

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

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

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2330 метров на нефтяном месторождении (Томская область) УДК <u>622.243.22:622.143:622.276(571.16)</u>

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2БЗБ	Молдалиев Махаматжакып Айдаралиевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Бойко Игорь Алексеевич			

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. 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
Ст. 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	Молдалиеву Махаматжакыпу Айдаралиевичу

Тема работы:

Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2330 метров на нефтяном месторождении (Томской области)
Утверждена приказом директора (дата, номер)

Срок сдачи студентом выполненной работы:	15.06.2018г
--	-------------

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 align="center">Геолого-технические условия бурения скважины на нефтяном месторождении (Томская область), с ожидаемым притоком Q = 150 м3/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 align="center">- Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины; - Обоснование конструкции скважины (Обоснование конструкции эксплуатационного забоя, построение совмещенного графика давлений, определение числа обсадных колонн и глубины их спуска, выбор интервалов цементирования, расчет диаметров скважины и обсадных колонн, разработка схем обвязки устья скважины); - Углубление скважины: (Выбор способа бурения; выбор породоразрушающего инструмента, расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород, расчет частоты вращения долота, выбор и обоснование типа забойного двигателя, выбор компоновки и расчет буровой колонны, обоснование типов и компонентного состава буровых растворов, выбор гидравлической программы промывки скважины, технические средства и режимы бурения при отборе</p>

	керна; - Проектирование процессов заканчивания скважин (Расчет обсадных колонн, расчет процессов цементирования скважины, выбор технологической оснастки обсадных колонн, проектирование процессов испытания и освоения скважин); - Выбор буровой установки. - Технология установки клина отклонителя для резки бокового ствола
--	--

Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	1. Геолого-технический наряд 2. Компоновка буровой колонны
---	---

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы
(с указанием разделов)

Раздел	Консультант

Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:

1. Общая и геологическая часть
2. Технологическая часть
- 3.
4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение
5. Социальная ответственность

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	15.02.2018г
---	-------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Бойко Игорь Алексеевич			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2БЗБ	Молдалиев Махаматжакып Айдаралиевич		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит такие ключевые слова: месторождение, скважина, бурение, крепление скважины, перфорация, интенсификация притока, долота, буровой раствор, буровая установка, заканчивание скважины, экономическая часть, экология, техника безопасности. Объектом исследования является разведочная вертикальная скважины глубиной 2330 метров на нефтяном месторождении (Томская область). Цель работы – проектирование технологического решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2330 метров на нефтяном месторождении. В процессе работы проводилось проектирование технологических решений по строительству разведочной вертикальной скважины, построение геолого-технического наряда и компоновки низа бурильной 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 2330 м. Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики: вертикальная одноколонная разведочная скважина с закрытым забоем, с рекомендуемыми режима 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

В данной работе применены следующие обозначения и сокращения с соответствующими расшифровками:

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;

БКП – башмак колонный;

ЦКОД – центральный клапан обратного действия;

ЦЦ – центратор цементируемый;

ГЦУ – головка цементирующая универсальная;

ПРП-Ц – пробка разделительная продавочная цементирующая.

В тексте документа применены сокращения, установленные в национальных стандартах и соответствующие правилам русской орфографии: т.д. – так далее; т.п. – тому подобное; и др. – и другие; шт. – штуки; наруж. – наружный, внутр. - внутренний и др

Оглавление

ВВЕДЕНИЕ	8
1. ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ	9
1.1 Геологические условия бурения скважины	9
1.3. Возможные осложнения по разрезу скважины	19
2.1 Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины	21
2.2 Обоснование конструкции скважины	21
2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя и выбор способа заканчивания скважин.....	21
2.2.2 Построение совмещенного графика давлений.....	22
2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска	23
2.2.4 Выбор интервалов цементирования.....	24
2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн	24
2.2.6 Проектирование обвязки обсадных колонн	27
2.3. Углубление скважины	28
2.3.1 Выбор способа бурения.....	28
2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента	29
2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород.....	31
2.3.4 Расчет частоты вращения долота	32
2.3.5 Выбор и обоснование типа забойного двигателя	32
2.3.6. Выбор компоновки и расчет бурильной колонны	34
2.3.7. Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов.....	37
2.3.8 Выбор гидравлической программы промывки скважины	39
2.3.9 Технические средства и режимы бурения при отборе керна	42
2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин	43
2.4.1 Расчет обсадных колонн на прочность	43
2.4.1.4 Конструирование обсадной колонны по длине	50
2.4.2 Расчет и обоснование параметров цементирования эксплуатационной колонны	50
2.4.2.1 Обоснование способа цементирования	50
2.4.2.2 Расчет объемов буферной жидкости, тампонажного раствора и продавочной жидкости.....	51
2.4.2.3 Определение необходимых количеств компонентов буферной жидкости и тампонажного раствора.....	51

2.4.4 Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования ...	52
2.4.3 Выбор технологической оснастки обсадных колонн	55
2.4.4 Проектирование процесса испытания и освоения скважины.....	55
2.4.4.1 Проектирование перфорационного оборудования для вторичного вскрытия продуктивного пласта	55
2.4.4.2 Проектирование пластоиспытателя	56
5.2 Корректировка сметной стоимости строительства скважины	86
5.3 Расчет технико-экономических показателей	99

ВВЕДЕНИЕ

В экономике России минерально-сырьевой сектор занимает ведущее место. Россия в производстве нефти и газа является одним из крупнейших в мире. Повышать уровни прироста запасов нефти и газа возможна с увеличением объемов поисково-разведочного бурения. В настоящее время, очень актуальна такая проблема как, повышение темпов буровых работ, выполнение которых, должно основываться на ресурсо-сберегаемых технологиях.

В данном проектируемой работе выбраны технические решения, позволяющие производить строительство с высокими технико - экономическими показателями, при этом выдержав все необходимые требования качества строительства. Используемая конструкция скважины, технология проводки и предлагаемые решения обеспечат высокую продуктивность нефтяной скважины, а также долговечность, как инженерно - технического сооружения.

Большим плюсом является то условие, что все материалы и инструменты, указанные в данном проекте, легкодоступны для потребления, производимые на заводах Российской Федерации, которая положительно сказывается на времени строительства скважины, и исключает простои по поставке так же позволяет избежать простоев.

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 приложение А

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

Глубина залегания, м		Стратиграфическое подразделение		Коэффициент каверности в интервале
От (верх)	До (низ)	Название свиты	Индекс	
1	2	3	4	5
0	30	Четвертичные отложения	Q	1,3
30	180	Некрасовская	P ₃ nK	1,3
180	230	Чеганская	P ₃ cg	1,3
230	420	Люлинворская	P ₂ II	1,3
420	450	Талицкая	P ₁ ZI	1,3
450	600	Ганькинская	K ₂ gn	1,6
600	645	Славогородская	K ₂ sl	1,6
645	742	Ипатовская	K ₂ ip	1,6
742	762	Кузнецовская	K ₂ kz	1,6
762	1647	Покурская	K ₁₋₂ pk	1,6
1647	2253	Киялинская	K ₁ kis	1,6
2253	2350	Тарская	K ₁ tr	1,2

Анализируя таблицу 1, приходим к выводу, что разрез данного месторождения является типичным для Западной Сибири, а коэффициент кавернозности не превышает 1,6.

Прогноз литологического состава горных пород, слагающих разрез скважины, представлен в таблице 2. В основном литология представлена в

первую очередь различными песками, глинами, мергелями, аргиллитами, алевролитами, песчаниками.

Литологическая характеристика разреза скважины

Таблица 2

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Горная порода		Стандартное описание горной породы: полное название, характерные признаки
	от (верх)	до (низ)	краткое название	% в интервале	
1	2	3	4	5	6
Q	0	30	суглинки глины	50 50	почвенно-растительный слой; серые глины, иногда алевролитистые, суглинки буровато-серые, пески мелко-среднезернистые;
P ₃ nK	30	180	пески глины алевриты	60 30 10	переслаивание песков серых, желтовато-серых, разнозернистых, иногда глинистых, алевритов и серых песчано-алевритистых глин;
P ₃ cg	180	230	глины пески	70 30	глины голубовато-зеленые с многочисленными прослоями песков серых, светло-серых;
P ₂ II	230	420	глины	100	глины зеленовато-серые, желто-зелеными, плотные, жирные на ощупь, в нижней части опоквидными, с прослоями песков мелкозернистых, кварцев-полевошпатовых и слабых песчаников;
P ₁ ZI	420	450	глины алевролиты	90 10	глины темно-серые, вязкие, жирные на ощупь, с линзами песков и слабых песчаников мелкозернистых, с включением пирита;
K ₂ gn	450	600	глины пески	90 10	глины зеленоватые, известковистые с прослоями песчаников и песков; остатки фауны белемнитов, аммонитов, пелеципод и гастропод;
K ₂ sl	600	645	глины пески	90 10	глины серые с прослоями тонкозернистых песков;

