 - Схема расположения жидкостей в конце эксплуатации нефтяной скважины

После проведения расчетов данные вносятся в таблицу 1 и по этим данным строится эпюра наружных избыточных давлений, рисунок 3.

Таблица 1 – Данные расчета наружных избыточных давлений

При цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении			Конец эксплуатации скважины		
№ т.	Глубина (метры)	Наружное избыточное давление (МПа)	№ т.	Глубина (метры)	Наружное избыточное давление (МПа)
1	0	0	1	0	0
2	800	0.65	2	800	7.15
3	3150	9.25	3	3150	22.589
4	3270	10.556	4	3270	24.561
5	3290	10.556	5	3290	25.266

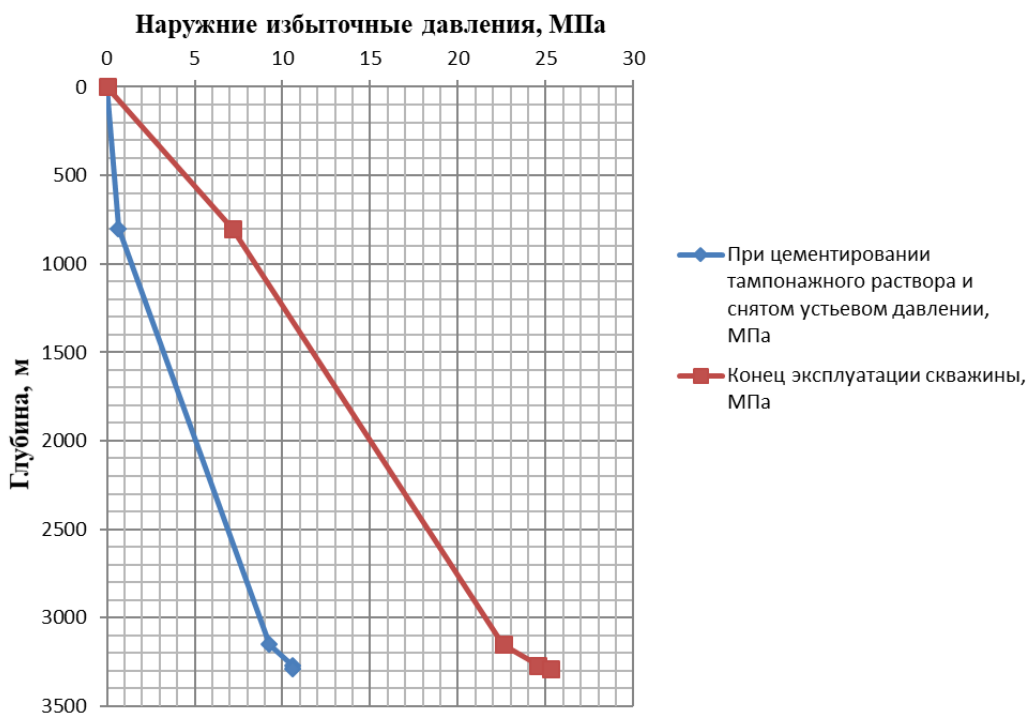


Рисунок 3 - Эпюра наружных избыточных давлений

1.4 Расчет внутренних избыточных давлений

Внутреннее избыточное давление – разность между внутренним давлением, действующим внутри обсадной колонны, и наружным, действующим на обсадную колонну со стороны кольцевого пространства.

$$P_{ви} = P_{в} - P_{н},$$

где $P_{в}$ – внутреннее давление;

$P_{н}$ – наружное давление.

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

1. при цементировании в конце продавки тампонажной смеси, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения, схема изображена на рисунке 4.

2. при опрессовке колонны с целью проверки её герметичности, схема изображена на рисунке 5.

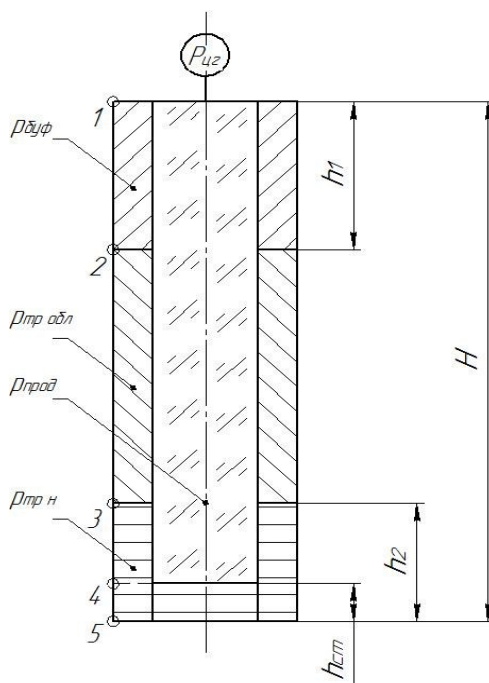


Рисунок 4 - Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения

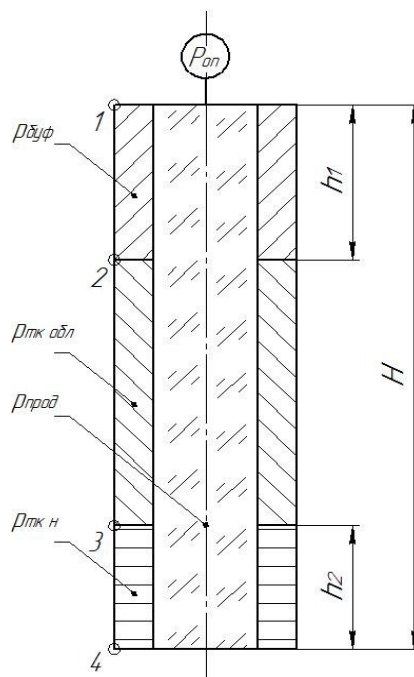


Рисунок 5 - Схема расположения жидкостей при опрессовке обсадной колонны

После проведения расчетов данные вносятся в таблицу 2 и по этим данным строится эпюра внутренних избыточных давлений, рисунок 6.

Таблица 2 - Данные расчета внутренних избыточных давлений

При цементировании в конце продавки тампонажного раствора			Опрессовка эксплуатационной колонны		
№ т.	Глубина (метры)	Внутреннее избыточное давление (МПа)	№ т.	Глубина (метры)	Внутреннее избыточное давление (МПа)
1	0	20.936	1	0	11.5
2	800	20.546	2	800	11.1
3	3150	11.322	3	3150	9.9549
4	3270	10.38	4	3270	9.4742
5	3290	10.38			

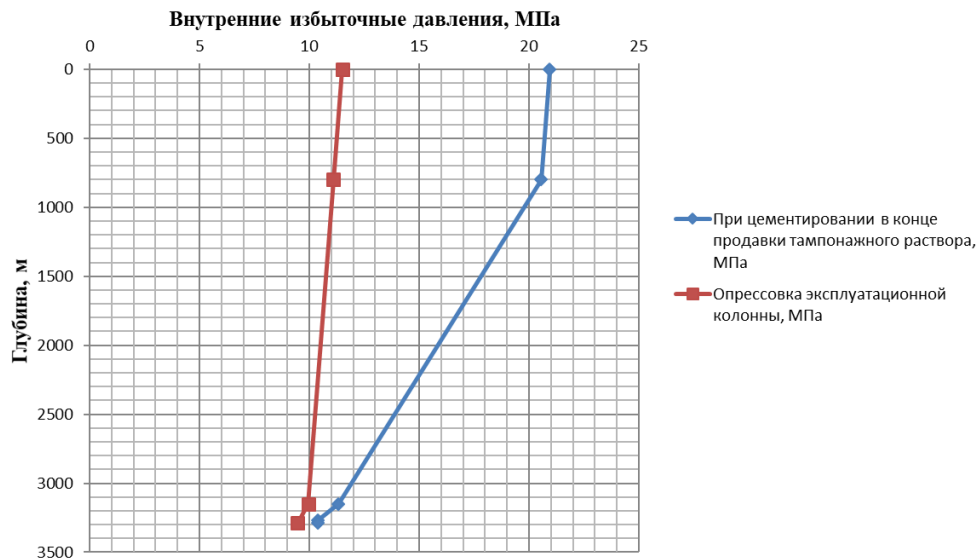


Рисунок 6 - Эпюры внутренних избыточных давлений.

2.4.2 Расчет и обоснование параметров цементирования эксплуатационной колонны

2.4.2.1 Обоснование способа цементирования

Проверяется условие недопущения гидроразрыва пластов или поглощения раствора по формуле:

$$P_{гс\ кп} + P_{гд\ кп} \leq 0,95 * P_{гр}, \quad (1.1)$$

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

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

$P_{гр}$ – давление гидроразрыва пород на забое скважины, МПа. Согласно геологическим данным $P_{гр} = 60,1$ МПа.

$$43,15 \text{ МПа} \leq 57,09 \text{ МПа},$$

Условия недопущения гидроразрыва пластов выполняется, принимается решение использовать прямое одноступенчатое цементирование.