K ₂ ip	645	742	пески песчаник и глины	50 30 20	переслаивание песков и слабосцементированных песчаников, иногда глауконитовых и глин серых, алевритистых, иногда опоковидных;
K ₂ kz	742	762	глины	100	глины серые, темно- серые, участками известковистые, листоватые, тонкополосчатые, с линзами алевролитов;
Продолжение таблицы 2					
1	2	3	4	5	6
K ₁₋₂ pk	762	164 7	песчаник и алевроли ты глины	50 30 20	чередование песчаников мелкозернистых, иногда известковистых, серых, алевролитов серых, слюдистых и глин серых, комковатых, с зеркалами скольжения, по разрезу - включения углистого детрита;
K ₁ kis	164 7	225 3	глины песчаник и алевроли ты	50 40 10	чередование глин буровато-серых, сургучно- коричневых, комковатых, песчаников серых, мелко- среднезернистых, иногда известковистые, крепкие; алевролиты серые, крепкие, по всему разрезу – обугленный растительный детрит;
K ₁ tr	225 3	235 0	песчаник и аргиллит ы алевроли ты	70 15 15	песчаники мелко- среднезернистые, косослоистые, различной крепости; пропластки алевролитов серых, плотных; аргиллитов серых, тонкоплитчатых, плотных;

Литологическая характеристика разреза скважины представлена, в основном, глинами, алевролитами, песчаниками. Стрoение геологического разреза Приобского месторождения типично для нефтегазовых месторождений

Томской области. Продуктивный горизонт – тарская свита выражена переслаиванием песчаников, глин с линзами известняков, алевролитов, в низах глинами темно-серыми, местами битуминозным

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

Индекс стратиграфическ ого подразделения	Интервал, м		Краткое название горной породы	Пл от- ность, г/см ³	Пори с- тость, %	Прони - цаемость, мдарс и	Гли- нис- тость, %	Карбо - нат- ность, %	Твер - дость, кгс/мм ²	Расс ло- енно сть поро ды	Аб ра- зив- ность	Катего рия породы (мягкая, средняя и т.д.)
	от (верх)	до (низ)										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Q	0	30	Суглинки Глины	2,3 2,2	35 10	0 0	80 100	0 0	- 10	1 5	10 4	Мягкая Мягкая
P ₃ nK	30	180	Пески Глины Алевриты	2,1 2,3 2,3	25 10 30	1000 0 30	30-40 80 20	0 0 0	15 - 10	1 2 5	4 4 10	Мягкая Мягкая Мягкая
P ₃ cg	180	230	Глины Пески	2,2 2,0	10 25-30	0 1000	100 20	0 0	10 -	2 5	4 10	Мягкая Мягкая
P ₂ II	230	420	Глины	2,2	10	0	100	0	40	2	4	Мягкая
P ₁ ZI	420	450	Глины алевролиты	2,2 2,3	10 15	0 20-30	100 30-40	0 0	35 150	1 5	4 10	Мягкая Средняя
K ₂ gn	450	600	Глины пески	2,2 2,1	20 18-25	0 0	90- 100 10-20	0-10 0-3	30 -	1 1	4 10	Мягкая Мягкая
K ₂ sl	600	645	Глины Пески	2,2 2,1	18-20 16	0 10-15	90- 100 5-20	0-10 0-3	25 -	1 1	4 10	Мягкая Мягкая
K ₂ ip	645	742	Глины Песчаники Пески	2,2 2,2 2,1	16-18 16-22 18-25	0 10-500 1000- 2000	90- 100 5-20 5-20	0-10 0 0-3	25 130 -	1 1 1	4 10 10	Мягкая Средняя Мягкая

K ₂ kz	742	762	глины	2,2	10	0	90-100	0-5	35	2	4	Мягкая
K ₁₋₂ pk	762	1647	Песчаники	2,2	22	10-900	20	3	135	5	10	Средняя
			Глины	2,1	16	0	100	3	30	5	4	Мягкая
			алевролиты	2,3	16-18	15	30	3	60	2,5	6	Средняя

Продолжение таблицы 1.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
K ₁ kis	1	2	Глины	2,4	10	0	100	3	28	1	4	Средняя
	647	253	алевролиты	2,4	14-16	0-10	20-	3	60	1	6	я
			песчаники	2,2	22	10-900	30	3	150	1	10	Средняя
K ₁ tr	2	2	Песчаники	2,2	16-22	20-900	20	5	100	3,5	10	Средняя
	253	350	Аргиллиты	2,4	2	0	80	10	95	1	4	я
			Алевролит	2,3	15	10	10-30	5	140	3	6	Средняя
			ит									Твёрдая

Нефтеносность

Таблица 1.4

Индекс	Интервал, м		Тип коллектора	Плотность, г/см ³		Содержание в % по весу		Ожидаемый дебит, м ³ /сут	Параметры растворённого газа					
									Газовый фактор, м ³ /т	Содержание в % по объёму		Относительная по воздуху плотность газа	Коэффициент сжимаемости 10 ⁻⁴ /МПа	Давление насыщения в пластовых условиях, МПа
	серо-водорода	углекислого газа												
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
K ₁ (Б ₁₁₋₁₂)	250	2300	Поровый	0,77	0,85	0,04	0,07	150	до 25	0	0	0,968	1,74	7,0

Водоносность

Таблица 1.4

Индекс стратигра- фическог о подразделе- ния	Интервал, м		Плот - ность , г/см ³	Свобо- д- ный дебит, м ³ /сут	Фазовая проница- е- мость, мдарси	Химический состав воды в мг. эквивалентной форме						Степень минерали- за- ции, мг.эquiv	Относится к источнику питьевого водоснабжени- я (да,нет)
	от	до				анионы			катионы				
						Cl	S O ₄	НС O ₃	N a	M g	C a		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	1 0	1 1	1 2	13	14
Q-P ₃	0	230	1,000	-	2500	-	-	6,0	2 ,4	1 ,1	2, 5	0,3	да
K ₁₋₂	76 2	164 7	1,010	300	1500	50	-	-	4 8	1	1	13	нет
K ₁	16 47	225 0	1,011	10- 100	10-25	50	-	-	3 8	1	1 1	26	нет

Градиенты давлений и температура по разрезу скважин представлены в табл. 1.6.

Градиенты давлений и температура по разрезу скважин

Таблица 1.6

Интервал, м		Градиенты давлений, кгс/см ² на м				Температура в конце интервала, °С
от	до	пла- сто- вого	порово- го	гидроразры- ва	горного	
0	30	0, 100	0,100	0,200	0,230	6
30	180					6
180	230					10
230	420					15
420	450			16		
450	600			19		
600	645			22		
645	742			26		
742	762	0, 101	0,101	0,180	27	
762	1647			51		
1647	2253			0,170	70	
2253	2350				72	

Проанализировав табл. 1.6, можно заметить, что зон с аномально высокими пластовыми давлениями по разрезу не наблюдается.

1.3. Возможные осложнения по разрезу скважины

Информация о поглощении бурового раствора, осыпях и обвалах стенок скважины, нефтеводопроявлениях, и прихватоопасных зонах представлена в табл. 7

Поглощение бурового раствора

Таблица 1.7

Интервал, м		Максимальная интенсивность поглощения, м ³ /час	Причины возникновения	Мероприятия по предупреждению осложнений
от	до			
0	450	0,5-1	Повышение плотности, вязкости, СНС бурового раствора над проектными значениями, плохая очистка раствора от выбуренной породы, недопустимо высокие спуска инструмента, репрессия на пласт более 10% гидростатического давления	Постоянный долив скважины, добавление в раствор химреагентов, ограничение скорости СПО, промежуточные промывки и проработки
762	1647	1		

Осыпи и обвалы стенок скважины

Таблица 1.8

Интервал, м		Название породы	Причины возникновения	Мероприятия по предупреждению осложнений
от	до			
0	450	Глины Суглинки Пески	Повышенная водоотдача, неудовлетворительная ингибирующая способность раствора по отношению к глинистым породам	Бурение с высокой механической скоростью, поддержание оптимальной плотности раствора и низкой водоотдачи, а также обработка раствора ингибирующими глинистыми минералами химреагентами, постоянный долив скважины при подъеме инструмента проработка ствола скважины
450	1647	Глины Пески		

Нефтеводопроявления

Таблица 1.9

Интервал, м		Вид проявляемого флюида	Условия возникновения	Характер проявления
от	до			
762	1647	вода	Несоблюдение параметров бурового раствора и скорости спуско-подъемных операций	Снижение плотности, перелив бурового раствора
1647	2627	вода	Несоблюдение параметров бурового раствора и скорости спуско-подъемных операций	Снижение плотности, перелив бурового раствора
2250	2300	нефть	Несоблюдение параметров бурового раствора и скорости спуско-подъемных операций	Снижение плотности, перелив бурового раствора, появление в растворе пузырьков газа

Прихватоопасные зоны

Таблица 1.6

Интервал, м		Вид возможного прихвата	Условия возникновения	Характер проявления
от	до			
0	450	Возможны посадки и затяжки бурильного инструмента, заклинка инструмента, сальнико- и кавернообразования, сужения ствола скважины	Отклонение параметров бурового раствора от проектных, неудовлетворительная очистка от выбуренной породы, несоблюдение регламентов по предупреждению аварий	Качественный буровой раствор, постоянный долив скважины при подъеме бурильного инструмента, проработка ствола скважины
450	1647			
2253	2327			

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..

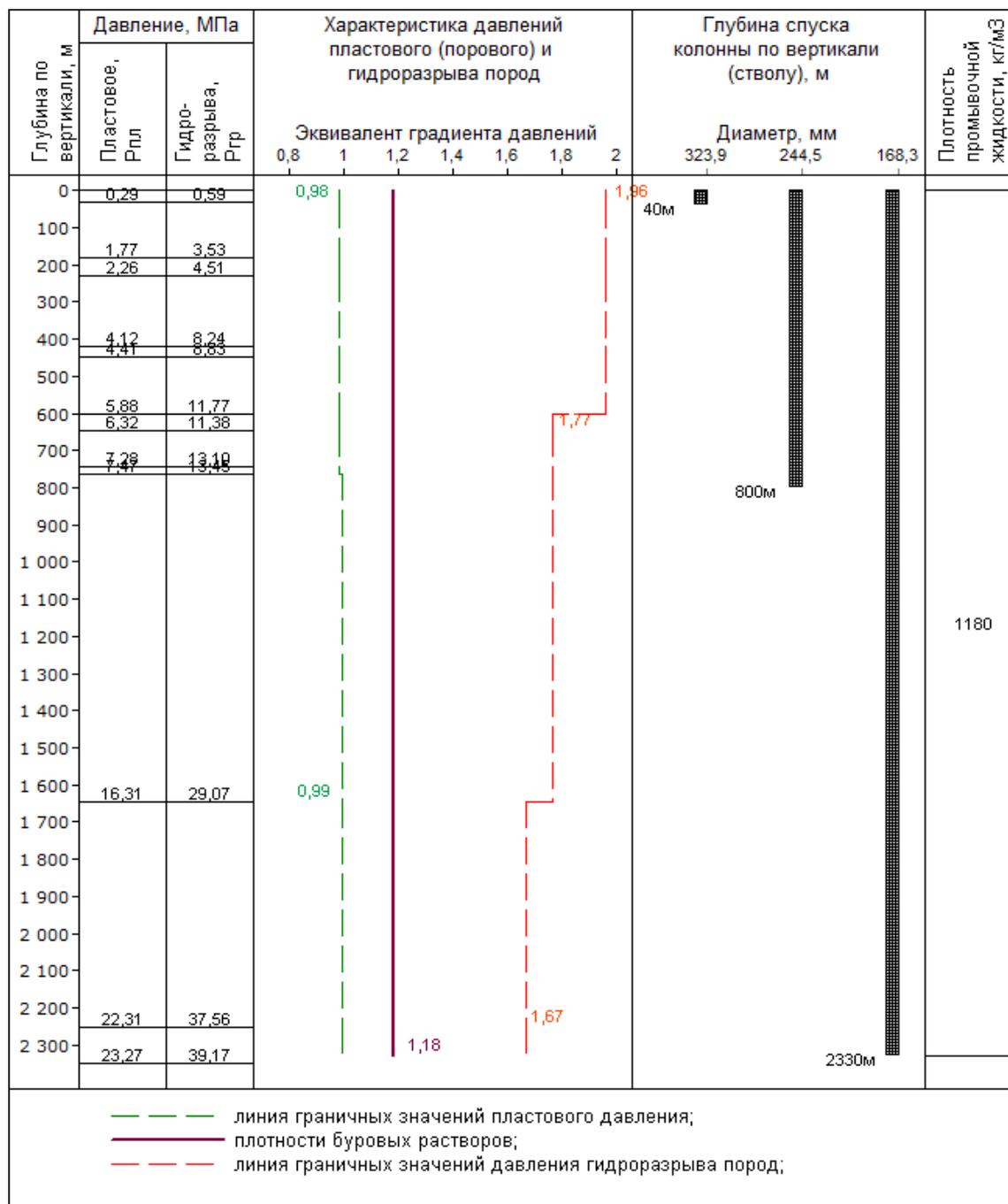
2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя и выбор способа заканчивания скважин

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.



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. Направление спускается на глубину 40 м, так как мощность четвертичных отложений составляет 30 м и с учетом величины перекрытия 10 м для посадки башмака в устойчивые породы.

2. Кондуктор спускается на глубину 800 м для перекрытия интервала неустойчивых глин 0-800 м, с учетом величины перекрытия 50 м для посадки башмака в устойчивые породы.

3. Эксплуатационная колонна спускается на глубину 2330 м. С учетом вскрытие продуктивного пласта 2250-2300м, бурение интервала под ЗУМППФ, величина перекрытия составляет 30м.

Данные о количестве обсадных колонн и глубинах их спуска представлены в таблице 8.

Таблица 8 – Количество обсадных колонн и глубинах их спуска

Название колонны	Глубина спуска, м	
	По вертикали	По стволу
Направление	40	40
Кондуктор	800	800
Эксплуатационная колонна	2330	2330

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 0-800 м;
3. Эксплуатационная колонна: интервал цементирования 650-2330 м.

(Цементируются с учетом перекрытия башмака предыдущей колонны на высоту 150 м 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 $Q = 150\text{м}^3/\text{сутки}$:

$$D_{\text{эк.н}} = 168 \text{ мм.}$$

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

Расчетный диаметр долота $D_{\text{эк.д.расч}}$ для бурения под эксплуатационную колонну рассчитывается по формуле:

$$D_{\text{эк.д.расч}} \geq D_{\text{эк.м}} + \Delta, \quad (1)$$

где $D_{\text{эк.м}} = 187,7$ мм, наружный диаметр муфты обсадной трубы;

$\Delta = 25$ мм, разность диаметров ствола скважины и муфты колонны.

$$187,7 + 25 = 212,7 \text{ мм}$$

$$D_{\text{эк.д.расч}} = 215,9 \text{ мм.}$$

Выбираем долото PDC, диаметр долота $D_{\text{эк.д}} = 215,9$ мм.

2. Диаметр кондуктора выбирается из условия проходимости долота для бурения под эксплуатационную колонну внутри него с рекомендуемыми зазорами.

Диапазон варьирования внутреннего диаметра кондуктора $D_{к.вн}$ определяется по формуле:

$$D_{к.вн} = D_{эк д} + 14 \text{ мм}, \quad (2)$$

$$D_{к.вн} = 228,7 \text{ мм};$$

$$D_{к.н} = 269,9 \text{ мм};$$

Расчетный диаметр долота:

$$D_{к.д.расч} = D_{к.м} + \Delta = 269,9 + 25 = 294,9 \text{ мм.}$$

Выбираем долото PDC, диаметр долота $D_{к.д} = 295,3 \text{ мм}$.

3. Диаметр направления выбирается из условия проходимости долота для бурения под кондуктор внутри него с рекомендуемыми зазорами.

Диапазон варьирования внутреннего диаметра направления $D_{к вн}$ определяется по формуле:

$$D_{н.вн} = D_{к.д} + 10 \text{ мм} = 294,9 + 10 = 304,9 \quad (3)$$

$$D_{н.вн} = 306,9 \text{ мм};$$

$$D_{н.н} = 351 \text{ мм};$$

Расчетный диаметр долота:

$$D_{н.д.расч} = D_{н.м} + \Delta = 351 + 39 = 390 \text{ мм.}$$

Выбираем долото RC, диаметр долота $D_{н.д} = 393,7 \text{ мм}$.

Полученные расчеты представим в виде проекта конструкции скважины рисунок 2.