2.4.2.2 Расчет объемов буферной жидкости, тампонажного раствора и продавочной жидкости

Объемы буферной и продавочной жидкости представлены в таблице

14.

Таблица 14 – Объем буферной и продавочной жидкости.

Наименование жидкости		Расчётный объём, м ³
Объем буферной жидкости		15,4
Объём тампонажного раствора	Облегченный тампонажный раствор	41,11
	Тампонажный раствор нормальной плотности	2,36
Объём продавочной жидкости		62,92

2.4.2.3 Определение необходимых количеств компонентов буферной жидкости и тампонажного раствора

Расчет количества компонентов сухой тампонажной смеси и жидкости для её затворения производят с учётом водоцементного отношения и оптимальной плотности цементного раствора.

Количество составных компонентов тампонажной смеси представлены в таблице 15.

Таблица 15 - Количество составных компонентов тампонажной смеси

Наимен. жидкости	Объём жидк., м ³	Плотн. жидк., кг/м ³	Объём воды для пригот. жидк., м ³	Наимен. компонента	Масса компон. (кг) / колич. мешков (шт.)	Наимен. цемента	Масса цемента (т) / колич. мешков (шт.)
Буферная	3,08	1050	15,4	МБП-СМ	215,6 / 9	-	-
	12,32			МБП-МВ	165,6 / 7	-	-
Обл. тамп. р-р	41,11	1400	27,95	НТФ	8,75 / 1	ПЦТ-III-Об(4)-100	34,20 / 35
Тамп. р-р норм. плотн.	2,36	1800	1,3	НТФ	1,1 / 1	ПЦТ-II-150	3,15 / 4
Продавочная	62,92	1	-	-	-	-	-

2.4.3 Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования

Рассчитывается давление на насосе «продавочного» цементировочного

агрегата (в МПа):

$$P_{ца} \geq P_{цг} / 0.8, \quad (4.1)$$

где $P_{цг}$ – давление на цементирующей головке в конце цементирования,

$$P_{цг} = 20,94 \text{ МПа};$$

$$32 \text{ МПа} \geq 26,17 \text{ МПа}.$$

Выбирается ближайшее большее давление, развиваемое цементирующим агрегатом ЦА-320 (технические характеристики насоса 9Т приведены в табл. 2).

Таблица 2 - Технические характеристики насоса 9Т цементирующего агрегата ЦА-320

Диаметр штуков, мм	Развиваемое давление, МПа					Идеальная подача, л/с				
	Скорость коробки передач					Скорость коробки передач				
	1	2	3	4	5	1	2	3	4	5
100	-	32	18	12	7,6	-	3,2	6,1	9,3	14,1

Рассчитывается необходимое число цементосмесительных машин исходя из суммарной массы тампонажной смеси, расположенной в их бункерах:

$$m = G_{сyx} / G_{бр} \quad (4.2)$$

1. Для облегченной тампонажной смеси: $m = 2$ машины типа УС6-30Н(У); с дозагрузкой.

2. Для тампонажной смеси нормальной плотности: $m = 1$ машина типа УС6-30Н(У).

3. Число цементирующих агрегатов, работающих для затворения тампонажного раствора определяется с таким учетом, что на каждую цементосмесительную машину работает один агрегат: 2 машины ЦА -320.

По результатам расчёта количества и выбора цементирующей техники разрабатывается технологическая схема обвязки цементирующего оборудования (Рис.1).

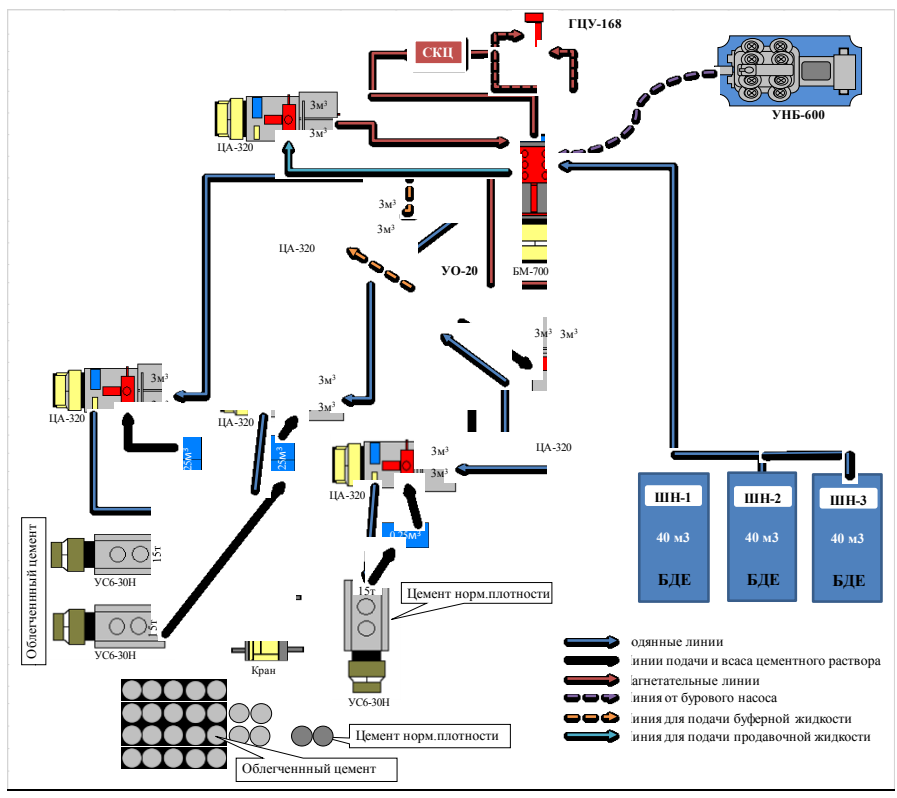


Рисунок 1. Технологическая схема обвязки цементирующего оборудования

2.4.4 Выбор технологической оснастки обсадных колонн

Технологическая оснастка обсадных колонн представлена в таблице 17.

Таблица 17 – Технологическая оснастка обсадных колонн

Тип колонны, D _{усл} , мм	Башмак	Обратный клапан	Пробка разделительная продавочная	Центратор, (количество, шт)	Цементировочная головка
Направление, D _{усл} = 365 мм	БКМ-365 ОТТМ	-	-	-	Глухой переводник с КП-1
Кондуктор, D _{усл} = 245 мм	БКМ-245 ОТТМ	ЦКОДМ - 245 ОТТМ	ПРП-Ц-245	ЦЦ-245/295-320 (19)	ГЦУ-245 А
Экспл. колонна, D _{усл} = 168 мм	БКМ-168 ОТТМ	ЦКОДМ - 168 ОТТМ	ПРП-Ц-168	ЦЦ-168/216-245 (66)	ГЦУ-168 А

2.4.5 Проектирование процесса испытания и освоения скважины

2.4.5.1 Проектирование перфорационного оборудования для вторичного вскрытия продуктивного пласта

Для вторичного вскрытия продуктивного пласта будет использован кумулятивный перфоратор ПКО 114-АТ. Мощность продуктивного пласта согласно геологическим данным составляет 50м, гл. 3200-3250 м.

Основные технические характеристики перфорационных систем однократного применения ПКО 114-АТ представлены в таблице 18.

Таблица 18 - Основные технические характеристики перфоратора кумулятивного корпусного ПКО 114-АТ

Технические характеристики	ПКО114-АТ
-----------------------------------	------------------

Наружный диаметр, мм	114
Фазировка, ° *	60
Плотность перфорации, отв./м **	20
Максимально допустимое гидростатическое давление, МПа	80/103,5/ 110 ***
Максимально допустимая температура, °С ***	150/200
Длина корпусов, м	1/2/3/4/5/6

2.4.5.2 Проектирование пластоиспытателя

Комплекс пластоиспытательный ИПТ-116 предназначен для исследования скважин с целью определения гидродинамических характеристик пластов. Проведение испытаний в многоцикловом режиме, отбор герметизированных проб пластовой жидкости в конце подъема комплекса из скважины (при наличии контейнеров).

Условия эксплуатации - исследование в открытых стволах от 135 от 170мм, исследование в обсаженных колонной скважинах диаметрами 146, 168 мм. Работа в среде глинистого раствора, нефти, пластовой воды и т.д.

Таблица 3 - Технические характеристики комплекса пластоиспытательного ИПТ-116

Наружный диаметр, мм	116
Минимальный диаметр проходного канала, мм	35
Максимальный перепад давления, МПа	35
Максимальное давление, МПа	60
Температура в скважине, °С	150
Размер присоединительных резьб	3-86, 3-102

2.4.5.3 Проектирование оборудования для вызова притока методом свабиrowания

Комплекс оборудования для свабиrowания скважин состоит из двух основных частей:

- Устьевое оборудование;
- Скважинное оборудование.

1. Комплекс наземного оборудования для свабиrowания скважин КНОС.

Состав комплекса и технические характеристики представлены в таблице 20.