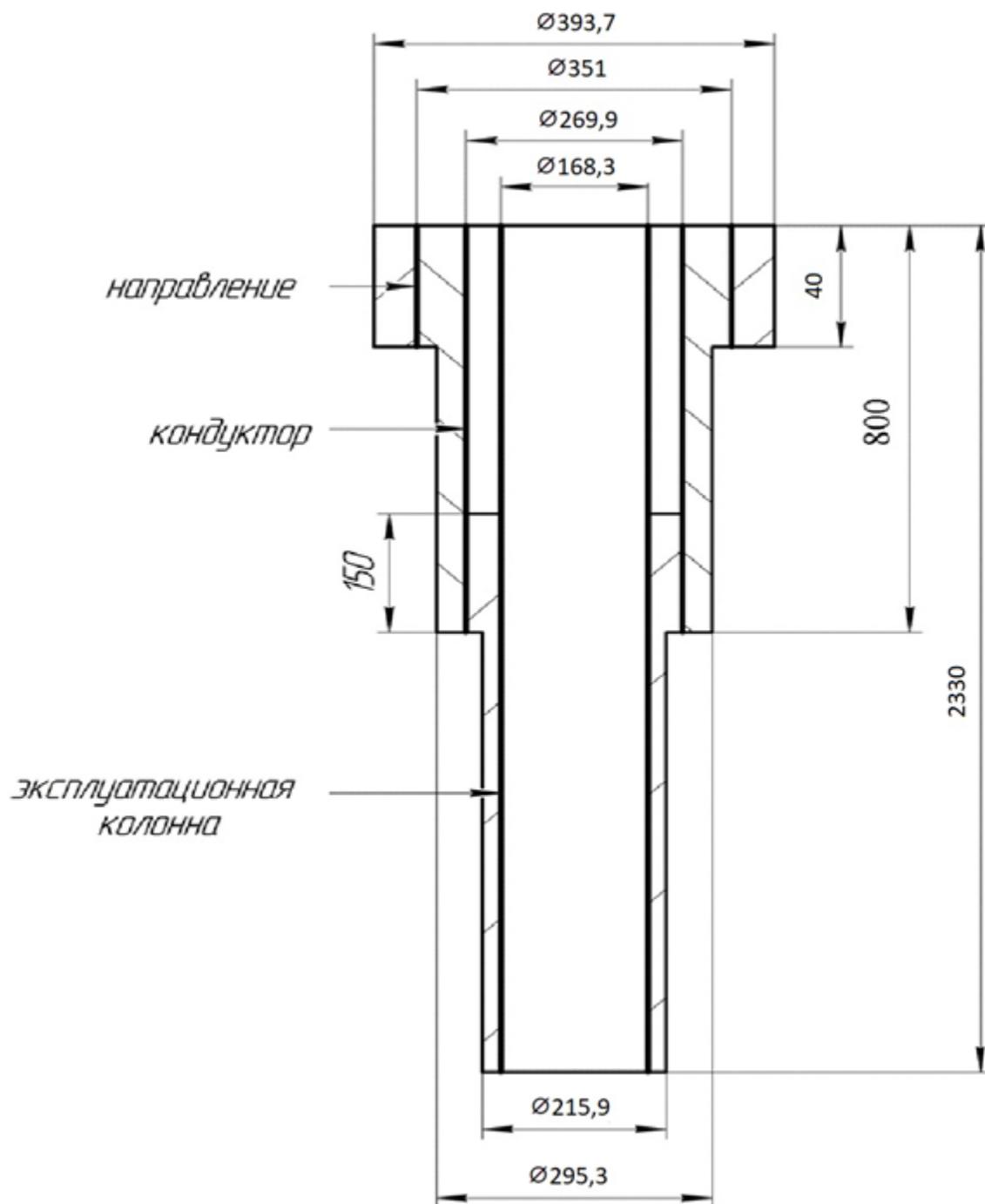


Рисунок 2 - Конструкция скважины

Данные расчета конструкции скважины представлены в таблице 9.

Таблица 9 – 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	324	393,7
Кондуктор	0	800	0	800	245	295,3
Эксплуатационная колонна	0	2330	650	2330	168	215,9

2.2.6 Проектирование обвязки обсадных колонн

При выборе противовыбросового оборудования и колонной обвязки необходимо учитывать величину максимального устьевого давления $P_{му}$, которая для нефтяной скважины рассчитывается по формуле.

$$P_{му} = P_{пл} - \rho_n \cdot g \cdot H_{кр}, \quad (4)$$

$$P_{му} = 22,7 - 18,76 = 3,94 \text{ МПа};$$

где $P_{пл} = 22,7 \text{ МПа}$ - пластовое давление в кровле продуктивного пласта;

$\rho_n = 850 \text{ кг/м}^3$ - плотность нефти;

$g = 9,81 \text{ м/с}^2$ – ускорение свободного падения;

$H_{кр} = 2250 \text{ м}$ - глубина залегания кровли продуктивного пласта, м.

1. Колонная головка, соответствующая максимальному устьевому давлению: **ОКК1-21-168×245**

2. ПВО, соответствующее высокому пластовому давлению, имеющие
градиент $\Delta p_{пл} = 0,102 \text{ МПа/10 м}$: **ОП5-180/80x21**

2.3. Углубление скважины

2.3.1 Выбор способа бурения

Целесообразность применения того или иного способа бурения определяется геолого-техническими условиями. Основные требования к выбору способа бурения - необходимость обеспечения успешной проводки скважины с высокими технико-экономическими показателями. Поэтому способ бурения выбирается на основе анализа статистического материала по уже пробуренным скважинам и соответствующих экономических расчётов.

Способ бурения определяет многие технические решения – режимы бурения, бурильный инструмент, гидравлическую программу, тип буровой установки и, как следствие, технологию крепления скважины.

Выбор способа бурения по интервалам производился с учетом опыта уже пробуренных на месторождении скважин, а также с учетом исходных горно-геологических и технологических условий бурения.

Запроектированные способы бурения приведены в таблице 10.

Таблица 10 – Способы бурения по интервалам скважины

Интервал, м	Обсадная колонна	Способ бурения
0-40	Направление	Роторный
40-800	Кондуктор	С применением ГЗД (винтовой забойный двигатель)
800-2330	Эксплуатационная колонна	С применением ГЗД (винтовой забойный двигатель)

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 RC 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 таблице 11.

Таблица 11 – Характеристики буровых долот по интервалам бурения

Интервал		0-40	40-800	800-2330
Шифр долота		393,7GRD111	295,3FD619SM	215,9FD513SM
Тип долота		Шарошечное	PDC	PDC
Диаметр долота, мм		393,7	295,3	215,9
Тип горных пород		M	MC	CT
Присоединительная резьба	ГОСТ	3-177	3-152	3-117
	API	Pin 7 5/8 Reg	6 5/8 Reg	4 1/2 Reg
Длина, м		0,45	0,4	0,4
Масса, кг		180,0	83	43,0
G, тс	Рекомендуемая	10,4	10,4	6
	Предельная	13	13	8
n, об/мин	Рекомендуемая	92	90	180-200
	Предельная	200	200	200

1. Для бурения интервала под направление проектируется шарошечное долото диаметром 393,7 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 295,3 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

использование 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 12.

Таблица 12 - Расчет осевой нагрузки по интервалам бурения

Интервал	0-40	40-800	800-2330
Исходные данные			
α	1	1	1
$P_{ш}, \text{кг/см}^2$	875	5243	14820
$D_{д}, \text{см}$	0,3937	0,2953	0,2159
η	1	1	1
$\delta, \text{см}$	1,5	1,5	1,5
$q, \text{кН/мм}$	0,2	5	5
$G_{пред}, \text{кН}$	310	130	130
Результаты проектирования			
$G_1, \text{кН}$	2,6	19,14	37
$G_2, \text{кН}$	147,65	155	107,95
$G_3, \text{кН}$	248	104	104
$G_{проект}, \text{кН}$	240-250	100-110	100-110

2.3.4 Расчет частоты вращения долота

Расчет частоты вращения долота по интервалам бурения представлен в таблице 13.

Таблица 13 - Расчет частоты вращения долота по интервалам бурения

Интервал		0-40	40-800	800-2330
Исходные данные				
V _л , м/с		2,8	1,5	1
D _д	м	0,3937	0,2953	0,2159
	мм	393,7	295,3	215,9
τ, мс		7	-	-
z		24	-	-
α		0,7		
Результаты проектирования				
n ₁ , об/мин		145,5	97	123,85
n ₂ , об/мин		23,2	-	-
n ₃ , об/мин		681	-	-
n _{проект} , об/мин		120	90	120

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.

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 14.

Таблица 14 - Проектирование параметров забойного двигателя по интервалам бурения

Интервал		0-40	40-800	800-2330
Исходные данные				
D _д	м	0,3937	0,2953	0,2159
	мм	393,7	295,3	215,9
G _{ос} , кН		-	-	110
Q, Н*м/кН		-	1,5	1,5
Результаты проектирования				
D _{зд} , мм		-	240	172
M _р , Н*м		-	41300	28520
M _о , Н*м		-	147	107,95
M _{уд} , Н*м/кН		-	355	260

Для интервала бурения 40-800 м (интервал бурения под кондуктор), из опыта бурения выбирается винтовой забойный двигатель ВЗД 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 800-2330 м под эксплуатационную колонну проектируется винтовой забойный двигатель ДГР-172.7/8.56, 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 15.

Таблица 15 - Технические характеристики запроектированных винтовых забойных двигателей

Двигатель	Интервал, м	Наружный диаметр, мм	Длина,	Вес, кг	Расход жидкости, л/с	Число оборотов, об/мин	Максимальный рабочий момент, кН*м	Мощность двигателя, кВт
Д 240.5000. 56	40-800	240	9000	1900	30-75	12 0-200	18	250
ДГР- 172.7/8.56	800-2330	172	8614	1190	19-38	84- 168	15,5	211

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 проектирование компоновки низа бурильной колонны по интервалам бурения и отбора керна приведены в таблицах 16-19.