Таблица 20 - Состав комплекса и технические характеристики

Очиститель сальниковый ОС2.1-000 предназначен для очистки и герметизации каната	
Диаметром, мм	от 9,5 до 19
Рабочее давление, МПа	14
Диаметр прохода, мм	25
Присоединительная резьба НКТ 89 ГОСТ 633-80.	
Устройство освобождающее УО1-25.000 предназначено для автоматического отсоединения очистителя сальникового от лубрикатора.	
Рабочее давление, МПа	14
Диаметр прохода, мм	25
Присоединительные резьбы НКТ 89 ГОСТ 633-80.	
Лубризатор Л-89.000 предназначен для извлечения (спуска) колонны сваба из скважины без ее разгерметизации.	
Рабочее давление, МПа	21
Диаметр прохода, мм	75,9
Присоединительные резьбы НКТ 89 ГОСТ 633-80.	

Продолжение таблицы

Ловушка сваба механическая ЛСМ-78.000 предназначена для удержания колонны сваба во время замены манжеты.	
Рабочее давление, МПа	14
Диаметр прохода, мм	76
Присоединительные резьбы НКТ 89 ГОСТ 633-80.	
Быстро-разъемное соединение БРС-73 предназначено для быстрого соединения НКТ 73 ГОСТ 633-80.	
Рабочее давление, МПа	14
Диаметр прохода, мм	62
Присоединительные резьбы НКТ 73 ГОСТ 633-80.	
Кран шаровый КШН-73x21.000 предназначен для оперативного перекрытия и герметизации трубного канала коллоны НКТ 73 ГОСТ 633-80.	
Рабочее давление, МПа	21
Диаметр прохода, мм	38
Присоединительные резьбы НКТ 73 ГОСТ 633-80.	
Превентор малогабаритный ПМТ1.3-80x21 предназначен для герметизации НКТ ГОСТ 633-80, штанг (ШН), геофизического кабеля.	
Рабочее давление, МПа	21
Диаметр прохода, мм	80
Присоединительные резьбы: верх - НКТ 89 ГОСТ 633-80, низ - ОТТМ 140 ГОСТ 632-80, патрубков-ниппель - НКТ 73, муфта - НКТ 60 ГОСТ 633-80 .	
Затвор шаровый ЗШ1 78x21.000 предназначен для оперативного перекрытия и герметизации трубного канала коллоны НКТ 89 ГОСТ 633-80.	
Рабочее давление, МПа	21
Диаметр прохода, мм	78
Присоединительные резьбы: верх - ОТТМ 140 ГОСТ 632-80, низ - НКТ 89ВН ГОСТ 633-80.	

Фланец трубодержатель ФТ-89.000 предназначен для соединения устьевого оборудования с крестовиной фонтанной арматуры.	
Рабочее давление, МПа	21
Диаметр прохода, мм	211,1
Присоединительные резьбы: верх - НКТ 89ВН, низ - НКТ 89 ГОСТ 633-80.	

2. Скважинное оборудование для свабирования КС-62

Состав оборудования свабирования и технические характеристики

представлены в таблице 21.

Таблица 21 - Состав оборудования свабирования и технические характеристики

Узел заделки каната КС 62.01.000 предназначен для закрепления каната диаметром от 9,5 до 15 мм (при смене сухарей) к колонне сваба	
Диаметр наружный, мм	60
Шаблон КС 62.00.006 предназначен для шаблонирования колонны НКТ 73 ГОСТ 633-80. Диаметр наружный 60 мм	
Диаметр наружный, мм	60
Штанга КС 62.00.001 предназначена для ускорения погружения колонны сваба в колонне НКТ ГОСТ 633-80	
Диаметр наружный, мм	55
Масса, кг	10
Скрепер КС 62.08.000 предназначен для очищения колонны НКТ 73 ГОСТ 633-80	
Диаметр наружный, мм	65
Ударник сваба КС 62.02.000 предназначен для создания ударных нагрузок на колонну сваба с низу в верх при ее заклинивании в колонне НКТ ГОСТ 633-80	
Диаметр наружный, мм	55
Извлекатель сваба КС.62.03.000 предназначен для извлечения колонны сваба из скважины при обрыве каната. Диаметр наружный 57 мм	
Диаметр наружный, мм	57
Сваб КС 62.03.000 предназначен для герметизации трубного канала колонны НКТ ГОСТ 633-80 при подъеме колонны сваба	
Диаметр наружный манжеты, мм	61 и 75
Штанга грузовая КС 62.00.002 предназначена для ускорения погружения скрепера в колонне НКТ ГОСТ 633-80	
Диаметр наружный, мм	55
Масса, кг	45

2.5 Выбор буровой установки

Буровая установка выбирается, 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.

При выборе буровой установки должны выполняться следующие условия

$$[G_{кр}] / Q_{бк} \geq 0,6; \quad (10)$$

$$[G_{кр}] / Q_{об} \geq 0,9; \quad (11)$$

$$[G_{кр}] / Q_{пр} \geq 1, \quad (12)$$

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

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

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

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

Параметр веса колонны при ликвидации прихвата определяется по формуле:

$$Q_{пр} = k * Q_{мах}, \quad (13)$$

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

$Q_{мах}$ – наибольший вес одной из колонн, тс.

Для расчета примем буровую установку БУ-3000 ЭУК-1М.

Результаты расчета выбора буровой установки представлены в таблице 22.

Таблица 22 – Расчет выбора буровой установки

Наименование БУ		Допустимая нагрузка на крюке, тс	Оснастка талевой системы
БУ-3000 ЭУК-1М		200	5х6
Вес, тс		Условие соответствия	
Максимальный вес бурильной колонны	113	$[G_{кр}] / Q_{бк} \geq 0,6$	1,7
Максимальный вес обсадной колонны	100	$[G_{кр}] / Q_{об} \geq 0,9$	2

веса колонны при ликвидации прихвата	146	$[G_{кр}] / Q_{пр} \geq 1,0$	1,36
--------------------------------------	-----	------------------------------	------

3 БУРЕНИЕ НА ДЕПРЕССИИ

С каждым годом в мировой экономике требуется все больше нефти и все дальше от обшитых территорий ходят нефтяники в поисках черного золота. Все дороже каждая добытая его тонна. Однако традиционные технологии добычи позволяют извлечь из недр только 30% запасов нефти, миллионы тонн черного золота остается лежать в земле. Выход здесь только один - это разработка и внедрение новых подходов к освоению и эксплуатации месторождений. Уже сегодня современные технологии позволяют резко увеличить нефтеотдачу пластов и в первую очередь они касаются процессов бурения. Повышением эффективности нефтедобычи ученые занялись задолго до нефтяных кризисов. Проведенные научные исследования доказывали, что нефтеотдача напрямую связана с методом используемым при первичном вскрытии нефтяного пласта особенно это актуально при эксплуатации старых месторождений имеющее низкое пластовое давление и высокую степень выработки. Существуют две технологии строительства: на репрессии и на депрессии. Вообще технология должна быть на репрессии. Почему? Потому что на угнетение пластов к которым мы приходим. Угнетение пласта нам необходима для того, чтобы флюиды неконтрольно не попали в ствол скважины и не привели к фонтану или еще к чему либо. Но в тоже время когда мы вскрываем продуктивный пласт на репрессии используются разные множества растворов и все они приводят к снижению фильтрационных и емкостных свойств -это пористость и проницаемость пласта. Снижение пористости и проницаемости пласта приводит к тому, что меньше притекает в ствол скважины нефти, примерно остается лежать 30% и скважина остается "больная". При работе на репрессии буровой раствор приводит к закупорки пор пласта призабойной зоны, а когда бурим на депрессии, мы пробуриваем до продуктивного пласта ствол скважины, в кровлю продуктивного пласта

спускаем колонну и далее создаем в скважине условия депрессии т.е. чтобы флюид не давил в скважину каким-то флюидом а поступал в ствол скважины и тем самым в скважине призабойная зона остается чистой. В виду того, что мы бурим не создавая репрессий на пласт, не загрязняем и мы сохраняем коллекторские свойства пласта. репрессия скважина пласт.

Бурение скважин на депрессии - это технология бурения с отрицательным дифференциальным давлением в системе скважина-пласт, когда пластовое давление превышает давление столба жидкости в скважине.

В этих условиях фильтрат бурового раствора, жидкость глушения и тд не попадают в продуктивный пласт, что не приводит к ухудшения коллекторских свойств пласта.

При создании депрессии на пласт в скважину будет поступать пластовый флюид (газ, нефть, вода) с различным дебитом.

Бурение скважин на депрессии позволяет:

- минимизировать загрязнение пласта, в тч призабойной зону пласта;
- обеспечить одновременное повышение коэффициента извлечения нефти (КИН) и притока, в связи с минимизацией повреждения коллекторов;
- увеличить показатель проходки на долото и увеличить механическую скорости бурения, в связи со снижением угнетающего давления на забой скважины;
- снизить отрицательное воздействие бурового раствора на его коллекторские свойства.