Таблица 16 – 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 393.7 С-ГВУ-R-181	0,43	393,7	-			0.180
					3-152	Ниппель	
2	УБТ УБТ 203x100 Д	24	203	100	3-152	Муфта	4,81
					3-152	Ниппель	
3	Переводник П 3-152/133	0,52	203	100	3-152	Муфта	4,92
					3-152	Ниппель	
4	Бурильная труба ТБВК 127x10 Е	До устья	127	107	3-133	Ниппель	5,4
					3-133	Муфта	

Таблица 17 – КНБК для бурения секции под кондуктор (40-800м)

№	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 (40-800м)							
1	Долото 295,3 FD 388МН-А66-01	0,29	295,3	-			0,09
					3-152	Ниппель	
2	Калибратор К 295,3 МС	1,3	203	80	3-152	Муфта	0,4
					3-152	Ниппель	
3	Двигатель Д1-240	8,1	240	-	3-152	Муфта	2,29
					3-152	Муфта	
4	Обратный клапан КО-240	0,52	203	78	3-152	Ниппель	2,4
					3-152	Муфта	
5	Переводник М152xН147	0,52	203	101	3-152	Ниппель	2,49
					3-178	Муфта	
6	УБТ УБТ178x90	56	178	90	3-178	Ниппель	10,6
					3-178	Муфта	
7	Переводник	0,54	178	89	3-178	Ниппель	11,42

	M147xH133				3-133	Муфта	
8	Бурильная труба ТБВК 127x10 E	До устья	127	107	3-133	Ниппель	34,93
					3-133	Муфта	

Таблица 18-КНБК для бурения секции под эксплуатационную колонну (800-2330м)

№	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 (800-2330м)							
1	Долото 215,9 FD 355MH-A137-01	0,30	215,9	-	3-178	Ниппель	0,047
2	Двигатель ДММ-178	13	178	-	3-178	Муфта	1,44
					3-178	Муфта	
3	Переводник M133xH178	0,54	178	89	3-178	Ниппель	1,52
					3-133	Муфта	
4	Клапан обратный КО-133	0,51	178	72	3-133	Ниппель	1,59
					3-133	Муфта	
5	Переводник П 147/133	0,52	178	101	3-133	Ниппель	1,66
					3-147	Муфта	
6	УБТ УБТ-177.8	60	178	71,4	3-147	Ниппель	9,6
					3-147	Муфта	
7	Переводник П 3-133/147	0,50	178	101	3-147	Ниппель	7,3
					3-133	Муфта	
8	Бурильная труба ТБВК 127x10 E	До устья	127	107	3-133	Ниппель	83
					3-133	Муфта	

Таблица 19 – КНБК для отбора керна (2248-2302м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум.вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Отбор керна (2248-2302м)							
1	Долото 215,9 FD 355МН-А137	0,3	215,9	-			0.045
2	Кернотборный снаряд СК-136/80	18	136	80	3-150	Муфта	2.31
					3-147	Муфта	
3	УБТ УБТ 133х64 Д	32	178	71	3-147	Ниппель	7,5
					3-147	Муфта	
4	Переводник П 3-133/147	0,4	163	80	3-147	Ниппель	7,56
					3-133	Муфта	
5	Бурильная труба ТБВК 127х10 Е	До устья	127	107	3-133	Ниппель	80,5
					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 40-800м под кондуктор - полимерглинистый буровой раствор.
- Интервал бурения 800-2330м под эксплуатационную колонну - полимерглинистого буровой раствор.

- Интервал бурения 2150-2330 под эксплуатационную колонну для первичного вскрытия продуктивного пласта - КСЛ/полимерный (биополимерный) буровой раствор.

Запроектированные параметры буровых растворов по интервалам бурения приведены в таблице 20. В таблице 21 представлен компонентный состав бурового раствора.

Таблица 20 - Параметры бурового раствора по интервалам бурения

Тип раствора	Интервал по стволу, м		Параметры бурового раствора							
	от	до	Плотность, г/см ³	УВ, с	ПВ, сПз	ДНС, дПа	СНС 10 сек / 10 мин, дПа	Водоотдача, см ³ /30 мин	рН	Содержание песка, %
Бентонитовый	0	40	1,20	40	-	-	-	-	-	< 2
Полимерглинистый	40	800	1,15	35	18	80	20-60	10	9	< 1,5
Полимерглинистый	800	2150	1,08	30	16	70	20-60	10	9	< 1,5
КСЛ/полимерный (биополимерный)	2150	2330	1,08	50	15	100	40-70	< 6	10	< 0,5

Таблица 21 – Компонентный состав бурового раствора

Тип раствора	Интервал по стволу, м		Компонентный состав бурового раствора
	от	до	
Бентонитовый	0	40	Техническая вода, глинопопрошок, каустическая сода
Полимерглинистый	40	800	Техническая вода, глинопопрошок, каустическая сода, барит, полиакриламид, ПАЦ НВ, ингибитор, кальцинированная сода

Полимер-глинистый	800	2150	Техническая вода, глинопопрошок, каустическая сода, полиакриламид, ПАЦ НВ, ингибитор, ПАЦ ВВ, кальцинированная сода
КСЛ/полимерный (биополимерный)	2150	2330	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

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

При расчете потребного количества химических реагентов необходимо учесть выполнение условия: «запас бурового раствора на поверхности должен быть не менее двух объемов скважины».

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.

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

- Результаты расчета гидравлической программы промывки скважины представлены в таблицах 22-24.

Таблица 22 - Гидравлические показатели промывки скважины

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Наименьшая скорость восходящего потока в открытом стволе, м/с	Удельный расход, л/с на см ² к.п.	Схема промывки	Гидромониторные насадки		Скорость истечения, м/с	Мощность срабатываемая на долоте, л.с./дм ²
от (верх)	до (низ)					Кол-во	Диаметр		
Под направление									
0	40	БУРЕНИЕ	0.32	0.042	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	6	10	108,7	3.04
Под кондуктор									
40	800	БУРЕНИЕ	0.37	0.053	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	5	10	91,7	2,7
Под эксплуатационную колонну									
800	2330	БУРЕНИЕ	0.98	0.084	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	5	9,5	86,3	3.81
Отбор керна									
2248	2302	Отбор керна	0,86	0.074	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	5	9	84,7	3,22

Таблица 23 - Режим работы буровых насосов

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Тип	Количество	Режим работы бурового насоса						Суммарная производительность насосов в интервале, л/с
					КПД	Диаметр цилиндрических втулок, мм	Допустимое давление, кгс/см ²	Коэффициент наполнения	Число двойных ходов в мин.	Производительность, л/с	
От (верх)	До (низ)										
0	40	БУРЕНИЕ	УНБТ -950	2	100	160	280	1	100	25,6	51,2
40	800	БУРЕНИЕ	УНБТ -950	1	100	160	245	1	125	36	36
800	2330	БУРЕНИЕ	УНБТ -950	1	100	160	245	1	85	30	30
2248	2302	Отбор керна	УНБТ -950	1	100	160	220	1	110	27	27

Таблица 24 - Распределение потерь давлений в циркуляционной системе

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Давление на стояке в конце интервала, кгс/см ²	Потери давления (в кгс/см ²) для конца интервала в				
				Элементах КНБК		Бурильной колонне	Кольцевом пространстве	Обвязке буровой установки
От (верх)	До (низ)		Насадках долота	Забойном двигателе				
0	40	БУРЕНИЕ	94,9	82,4	0	2,4	0,1	10
40	800	БУРЕНИЕ	151,9	58,6	60,4	20,3	2,7	10
800	2330	БУРЕНИЕ	235,6	52	110,5	44,3	18,9	10
2248	2302	Отбор керна	109,3	50	0	32,6	18,1	8,7

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 газаносность по разрезу скважины присутствует в интервале: 2250-2300 м. Так как скважина является разведочной и из-за неполноты геологических данных существует вероятность нахождения продуктивных пластов выше/ниже прогнозируемой вертикали, в следствие этого планируем интервалы отбора керна следующие:

- интервал отбора керна 2248-2302 м;

Для отбора керна планируется использования бурголовки с PDC вооружением, для получения более качественного отборочного 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 100 мм, 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 25.

Таблица 25 – 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
БИТ212,7/100 СВ109МН	212,7	100	Муфта 3-161	24

Таблица 26 – Тип проектируемого кернаотборного снаряда

Керноприемное устройство	Наружный диаметр корпуса, мм	Максимальная длина керна за 1 рейс, м (кол-во секций)	Диаметр керна, мм	Длина керноприема, мм	Резьба		У В
					верхняя	нижняя	
УКР-172/100 Кембрии	172	14 (2)	10	14315	3-133	3-161	

Таблица 27 - 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
2248-2302	УКР-172/100 Кембрии	2-5	60-120	18-25

2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин

2.4.1 Расчет обсадных колонн на прочность

2.4.1.1 Исходные данные для расчета действующих нагрузок

Для расчетов применяем техническую воду $\rho_{\text{прод}} = 1000 \text{ кг/м}^3$.

Минимальное забойное давление $P_{\text{кзг}}$ для газовых скважин принимается равным 0,5 Мпа.

Плотность буферной жидкости $\rho_{\text{буф}} = 1100 \text{ кг/м}^3$. (Рекомендации к выбору буферной жидкости представлены в РД 39-00147001-767-2000.)