Технология депрессивного бурения позволяет эффективно поддерживать (регулировать) заданное дифференциальное давление в системе скважина - пласт, что снижает вероятность поглощения промывочной жидкости, флюидопроявления, осыпей, обвалов и других осложнений ствола скважины.

Агента при использовании этой технологии применяют:

- раствор низкой плотности, к примеру, воду или нефть;

- аэрированные растворы, газифицированные воздухом, азотом, природным газом или даже отходящие газы двигателей внутреннего сгорания (ДВС).

При использовании технологии бурения на депрессии дебит скважины вырастает в разы.

Эффективность этой технологии снижает ее высокая стоимость.

Бурение на депрессии и его преимущества

Подавляющее число ведущих мировых и российских нефтегазовых компаний везде, где допустимо применение иной технологии, используют бурение на депрессии. Кардинальное ее отличие состоит не в повышенном, а пониженном (по отношению к пласту) создаваемом давлении в шахте – что не только вызывает приток флюидов с той же степенью эффективности, но и сохраняет естественные для породы коллекторные характеристики проницаемости на протяжении гораздо более долгого времени.

Таким образом, с точки зрения не только долговечности эксплуатации, но и экологической безопасности бурение на депрессии для скважин значительно целесообразней – что полностью подтверждается и мировым опытом. При этом эффективность данного метода одинакова на всех разновидностях скважин – и вертикальных, и наклонно направленных, и горизонтальных.

Бурение на депрессии не всегда допустимо

Допустимая депрессия на стенке скважины при бурении не должна превышать 10-15 % эффективных скелетных напряжений (разность между горным и поровым давлением пород).

При освоении скважин допустимая депрессии определяется из условия обеспечения устойчивости призабойной зоны пласта и сохранности цементного кольца за обсадной колонной.

Депрессия в 10-15 % эффективных скелетных напряжений пренебрежимо мала, в других случаях - велика или даже недопустимо велика.

К примеру, на истощенных месторождениях (особенно газоконденсатным и газовым), где падение пластового давления к первоначальному уровню доходит до 4 раз, использование этой технологии возможно с учетом величины коэффициента аномального давления пластов (k_a) в зависимости от глубины.

для $k_a = 0,5 - 1,0$ минимальная глубина составит примерно 1 км, для $k_a = 1,5$ - не менее 2,5 км, $k_a = 2,0$ - более 4 км.

В настоящее время наиболее распространено бурение на репрессии, когда давление столба жидкости в скважине превышает пластовое давление.

Вскрытие пласта происходит за счет циркуляции бурового раствора средней плотности 1,2 - 1,3 т/м³.

Бурение на репрессии эффективно на скважинах незначительной глубины и в неустойчивых грунтах.

Недостатком является относительно быстрое снижение дебита.

За 20 лет продуктивность добычи может снижаться в интервале 5 - 60 раз из-за быстрого падения скважинной проницаемости забойного пласта (ПЗП).

Это происходит при кольматации (закупоривании), независимо от используемого инструмента и типа бурового оборудования.

Устьевая обвязка при бурении на депрессии.

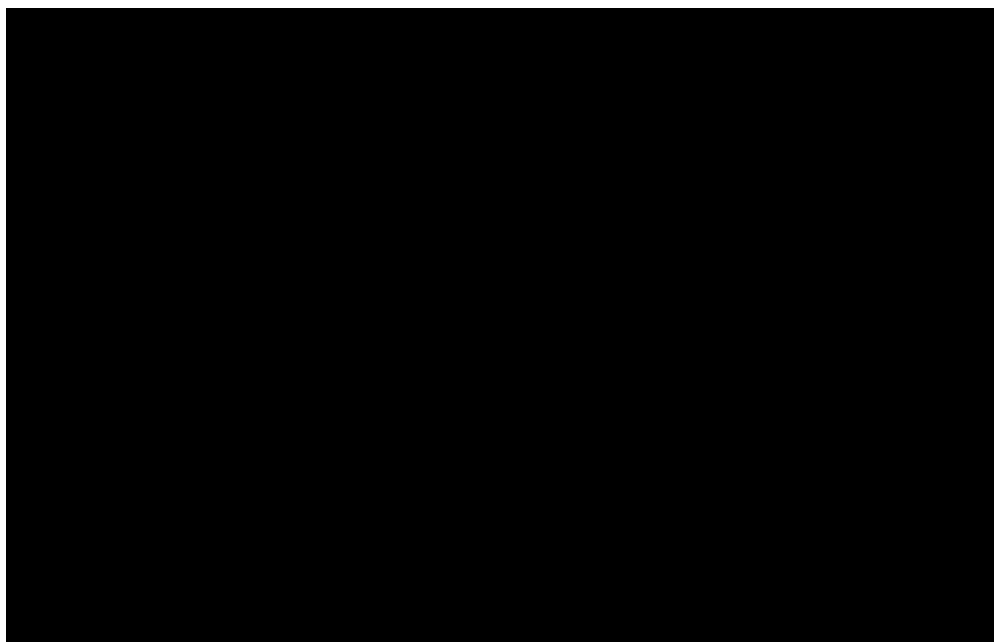


Схема устьевой обвязки при бурении на депрессии.

Вращающийся противовыбросовый привентно. Используется в системе возврата бурового раствора для сдерживания восходящего потока во время бурения. Вращающийся противовыбросовый привентно является ключевым фактором для использования методик бурения на депрессии, при сбалансированном давлении и на репрессии - при повышенной опасности выброса газа. ПВП направляет раствор через манифольд управления, который оснащен высокотехнологичными датчиками для получения важнейших данных по раствору.

Автоматизированный штуцерный манифольд. Манифольд оснащен двумя штуцерами, при этом один может использоваться постоянно, а второй - в аварийной ситуации. Массовый расходомер установлен на манифольде, после штуцеров по ходу тока флюида и собирает данные (массовый и объемный расход, а также плотность и температуру бурового раствора) в затрубном пространстве в режиме реального времени, а периодичность отбора проб составляет несколько раз в секунду. Эти данные направляются на интеллектуальный блок управления системы. Блок интеллектуального управления включает в себя все компоненты для сбора необходимых данных в целях измерения и анализа физических свойств, включая реагирование на

неблагоприятные ситуации в скважине. Блок использует алгоритмы для идентификации поминутного притока и поглощений раствора в скважине; кроме того, он способен различать вспучивание/смятие пород в стволе и более серьезный приток/поглощение раствора и передает эти данные оператору и на резервные интерфейсы. При работе в автоматическом режиме блок интеллектуального управления также управляет буровыми штанцами для регулировки противодавления при необходимости.

Технологическая схема расположения дополнительного оборудования для бурения на депрессии показана на рисунке

Отрицательные моменты

При бурении на депрессии и Плотность передаваемых данных телеметрии – Скорость передачи данных приборов телеметрии и каротажа в реальном времени, из-за необходимости создавать более сильный перепад давления на модуляторе телеметрии, снижается относительно стандартного бурения, что может привести к уменьшению плотности данных на каротажах и Кавитация. Сокращение срока службы оборудования – – Агрессивность газов в пузырьках, вызывает эрозию материалов, с которыми соприкасается жидкость, в которой развивается кавитация Большие разбросы давления, возникающие при схлопывании пузырьков газа, создают эффект гидроударов и воздействуют на поверхности соприкасающихся материалов, разрушая их .

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА

«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСООБЪЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2БЗБ	Романов Сергей Сергеевич

Инженерная школа	Природных ресурсов	Отделение	Нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавр	Направление	Нефтегазовое дело

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

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

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

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

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Организационная структура управления организацией
2. Линейный календарный график выполнения работ
3. Нормативная карта

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Вершкова Е.Н			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2БЗБ	Романов Сергей Сергеевич		

4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

4.1 Основные направления деятельности и организационная структура управления предприятия ООО «РН-Юганскнефтегаз»

ООО «РН-Юганскнефтегаз» (до октября 2008 — **ОАО «Юганскнефтегаз»**) — ведущее добывающее предприятие НК «Роснефть», одно из крупнейших нефтедобывающих предприятий России. Компания ведет работу на территории городов Нефтеюганск и Пыть-Ях, Нефтеюганского, Сургутского и Ханты-Мансийского районов ХМАО-Югры, разрабатывает 28 месторождений.

За 2013 год было добыто 66,17 млн тонн, что составляет 24 % добычи по ХМАО-Югре и более 12 % всей нефтедобычи России.. Штаб-квартира располагается в городе Нефтеюганске (ХМАО). Генеральный директор — Хасан Курейшевич Татриев.

История Юганскнефтегаза началась в 1961 году с разработки Усть-Балыкского нефтяного месторождения. 15 сентября 1977 года глава Министерства нефтяной промышленности Николай Алексеевич Мальцев подписал Приказ о создании Производственного Объединения «Юганскнефтегаз». В состав вошли нефтегазодобывающее управление «Юганскнефть», нефтегазодобывающее управление «Правдинскнефть», а также управления буровых работ и другие предприятия сервисного комплекса. Первым генеральным директором был назначен Роман Иванович Кузоваткин.

С 1988 года генеральным директором ПО «Юганскнефтегаз» становится Сергей Викторович Муравленко.

Россия

В 1992 году было принято решение, а в 1993 создана нефтяная компания «ЮКОС», одним из основных активов которой являлся «Юганскнефтегаз». В 2004 году, в ходе банкротства ЮКОСа 76,79 % акций крупнейшей

нефтедобывающей «дочки» «ЮКОСа» купила малоизвестная, вымышленная компания «Байкалфинансгруп»^[1]. Вскоре 100 % долю в «Байкалфинансгруп» купила государственная компания «Роснефть». В октябре 2006 года новые владельцы компании преобразовали её форму собственности и имя, новое название — ООО «РН-Юганскнефтегаз» (РН — сокращение от РосНефть).

Промышленная разработка Среднего Приобья была начата в 1964 году с разбуривания Усть-Балыкского и Солкинского месторождений. В 1966 году на базе нефтепромысел Нефтепромыслового управления «Сургутнефть» были образованы первые нефтепромысловые управления в городе Нефтеюганске и пос. Пойковский Нефтеюганского района. К 1977 году, по мере ввода новых месторождений, значительно были увеличены объёмы работ по бурению и добыче нефти, возросло количество предприятий, и возник вопрос о координации действий предприятий-смежников.

Учитывая большие объёмы и перспективы развития нефтяной промышленности в Тюменской области, в соответствии с Постановлением Совета Министров СССР от 20.08.1974 № 661 «О генеральной схеме управления нефтяной промышленности», 01 ноября 1977 г., согласно приказам Министерства нефтяной промышленности СССР от 15.09.1977 № 495 и Главного Тюменского управления по нефтяной и газовой промышленности /Главтюменнефтегаз/ от 09.09.1977 № 568, на базе двух нефтегазодобывающих управлений «Юганскнефть» и «Правдинскнефть», годовая добыча которых составляла около 31 млн тонн нефти, было создано производственное объединение «Юганскнефтегаз» с местонахождением в городе Нефтеюганске Тюменской области, действующее на территории Сургутского района по левому берегу реки Оби.

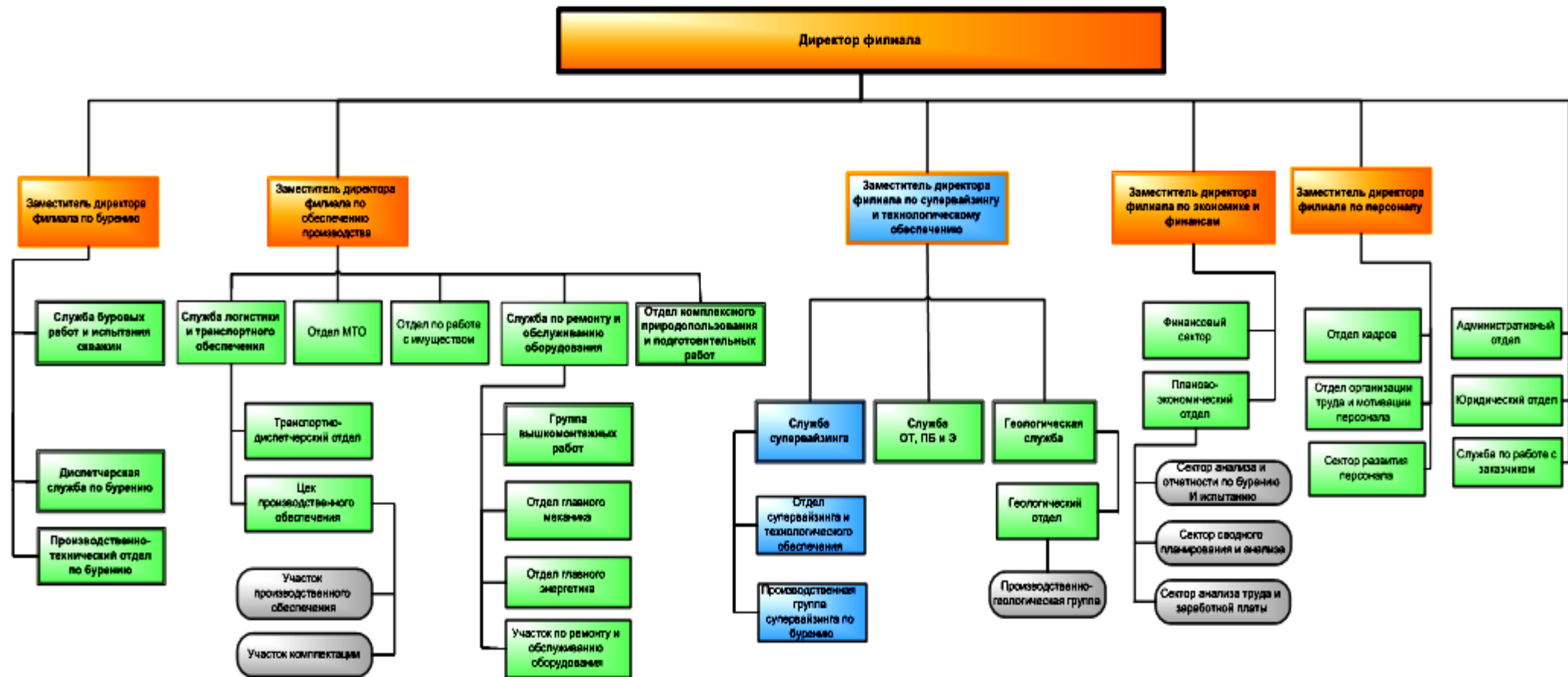
Для этой цели в аппарате управления, согласно приказу ПО «Юганскнефтегаз» № 1 от 01.11.1977 были созданы на внутрихозяйственном расчете:

- Управление по бурению с подчинением ему Нефтеюганского управления буровых работ № 1, Нефтеюганского управления буровых работ № 2, Мамонтовского управления буровых работ, Нефтеюганского вышкомонтажного управления, Нефтеюганской тампонажной конторы, Нефтеюганской центральной базы производственного обслуживания по прокату и ремонту бурового оборудования, треста «Юганскнефтьспецстрой»;
- Управление технологического транспорта спецтехники и автомобильных дорог с подчинением ему Нефтеюганского управления технологического транспорта № 1, Нефтеюганского управления технологического транспорта № 2, Нефтеюганского управления технологического транспорта № 3, Нефтеюганского управления технологического транспорта № 4, Мамонтовского управления технологического транспорта, Пойковского управления технологического транспорта, Нефтеюганского управления автомобильных дорог, Нефтеюганской центральной ремонтно-механической мастерской;
- Управление производственно-технического обслуживания и комплектации оборудования с подчинением ему Нефтеюганской базы производственно-технического обслуживания и комплектации оборудованием;
- Жилищно-бытовое управление с подчинением ему Нефтеюганской жилищно-коммунальной конторы, Пойковской жилищно-коммунальной конторы, Ремонтно-строительного управления Нефтегазодобывающего управления «Юганскнефть», Ремонтно-строительного управления Нефтегазодобывающего управления «Правдинскнефть»;
- Управление капитального строительства.

На самостоятельном балансе в объединение вошли Нефтегазодобывающее управление «Юганскнефть» с местонахождением в г. Нефтеюганске и Нефтегазодобывающее управление «Правдинскнефть» с местонахождением в пос. Пойковский Нефтеюганского района, а также трест

«Юганскнефтеспецстрой» и управление «Юганскэнергонефть» с производственными единицами.

Для осуществления мероприятий, связанных с изменением структуры объединения была создана комиссия под председательством назначенного генерального директора объединения лауреата Государственной премии Романа Ивановича Кузоваткина.