Плотность тампонажного раствора нормальной плотности $\rho_{\text{трн}} = 1400 \text{ кг/м}^3$.

Плотность облегченного тампонажного раствора $\rho_{тр\ обл} = 1500 \text{ кг/м}^3$.

Глубина эксплуатационной колонны $H = 2670 \text{ м}$.

Глубина раздела буферной жидкости и облегченного тампонажного раствора $h_1 = 680 \text{ м}$.

Высота тампонажного раствора нормальной плотности $h_2 = 205 \text{ м}$, рассчитывается из условия его поднятия над кровлей продуктивного пласта на 150 м для газовой скважины.

Высота цементного стакана $h_{см} = 10 \text{ м}$.

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.

$$P_{ни} = P_n - P_v, \quad (5)$$

где P_n – наружное давление;

P_v – 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 3 и 4

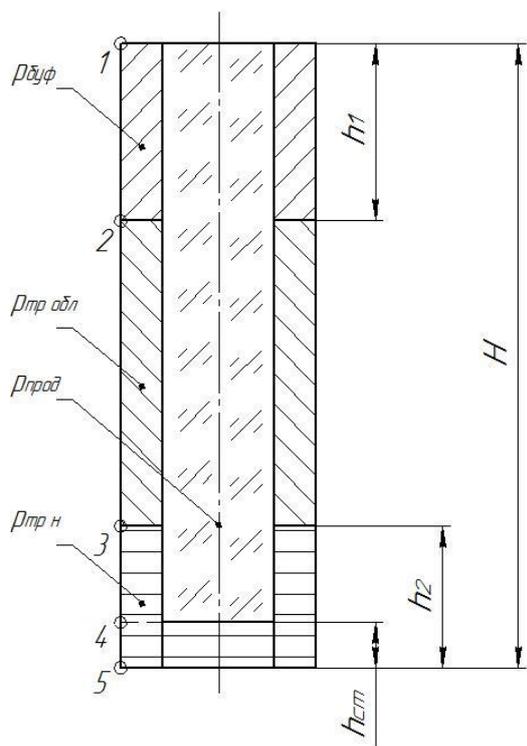


Рисунок 3 - Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении

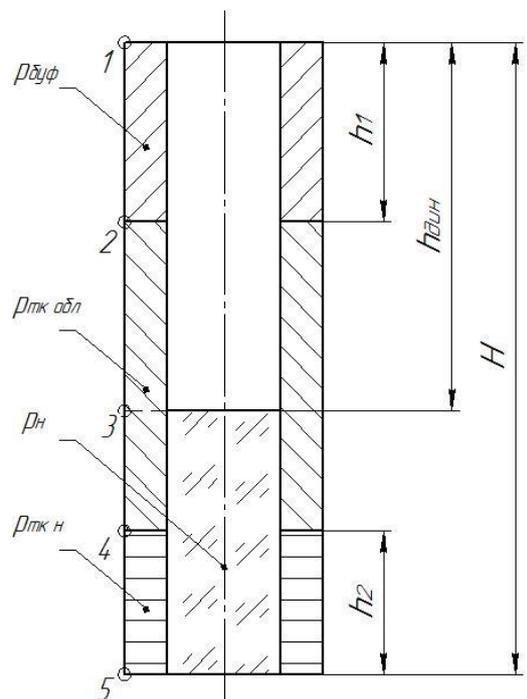


Рисунок 4 - Схема расположения жидкостей в конце эксплуатации нефтяной скважины

После проведения расчетов данные вносятся в таблицу 28 и по этим данным строится эпюра наружных избыточных давлений, рисунок 5.

Таблица 28 – 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	650	0,31	2	650	6.6
3	2200	6,4	3	1553	19.1
4	2320	7,3	4	2200	22.6
5	2330	7,3	5	2330	23.8

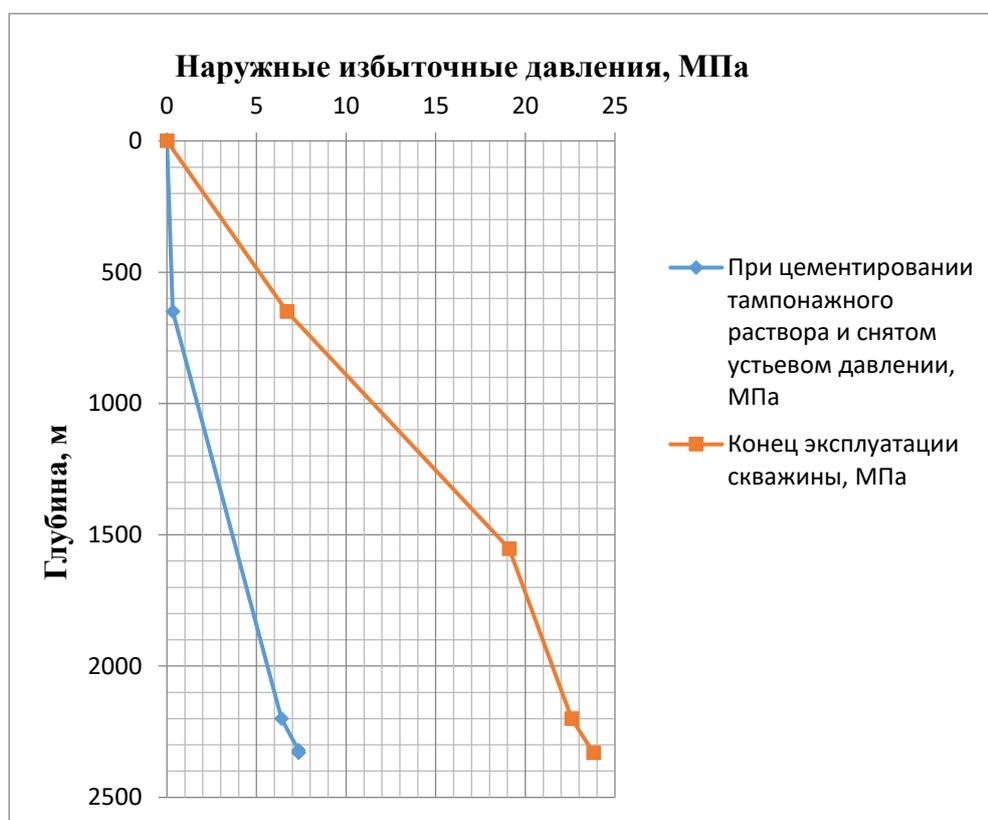


Рисунок 5 - Эпюра наружных избыточных давлений

2.4.1.3 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.

$$P_{ви} = P_{в} - P_{н}, \quad (6)$$

где $P_в$ – внутреннее давление, МПа;

$P_н$ – наружное давление, МПа.

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 цементирующей головке достигает максимального значения, схема изображена на рисунке 6.

2. При опрессовке колонны с целью проверки её герметичности, схема изображена на рисунке 7.

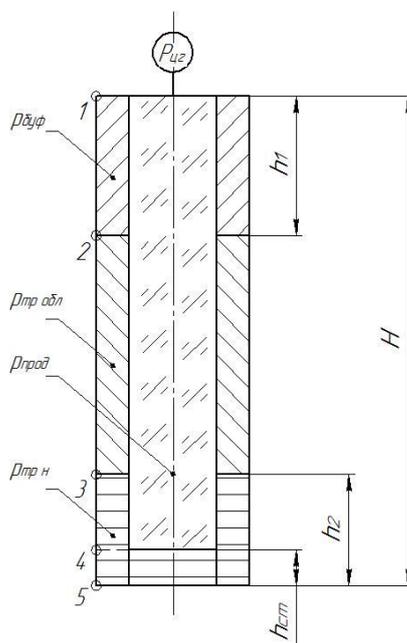


Рисунок 6 - Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора, когда давление на цементирующей головке достигает максимального значения

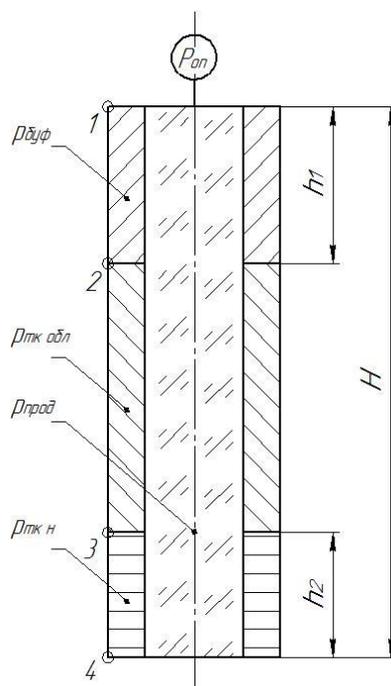


Рисунок 7 - Схема расположения жидкостей при опрессовке обсадной колонны

После проведения расчетов данные вносятся в таблицу 28 и по этим данным строится эпюра внутренних избыточных давлений, рисунок 8.