Условные обозначения



Все полученные результаты заносим в таблицу 1

Таблица 1 - Нормативная карта

№ пп	Наименование работ	Ед-ца измер.	Продолжительность
1	Строительно-монтажные работы	ч	1707,9
2	Подготовительные работы к бурению	ч	48,0
3	Бурение интервала под направление: СПО при бурении с учетом сборки КНБК и наращивания ПЗР перед СПО Бурение 0-40 м Промывка Проработка ствола Крепление: СПО обсадной колонны Подготовительные работы и цементирование ОЗЦ Прочие работы, не учтенные укрупненными нормами Ремонтные работы – 3,3% Смена вахт – 1,25% Итого	ч ч ч ч ч ч ч ч ч ч ч	2,0 0,43 1,08 1,0 0,64 0,6 4,1 24,0 12,0 1,51 0,57 47,91
4	Бурение интервала под кондуктор: СПО при бурении с учетом сборки КНБК и наращивания Бурение 40– 950м Промывка Проработка ствола ПЗР перед СПО Крепление обсадной колонны: СПО обсадной колонны	ч ч ч ч ч ч	10,44 33,7 2,0 4,17 0,43 7,0

	Подготовительные работы и цементирование	ч	4,100
	ОЗЦ	ч	24,0
	ГИС	ч	6,0

Продолжение таблицы 1

	Прочие работы, не учтенные укрупненными нормами	ч	12,0
	Ремонтные работы – 3,3%	ч	3,42
	Смена вахт – 1,25%	ч	1,29
	Итого	ч	108,56
5	Бурение интервала под эксплуатационную колонну: СПО при бурении с учетом сборки КНБК и наращивания	ч	16,67
	Бурение 950– 3290м	ч	227
	Промывка	ч	3,0
	Проработка ствола	ч	9,7
	ПЗР перед СПО	ч	0,43
	Крепление обсадной колонны: СПО обсадной колонны	ч	20,4
	Подготовительные работы и цементирование	ч	4,1
	ОЗЦ	ч	24,0
	ГИС	ч	20,0
	Прочие работы, не учтенные укрупненными нормами	ч	12,0
	Ремонтные работы – 3,3%	ч	11,14
	Смена вахт – 1,25%	ч	4,21
	Итого	ч	353,31
6	Бурение интервала с отбором керна: СПО при бурении с учетом сборки КНБК и наращивания	ч	22,13
	Бурение 3190– 3260м	ч	32,9

	Промывка	ч	2,0
	Проработка ствола	ч	9,85
	ПЗР перед СПО	ч	0,43
	ГИС	ч	28,0
	Прочие работы, не учтенные укрупненными нормами	ч	12,0
	Ремонтные работы – 3,3%	ч	2,62
	Смена вахт – 1,25%	ч	0,99
	Итого	ч	82,91
9	Итого на строительство скважины	ч	592,69
10	Испытание скважины:	ч	255,5
	Всего по скважине:	ч	2602,81

Таблица 2 – Линейный календарный график проведения работ по строительству скважины

Вид работ	Сутки	Месяцы					
		1	2	3	4	5	6
1. Вышкомонтаж	71						
2. Бурение	24,29						
3. Испытание	10,6						

Таблица 3 – Сметный расчет на бурение скважины

Наименование затрат	Единица измерения	Количество, единицы,	Подготовит. работы		Направление		Кондуктор		ЭК		хвостовик	
			кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Затраты, зависящие от времени												
Повременная з/п буровой бригады	сут	214,16	2	428,32	-	-	-	-	-	-	-	-
Социальные отчисления, 30%		-	-	128,496	-	-	-	-	-	-	-	-
Сдельная з/п буровой бригады	сут	229,96	-	-	1,99	458,3	4,5	1034	14,7	4179	-	-
Социальные отчисления, 30%		-	-	-	-	137,49	-	274,5	-	1269	-	-
Повременная з/п доп. Рабочих на заготовку раствора в одну смену	сут	17,95	2	35,9	-	-	-	-	-	-	-	-
Социальные отчисления, 30%		-	-	10,77	-	-	-	-	-	-	-	-
Сдельная з/п доп. Рабочих на заготовку раствора в одну смену	сут	19,25	-	-	1,99	38,3	4,5	76,6	14,7	354,2	-	-
Социальные отчисления, 30%		-	-	-	-	11,5	-	22,9	-	106,3	-	-
Повременная з/п слесаря	сут	11,20	2	22,4	-	-	-	-	-	-	-	-
Социальные отчисления, 30%		-	-	6,72	-	-	-	-	-	-	-	-
Сдельная з/п слесаря	сут	11,97	-	-	1,99	23,8	4,5	47,6	14,7	220,2	-	-
Социальные отчисления, 30%		-	-	-	-	7,1	-	14,3	-	66,1	-	-

Повременная з/п д эл/монтера	сут	11,20	2	22,4	-	-	-	-	-	-	-	-
Социальные отчисления, 30%			-	6,72	-	-	-	-	-	-	-	-
Сдельная з/п эл/монтера	сут	11,97	-	-	1,99	23,8	4,5	47,6	14,7	220,2	-	-
Социальные отчисления, 30%			-	-	-	7,1	-	14,3	-	66,1	-	-
Повременная з/п вышкомонтажной бригады	сут	165,5 0	2	331	-	-	-	-	-	-	-	-
Социальные отчисления, 30%			-	99,3	-	-	-	-	-	-	-	-
Содержание бурового оборудования	сут	222,2 8	2	444,56	1,99	442,3	4,5	884,67	14,7	4084,9	-	-
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении, испытании	сут	407,5 0	2	815	1,99	810,9	4,5	1621,8 5	14,7	7498	-	-

Продолжение таблицы 3

Материалы и запасные части при бурении ГЗД	сут	153,7 5	-	-	-	-	4,5	611,93	14,7	2829	-	-
Содержание комплекта ГЗД	сут	122,2 8	2	244,56	1,99	242,2	4,5	486,6	14,7	2249,2	-	-
Содержание бурильных труб	сут	30,86	2	61,72	1,99	61,41	4,5	122,8	14,7	567,8	-	-
Содержание полевой лаборатории	сут	22,86	2	45,72	1,99	45,5	4,5	90,9	14,7	420,6	-	-
Содержание средств диспетчерского контроля	сут.	8,9	2	17,8	1,99	17,7	4,5	35,42	14,7	163,76	-	-
Содержание ДЭС	сут.	15,25	2	30,5	1,99	30,34	4,5	60,695	14,7	280,6	-	-

Электроэнергия	кВт/сут.	140,5	2	281	1,99	279,6	4,5	559,19	14,7	2585,2	-	-
Содержание ЛЭП	сут.	26	2	52	1,99	51,7	4,5	103,48	14,7	478,4	-	-
Содержание техники и оборудования для монтажа	сут	456	2	912	1,99	907	4,5	1814,88	14,7	4682,4	-	-
Дежурство бульдозера	сут	177,60	2	355,2	1,99	353	4,5	706,88	14,7	3267,8	-	-
Амортизация вагон-домиков	сут	194,12	2	388,24	1,99	386	4,5	772,59	14,7	3571,8	-	-
Техническая вода	м ³	2,9	-	-	22,8	66,12	109	316,1	14,7	330,6	-	-
Порошок бентонитовый марки Б	т	75,4	-	-	1,44	108,5	4,6	346,8	5,3	399,62	-	-
Сода каустическая	т	220,5	-	-	0,02	4,41	0,1	22,1	0,32	70,56	-	-
Сода кальцинированная марки	т	77,5	-	-	0,02	1,55	0,06	4,65	0,06	4,65	-	-
КСІ	т	215,6	-	-	-	-	5,7	1228,9	16,4	3535,8	-	-
КМЦ	т	1144	-	-	-	-	0,23	263,12	0,25	286	-	-
ПАА	т	1350	-	-	-	-	0,9	1215	1	1350	-	-
Полэколуб	т	800	-	-	-	-	-	-	1,5	1200	-	-
ХВ- полимер	т	1622	-	-	-	-	-	-	0,98	1605	-	-
Икдефом	т	652	-	-	-	-	-	-	0,04	26,08	-	-
Икбак	т	536	-	-	-	-	-	-	0,2	107,2	-	-
Икфак	т	692	-	-	-	-	-	-	0,2	138,4	-	-
Экопак-Р	т	983	-	-	-	-	-	-	0,5	491,5	-	-
Экопак- СЛ	т	865	-	-	-	-	-	-	0,36	311,4	-	-
Мраморная крошка	т	198,6	-	-	-	-	-	-	9,8	1940	-	-
Транспортировка материалов и запчастей до 250 км, т	т	25,3	-	-	24,2	612,26	120	3036	150	3795	-	-
Итого затрат зависящих от времени, руб			4740		5450		15717		35322			

Затраты, зависящие от объема работ												
БИТ 393,7 Z3RSJ (М-ЦГВУ)	шт	2686, 4	-	-	0,14	376,1	-	-	-	-	-	-
БИТ 295,3 В 613 У	шт	4852, 7	-	-	-	-	0,3	1455,8	-	-	-	-
БИТ 215,9 ВТ 613 У.40	шт	5234, 4	-	-	-	-	-	-	0,86	4501,5 8	-	-
БИТ 215,9/100 В 913 УО	шт	8845, 6	-	-	-	-	-	-	0,68	88,46	-	-
Кернотборный снаряд СК-178/80	шт	6971, 2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
KIS 168/100	шт	5232	-	-	-	-	-	-	0,32	1674,2 4	-	-
Калибратор 393,7 МС	шт	529	-	-	0,14	74,06	-	-	-	-	-	-
Калибратор 295,3 МС	шт	458,9	-	-	-	-	0,4	183,6	-	-	-	-
Калибратор 215,9 СТ	шт	442,6	-	-	-	-	-	-	0,8	354,1	-	-
Транспортировка труб и долот	т	4,91	-	-	21,2	104,1	22,6	111	45,2	221,9	-	-
Транспортировка вахт, руб	смена	1268										
Итого затрат зависящим от объема работ, руб	-	-	0	554	1750,2	6840	-					
Всего затрат без учета транспортировки вахт, руб	-	-	4740	5681,2	17467	42162	-					
Всего по сметному расчету, руб	105919,3											

Таблица 4 – Сметный расчет на крепление скважины

Наименование затрат	Единица измерения	Стоимость единицы руб	Направление		Кондуктор		ЭК		хвостовик	
			кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Затраты, зависящие от объёма работ										
Башмак колонный БKM-323,9	шт	85,5	1	85,5	-	-	-	-	-	-
Башмак колонный БKM-244,5	шт	65	-	-	1	65	-	-	-	-
Башмак колонный БKM-168,3	шт	45,5	-	-	-	-	1	45,5	-	-
Башмак колонный БKM-114	шт	32	-	-	-	-	-	-	-	-
Центратор ЦЦ-244,5/295	шт	25,4	-	-	15	381	-	-	-	-

Продолжение таблицы 4

Центратор ЦПН-168,3/216	шт	18,7	-	-	-	-	86	1608.2	-	-
ЦКОДМ-323,9	шт	125,6	1	125,6	-	-	-	-	-	-
ЦКОДМ-244,5	шт	113,1	-	-	1	113,1	-	-	-	-
КОДГ-168	шт	105	-	-	-	-	1	105	-	-
Продавочная пробка ПРП-Ц-323,9	шт	80,5	1	80,5	-	-	-	-	-	-
Продавочная пробка ПРП-Ц-244,5	шт	59,15	-	-	1	59,15	-	-	-	-
Продавочная пробка ПРП-Ц-168,3	шт	30,12	-	-	-	-	1	30,12	-	-
ПХЦ31 114/168	шт	700	-	-	-	-	-	-	-	-
ПГМЦ6 114	шт	652	-	-	-	-	-	-	-	-
Головка цементирующая ГЦУ-323,9	шт	3960	1	3960	-	-	-	-	-	-
Головка цементирующая ГЦУ-244,5	шт	3320	-	-	1	3320	-	-	-	-

Головка цементировочная ГЦУ-168,3	шт	2880	-	-	-	-	1	2880	-	-
Обсадные трубы 323,9x9,5	м	37,21	50	1860,5	-	-	-	-	-	-
Обсадные трубы 244,5x7,9	м	28,53	-	-	770	21968	-	-	-	-
Обсадные трубы 168,3x8,9	м	23,67	-	-	-	-	180	4260,6	-	-
Обсадные трубы 168,3x8	м	19,96	-	-	-	-	980	19560,8	-	-
Обсадные трубы 168,3x7,3	м	16,47	-	-	-	-	2130	35081,1	-	-
Хвостовик ФС2	м	14,26	-	-	-	-	-	-	-	-
Портландцемент тампонажный ПЦТ-I-50	т	26,84	2,8	74,88	21,87	594,35	-	-	-	-
Портландцемент тампонажный раствор ПЦТ-II-100	т	29,95	-	-	-	-	5,796	173,6	-	-
Портландцемент тампонажный раствор ПЦТ-IIIоб(4-6)-100	т	32	-	-	-	-	51,1	1635,2	-	-
Техническая вода	м ³	2,9	5	14,3	26,56	77	57,41	166,5	-	-
Заливка колонны, тампонажный цех	агр/оп	145,99	2	291,98	3	437,97	6	875,94	-	-
Затворение цемента, тампонажный цех	т	6,01	2,8	16,77	21,87	131,4	56,9	342	-	-
Работа ЦСМ, тампонажный цех	ч	36,4	1	36,4	2	72,8	2	72,8	-	-
Опресовка колонны, тампонажный цех	агр/оп	87,59	1	87,59	1	87,59	1	87,59	-	-
Работа КСКЦ 01, тампонажный цех	агр/оп	80,6	-	-	1	80,6	1	80,6	-	-
Работа ЦА-320М	шт	36,8	2	73,6	3	110,4	6	220,8	-	-
Работа УС6-30	шт	36,8	1	36,8	3	110,4	4	147,2	-	-
Работа КСКЦ 01	шт	40,8	-	-	-	-	1	40,8	-	-

Продолжение таблицы 4

Дежурство ЦА-320М, тампоначный цех	ч	15,49	24	371,76	24	371,76	24	371,76	-	-
Транспортировка обсадных труб	т	18,76	2,23	41,84	34,8	652,85	80,4	1508,3	-	-
Транспортировка вахт, руб		1268								
Итого затрат зависящих от объема бурения, без учета транспортировки вахт, руб	-	-	5297	28633	59560	7360				
Всего затрат, без учета транспортировки вахт, руб	1									
Всего по сметному расчету, руб	102559									

Таблица 5 - Сводный сметный расчет

№	№ сметного расчета	Наименование работ или затрат	Стоимость в ценах 1984 года всего, руб.
			Прямые затраты
Раздел I. Подготовительные работы к строительству скважины			
1	1.1	Подготовка площади, строительство подъездного пути, трубопроводов, линий передач.	78997
2	1.2	Разборка трубопроводов, линий передач.	2295
3	1.3	Техническая рекультивация земель	12192
Итого по подготовительным работам			93484
Раздел II. Вышкостроение и монтаж оборудования			
4	2.1	Строительство и монтаж	177994
5	2.2	Разборка и демонтаж	11351
6	2.3	Монтаж оборудования для испытания	13905
7	2.4	Демонтаж оборудования для испытания	1674
Итого по вышкостроению и монтажу			204924
Раздел III. Бурение и крепление			
8	3.1	Бурение скважины	65198
9	3.2	Крепление скважины	102509
Итого по бурению и креплению			167707
Раздел IV. Испытание скважин			
10	4.1	Испытание в процессе бурения	7190,4
11	4.2	Испытание объекта	42595
12	4.3	Оборудование устья скважины	3418
Итого по испытанию			53203,4
Раздел V. Промыслово-геофизические работы			
13	5.1	11% от раздела III и IV	63640
Итого по промыслово-геофизическим работам			63640
Раздел VI. Дополнительные затраты при строительстве скважин в зимнее время			
14	6.1	Дополнительные затраты при производстве строительных и монтажных работ в зимнее время 5,4% от раздела I и II	16114
15	6.2	Снегоборьба 0,4% от раздела I, II, III, IV	10250,5

16	6.3	Эксплуатация теплофикационной котельной установки	43910,05
Итого по разделу VI			70274,55
ИТОГО прямых затрат по разделам I-IV			648964

Продолжение таблицы 5

Раздел VII. Накладные расходы			
17	7.1	Накладные расходы 25 % от суммы по разделам I-IV	173413
Итого по разделу VII			173413
Раздел VIII. Плановые накопления			
18	8.1	Плановые накопления 5 % от суммы на итог прямых затрат по разделам I-VII	39692
Итого по разделу VIII			39962
ИТОГО с накладными и плановыми			907029,5
Раздел IX. Прочие работы и затраты			
19	9.1	Премиальные доплаты 24,5 %	222222,1
20	9.2	Надбавка за вахтовый метод работы 4,4%	39909
21	9.3	Северные льготы 2,98%	27029
22	9.4	Лабораторные работы 0,15%	1360,5
23	9.5	Авиатранспорт	43447,36
24	9.6	Транспортировка вахт	9618,53
25	9.7	Перевозка вахт до г.Томска	18623,15
26	9.8	Услуги связи на период строительства скважины	4500,00
27	9.9	Топографо-геодезические работы	6200,00
28	9.10	Бурение скважины на воду	25000
29	9.11	Услуги по отбору и транспортировке керна	32632
Итого прочих затрат и работ			208319,5
ИТОГО по разделам I-IX			1115349
Раздел X. Резерв средств на непредвиденные расходы			
30	10.1	Резерв средств на непредвиденные расходы 2,4 % от итоговой суммы	26768
ИТОГО			1142117

Подрядные работы			
Раздел XI. Авторский надзор			
31	11.1	Авторский надзор 0,2 % от суммы по разделам I-X	2284,3
Итого по подрядным работам			2284,3
ВСЕГО ПО СМЕТЕ			1104370,3
С учетом коэффициента удорожания $k=204,2$ к ценам 1984 г.			225512438,5
НДС 18 %			40592238,9
ВСЕГО с учетом НДС			266104677,4

Итого с учетом НДС полная стоимость на строительство скважины составила 266104677,4 руб.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2БЗБ	Романов Сергей Сергеевич

Инженерная школа	Природных ресурсов	Отделение	Нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования и области его применения	Объект исследования: проект технологических решений для строительства разведочной вертикальной скважины с глубиной 3290 метров на нефтяном месторождении ХМАО.
--	--

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и

разработке:	
<p>1. Производственная безопасность</p> <p>1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> <p>1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p>	<p>1. Производственная безопасность</p> <p>1.1 Проанализировать выявленные вредные факторы при разработке и эксплуатации проектируемого решения:</p> <ul style="list-style-type: none"> -повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны; -повышенный уровень шума; -повышенный уровень вибрации; -недостаточное освещение рабочей зоны; -повышенная запыленность и загазованность; -необходимые средства защиты от вредных факторов. <p>1.2 Проанализировать выявленные опасные факторы при разработке и эксплуатации проектируемого решения:</p> <ul style="list-style-type: none"> -движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования; -поражение электрическим током; -возникновение пожаров; -необходимые средства защиты от опасных факторов.
<p>2.Экологическая безопасность</p> <ul style="list-style-type: none"> – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); – разработать решения по обеспечению экологической безопасности 	<p>2.Экологическая безопасность</p> <ul style="list-style-type: none"> – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы, выхлопные газы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы, утечка горючесмазочных материалов, поглощение бурового раствора); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы, нарушение естественного залегания пород); – решение по обеспечению экологической безопасности

<p>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях</p> <ul style="list-style-type: none"> – перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий 	<p>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях</p> <ul style="list-style-type: none"> – анализ возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; – перечень возможных ЧС на объекте; – выбор наиболее типичной ЧС: - ГНВП; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.
<p>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны 	<p>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные правовые нормы трудового законодательства (на основе инструкции по охране труда при производстве инженерно-геологических изысканий); – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны (организация санитарно-бытового обслуживания рабочих).