Таблица 28 - Данные расчета внешних 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	15.8	1	0	9.5
2	650	15.5	2	650	9.2
3	2200	9.4	3	2200	8.4
4	2320	8.46	4	2330	7.9
5	2330	8.46			

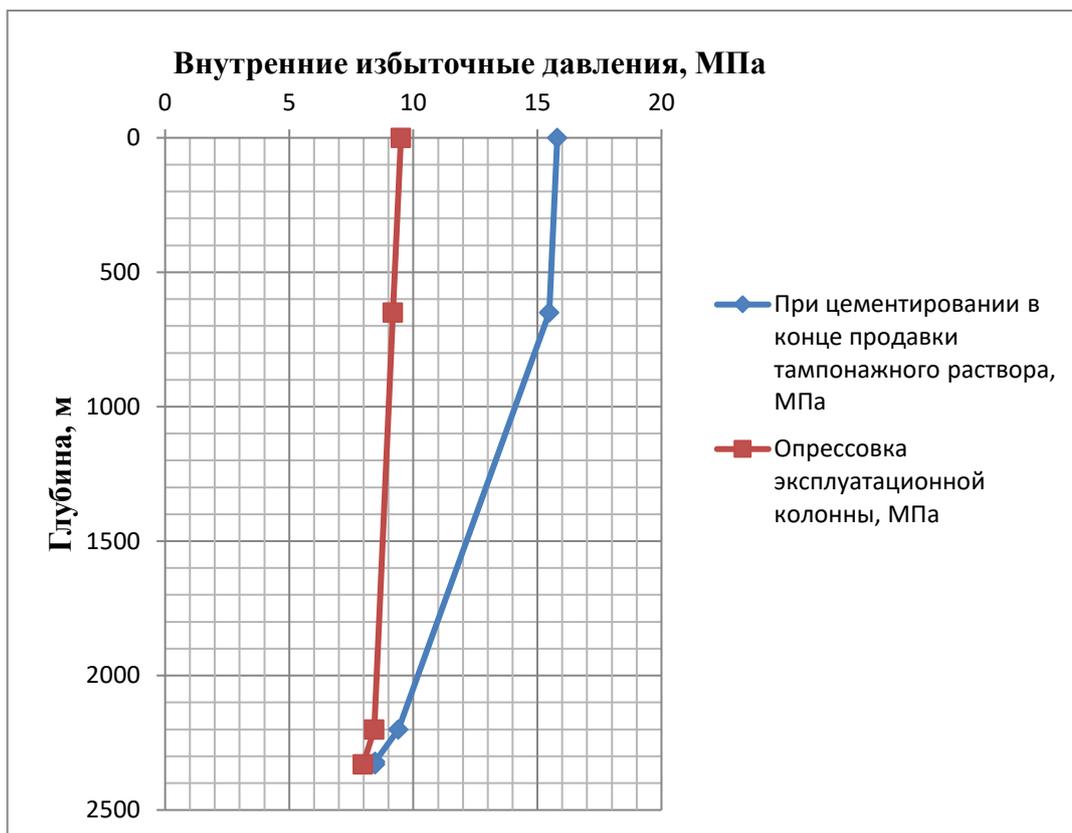


Рисунок 8 - Эпюры внутренних избыточных давлений

2.4.1.4 Конструирование обсадной колонны по длине

К параметрам обсадной колонны при заданном диаметре, при разработке конструкции скважины, относятся группа прочности материала труб, толщина стенок и длина секций с соответствующей группой прочности и толщиной стенки.

Рекомендуется использовать по возможности наиболее дешёвые обсадные трубы, поэтому для начала расчёта выбираются трубы группы прочности Д. Принимаются также тип обсадных труб и вид исполнения категории «А». Для нефтяных скважин рекомендуется использование обсадных труб типа ОТТМ.

Расчитанные параметры секций представлены в таблице 29.

Таблица 29 - Характеристика обсадных колонн

№ секций	Группа прочности	Толщина стенки, мм	Длина, м	Вес, кН			Интервал установки, м
				1 м трубы	секций	суммарный	
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Д	10.6	130	0.414	5382	5382	2330-2200
2	Д	8	450	0.316	142,2	19600	2200-1750
3	Д	7,3	1750	0.294	51450	71050	1750-0

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:

$$P_{гс\ кп} + P_{гд\ кп} \leq 0,95 * P_{гр}, \quad (7)$$

где $P_{гс\ кп}$ – гидростатическое давление в кольцевом пространстве, $P_{гс\ кп} = 39.6$ МПа.

$P_{гд\ кп}$ – гидродинамические потери давления в кольцевом пространстве, $P_{гд\ кп} = 0,1$ МПа;

P_{gr} – давление гидроразрыва пород на забое скважины, МПа. Согласно геологическим данным $P_{gr} = 44,7$ МПа..

Производим сравнения давлений по формуле 7:

$$39,6 \text{ МПа} \leq 44,7 \text{ МПа},$$

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

2.4.2.2 Расчет объёмов буферной жидкости, тампонажного раствора и продавочной жидкости

Объемы буферной и продавочной жидкости представлены в таблице 30.

Таблица 30 – Объем буферной и продавочной жидкости.

Наименование жидкости		Расчётный объём, м³
Объем буферной жидкости		20,7
Объем тампонажного раствора	Облегченный тампонажный раствор	49,05
	Тампонажный раствор нормальной плотности	3.35
Объем продавочной жидкости		52,9

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 31.

Таблица 31 - Количество составных компонентов тампонажной смеси

Наимен. жидкости	Объем жидк., м ³	Плотн. жидк., кг/м ³	Объем воды для приготовления жидк., м ³	Наимен. компонента	Масса компонента (кг) / колич. мешков (шт.)	Наимен. цемента	Масса цемента (т) / колич. мешков (шт.)
Буферная	4.14	1050	20.7	МБП-СМ	289.8 / 12	-	-
	16.56			МБП-МВ	248.4 / 10	-	-
Обл.там п. р-р	49.05	1400	42.08	НТФ	20.3 / 1	ПЦТ-Ш-Об(4)-100	32.47 / 33
Тамп.р-р норм.плотн.	2.8	1800	3.62	НТФ	1.14 / 1	ПЦТ-П-100	2.8 / 3

2.4.4 Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования

Рассчитывается давление на насосе «продавочного» цементировочного агрегата:

$$P_{ца} \geq P_{цг} / 0,8, \quad (8)$$

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

$$P_{цг} = 18,5 \text{ МПа};$$

$$32 \text{ МПа} \geq 25,35 \text{ МПа}.$$

Выбирается ближайшее большее давление, развиваемое цементировочным агрегатом ЦА-320. Технические характеристики насоса 9Т агрегата ЦА-320 приведены в таблице 32

Таблица 32 - Технические характеристики насоса 9Т цементировочного агрегата ЦА-320

Диаметр штулок, 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:

$$m = G_{\text{сyx}} / G_{\text{б}}, \quad (9)$$

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

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

3. Число цементировочных 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 цементировочной техники разрабатывается технологическая схема обвязки цементировочного оборудования, представлена на рисунке 9.

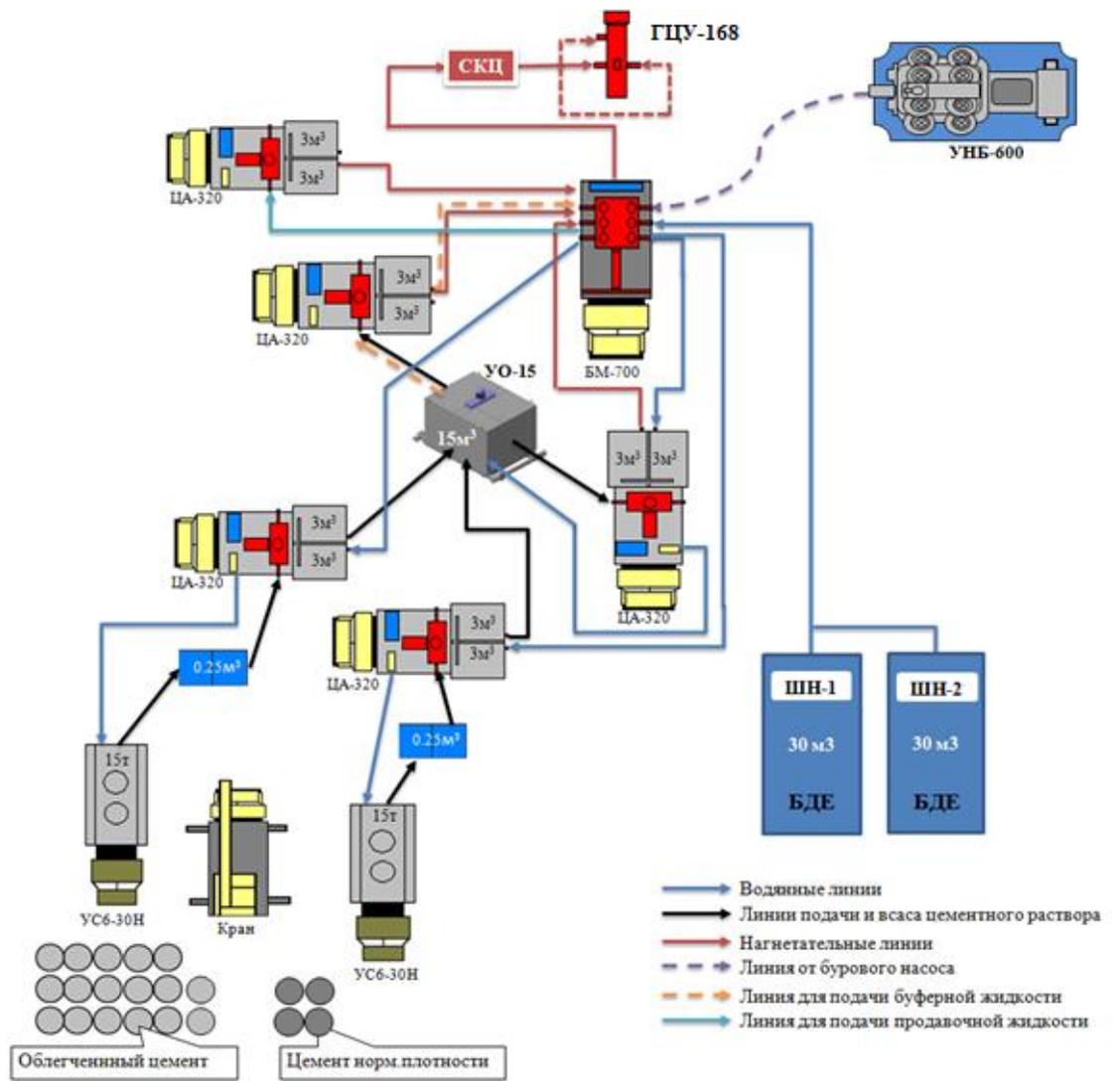


Рисунок 9 - Технологическая схема обвязки цементировочного оборудования

2.4.3 Выбор технологической оснастки обсадных колонн

Технологическая оснастка обсадных колонн представлена в таблице 33.

Таблица 33 – Технологическая оснастка обсадных колонн

Тип колонны, D _{усл} , мм	Башмак	Обратный клапан	Пробка разделительная продавочная	Центратор, (количество, шт)	Цементирующая головка
Направление, D _{усл} = 324 мм	БКМ-324 ОТТМ	-	-	-	Глухой переводник с КП-1
Кондуктор, D _{усл} = 245 мм	БКМ-245 ОТТМ	ЦКОДМ - 245 ОТТМ	ПРП-Ц-245	ЦЦ-245/295-320(16)	ГЦУ-245 А
Экспл. колонна, D _{усл} = 168 мм	БКМ-168 ОТТМ	ЦКОДМ - 168 ОТТМ	ПРП-Ц-168	ЦЦ-168/216-245(47)	ГЦУ-168 А

2.4.4 Проектирование процесса испытания и освоения скважины

2.4.4.1 Проектирование перфорационного оборудования для вторичного вскрытия продуктивного пласта

Для вторичного вскрытия продуктивного пласта будет использован кумулятивный перфоратор КПТ-114. Мощность продуктивного пласта согласно геологическим данным составляет 50м (гл.2250-2300м).

- предназначены для спуска на НКТ или кабеле, в том числе для горизонтальных скважин;
- повышенная надежность и безаварийность
- повышенная пробивная способность;
- возможно осуществление пропусков при вскрытии нескольких пропластков за один спуск перфоратора;
- возможна сборка отдельных секций перфоратора в зарядной мастерской, транспортирование их на скважину;
- при спуске на НКТ инициирование перфоратора осуществляется от

безопасной адиабатической головки (без иницирующих веществ) сбросом штанги или прокачкой шара

Таблица 34 - Основные технические характеристики перфорационных систем однократного применения КПТ-114

Поперечный габарит, мм/ минимальный проходной диаметр колонны труб, мм	Минимальное /максималь- ное давление применения, МПа	Максимальная длина перфоратора (на кабеле / на трубах), м	Заряд		Максимальная плотность перфорации, отв./м	Фазировка, град.	Средние параметры пробивной способности						
			Обозначение	Масса ВВ, г			по бетонной мишени контроля качества (аналог QC)		по Методике Ростехнадзора СС05			по методике API RP 19B	
							Глубина пробития, мм	Диаметр вход. отв., мм	Глубина пробития факт. (сталь), мм	Глубина пробития факт. (алюм.), мм	Диаметр входн. отв., мм	Глубина пробития, мм	Диаметр входн. отв., мм
114/140	0,1/100	10/150	ЗПКТ114Н-СБО-01	15	40	135/ 45	600	8,0	162,7		7,5	521,6	8,2
			ЗПКТ114Н-СБО	21			170	21,0		94,0	22,6	142,0	18,93
		10/500	ЗПКТ105Н-ТВ-СП(ДЦ)	39	16	60	1200	11,0	272,4		10,3	1062,0	10,25
			ЗПКТ105Н-ТВ-СП2	39			1350	12,0	333,9		11,6	1085,0	10,89
		10/150	ЗПКТ105Н-ТВ-СП1	33	20	1100	11,0	252,1		10,3			
			ЗПКТ105Н-ТВ-ОП1	31		210	24,0		137,0	24,1			
		10/150	ЗПКТ89Н-СП	26	20	900	11,0	184,8		10,0			

2.4.4.2 Проектирование пластоиспытателя

Комплекс пластоиспытательный ИПГ-95У 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 118 от 161мм, исследование в обсаженных колонной скважинах диаметрами 127, 178 мм. Работа в среде глинистого раствора, нефти, пластовой воды и т.д.

Назначение: испытание перспективных горизонтов в обсаженных вертикальных, наклонных и горизонтальных скважинах диаметром от 127 до 178 мм и необсаженных скважинах диаметром от 118 до 161 мм.

Управление комплексом: вращением и вертикальным перемещением

Состав комплекса:

1. Испытатель пластов гидравлический ИПГ-95У
2. Приставка многоцикловая ПМ-95М
3. Пакер цилиндрический ПЦ1-95
4. Ясс гидравлический закрытого типа ЯГЗ-95
5. Якорь ЯК-110/135 (ЯК-132/168, ЯК-140/178)
6. Замок аварийный ЗА-95
7. Фильтр Ф1-95
8. Клапан циркуляционный комбинированный КЦК-95
9. Патрубок приборный ПП-95
10. Башмак Б-95
11. Устройство уравнительное УУ-95
12. Переходник левый ПЛ-95
13. Пакер цилиндрический неуравновешенный ПЦН-95

Дополнительное оборудование:

1. Испытатель пластов ИПВ-95 (управляемый вращением)
2. Клапан пробоотборно-стравливающий КПС-95
4. Отсекатель потока ОП-95
5. Распределительное устройство РУ-95
6. Контейнер-пробоотборник КП-42
7. Механизм направляющий МНУ-95
8. Клапан циркуляционный КЦУ-95
9. Контейнер пробоотборный КП-42

Комплекс позволяет:

- производить селективное испытание как с упором на забой, так и на стенки скважин;
- производить испытание на герметичность цементных мостов и обсадной колонны труб;
- устанавливать место и характер утечек в обсадных трубах;



- осваивать малопродуктивные нефтяные, газовые, водяные и нагнетательные скважины

2.4.4.3 Проектирование оборудования для вызова притока методом свабирования

Комплекс оборудования для свабирования скважин состоит из двух основных частей:

- Устьевое оборудование;
- Скважинное оборудование.

1. Комплекс наземного оборудования для свабирования скважин КНОС.

Состав комплекса и технические характеристики представлены в таблице 36.

Таблица 36 - 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	

Продолжение таблицы 36

Лубрикатор 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	
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 колонны 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, патрубок-ниппель - НКТ 73, муфта - НКТ 60 ГОСТ 633-80	
Затвор шаровый ЗШ1 78x21.000 предназначен для оперативного перекрытия и герметизации трубного канала колонны 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	

2.4.4.4 Скважинное оборудование для свабиворования КС-62

Состав оборудования свабиворования и технические характеристики представлены в таблице 37.

Таблица 37 - Состав оборудования свабиворования 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:

$$Q_{пр} = k * Q_{max}, \quad (13)$$

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

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

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

Результаты расчета выбора буровой установки представалены в таблице 33.

Таблица 33 – 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	61,80	$[G_{кр}] / Q_{бк} \geq 0,6$	3,23
Максимальный вес обсадной колонны	65,60	$[G_{кр}] / Q_{об} \geq 0,9$	3,04
веса колонны при ликвидации прихвата	85,28	$[G_{кр}] / Q_{пр} \geq 1,0$	2,31

3.Технология установки клина отклонителя для зарезки бокового ствола

Одним из самых продуктивных методов, который позволяет повысить добычу нефтепродуктов и продолжить эксплуатацию скважин, не поддающихся восстановлению иными способами, является технология зарезки боковых стволов скважин.

Вовлечь в добычу не задействованные слои и участки, создание боковых стволов позволяет обеспечивает доступ к трудным локальным скоплениям полезных ископаемых