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

Задание выдал консультант:

должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
инженер	Немцова О.А.	Ассистент ОД ШБИП		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2БЗБ	Романов Сергей Сергеевич		

5. Социальная ответственность при строительстве эксплуатационной наклонно-направленной скважины с горизонтальным участком и пилотным стволом на нефтяном месторождении Томской области

В рамках данной выпускной квалификационной работы осуществляется проектирование процессов строительства горизонтальной скважины с глубиной 3290 м. на нефтяном месторождении (ХМАО) В процессе проектирования были определены основные технологические параметры, такие как: конструкция скважины, число и глубины спуска обсадных колон и колонн бурильных труб, способ бурения и другие параметры, необходимые для качественного и рентабельного сооружения скважины при данных геологических условиях.

В процессе строительства скважины выполняются такие виды работ как бурение и спуск обсадных колон, спуско-подъемные операции, работы по наращиванию бурильной колонны, промывка скважины, цементирование обсадной колонны, подготовка тампонирующей смеси, контроль прокачки жидкостей для цементирования, проведение геофизических исследований, отбор проб в пилотном стволе, освоение скважины.

Реализация данного проекта планируется на территории (ХМАО). Климат на данной территории резко- континентальный с холодной продолжительной зимой и коротким теплым летом. Для данного участка характерны резкие перепады температуры воздуха, особенно в переходные сезоны.

Разрабатываемый технологический проект может быть применён в сервисных буровых компаниях, сфера деятельности которых направлена на строительство скважин, предоставление услуг по заканчиванию и освоению скважин. Информация научно-исследовательской работы, представленная в разделе «Специальная часть» может быть использована заводами-изготовителями винтовых забойных двигателей.

5.2. Производственная безопасность

Производственная безопасность — система организационных мероприятий и технических средств, предотвращающих или уменьшающих вероятность воздействия на работающих опасных травмирующих производственных факторов, возникающих в рабочей зоне в процессе трудовой деятельности.

На сегодняшний день в нефтегазовой отрасли отводится большое место производственной безопасности. Это связано с тем, что данная производственная отрасль является одной из наиболее опасных для человека.

С целью предотвращения воздействия опасных и вредных производственных факторов вынесем их в таблицу 1 для дальнейшего анализа.

Таблица 1 - Опасные и вредные факторы при строительстве нефтяной скважины

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003-74)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
Бурение, спускоподъемные операции, цементирование обсадной колонны, освоение и испытания скважины	<p>-Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей среды;</p> <p>-Повышенный уровень шума на рабочем месте;</p> <p>-Повышенный уровень вибрации;</p> <p>-Повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны;</p> <p>-Недостаточное освещение рабочей зоны;</p> <p>-Повреждения в результате контакта с насекомыми.</p>	<p>-Пожаро-взрывоопасность</p> <p>-Повышенное значение напряжения в электрической цепи</p> <p>-Движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования;</p>	<p>ГОСТ 12.1.005-88 [1]</p> <p>СанПиН 2.2.4.548–96 [2]</p> <p>ГОСТ 12.1.003-2014 [3]</p> <p>ГН 2.2.5.1313-03 [4]</p> <p>ГОСТ 12.2.003-91. [5]</p> <p>ГОСТ 12.2.062-81. [6]</p> <p>ГОСТ Р 12.1.019-2009 [7]</p> <p>ГОСТ 12.1.012–2004. [8]</p>

Заключение

В данной квалификационной выпускной работе рассмотрены геолого-технические условия бурения разведочной вертикальной скважины глубиной 3290 метров на нефтяном месторождении (ХМАО), дебитом 160 м³/сут. Работа состоит из:

1. геологическая часть;
2. технологическая часть;
3. спецчасть;
4. экономическая часть;
5. социальной ответственности при строительстве скважины.

В первой части показаны геологические условия бурения, нефтеносности возможных зон осложнений. Вторая часть ВКР, в ней представлены технологические расчеты, предоставленные для строительства скважины, по проекту разведочная скважина. В третьей части мы рассмотрим специальную часть (бурение на депрессии).

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Спутник буровика: Справочник / К.В. Иогансен. – М.: «Недра», 1986. - 199 с.
2. Техника и технология бурения нефтяных и газовых скважин: Учебник для ВУЗов / А.И. Булатов, Ю.М. Проселков, С.А. Шаманов. – М.: ООО «Недра – Бизнесцентр», 2003. - 1007 с.
3. Проектирование конструкции скважины: Методическое руководство / А.В. Ковалев. – Томск: ТПУ, 2017. – 19 с.
4. Технология бурения нефтяных и газовых скважин: Методическое руководство / А.В. Епихин, А.В. Ковалев. – Томск: ТПУ, 2017. – 47 с.
5. Технологические жидкости: Методическое руководство / К.М. Минаев, А.В. Ковалев. – Томск: ТПУ, 2017. – 24 с.
6. Промывочные жидкости и тампонажные смеси: Учебник для вузов / Л.М. Ивачев. – М.: «Недра», 1987. - 242 с.
7. Заканчивание скважин: Учебное пособие для вузов / Ю.М. Басарыгин, А.И. Булатов, Ю.М. Проселков. - М.: ООО «Недра - Бизнесцентр», 2000. - 670 с.
8. Расчет наружных и внутренних избыточных давлений: Методическое руководство / А.В. Ковалев. – Томск: ТПУ, 2017. – 14 с.
9. Конструирование обсадной колонны по длине: Методическое руководство / А.В. Ковалев. – Томск: ТПУ, 2017. – 24 с.
10. Расчет и обоснование параметров цементирования эксплуатационной колонны: Методическое руководство / А.В. Ковалев. – Томск: ТПУ, 2017. – 8 с.
11. Оборудование для цементирования скважин [Электронный ресурс] / ООО «Южная нефтегазостроительная компания»; Электрон.дан. - Краснодар: Южная нефтегазостроительная компания, 2018. URL: <http://www.ungmk.ru>, свободный. Загл. с экрана. – Яз.рус. Дата обращения: 07.03.2018 г.
12. Перфорационные системы [Электронный ресурс] / ООО «Промперфоратор»; Электрон.дан. - Самара: Промперфоратор, 2018. URL:

<http://www.promperforator.ru>, свободный. Загл. с экрана. – Яз.рус. Дата обращения: 14.03.2018 г.

13. Геофизический сервис и приборостроения [Электронный ресурс] / АО «Башнефтегеофизика»; Электрон.дан. - Уфа: Башнефтегеофизика, 2018. URL: <http://www.bngf.ru>, свобод. Загл. с экрана. – Яз.рус. Дата обращения: 15.03.2018 г.

14. Буровое нефтепромысловое оборудование [Электронный ресурс] / Группа компаний KASC; Электрон.дан. – Актобе: KASC, 2018. URL: <http://kasc.ru>, свободный. Загл. с экрана. – Яз.рус. Дата обращения: 25.03.2018 г.

15. Буровой инструмент [Электронный ресурс] / Компания «ВНИИБТ - Буровой инструмент»; Электрон.дан. – Пермь: ВНИИБТ, 2018. URL: <http://www.vniibt-bi.ru>, свободный. Загл. с экрана. – Яз.рус. Дата обращения: 01.03.2018 г.

16. Буровое оборудование [Электронный ресурс] / ООО НПП «БУРИНТЕХ»; Электрон.дан. – Уфа: Буринтех, 2018. URL: <http://burintekh.ru> свободный. Загл. с экрана. – Яз.рус. Дата обращения: 20.02.2018 г.

17. ПО «Бурсофтпроект» - инженерные расчёты строительства скважин: Методическое руководство / ООО "Бурсофтпроект". – Королев: 2017. – 76с.

18. СНиП 23-05-95. Естественное и искусственное освещение.

19. СП 51.13330.2011. Защита от шума.

20. ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ Шум. Общие требования безопасности.

21. ГОСТ Р 12.1.019-2009 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.

22. ПРИКАЗ от 12 марта 2013 года N 101 Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности.

23. ГОСТ 12.4.011-89 - Система стандартов безопасности труда. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация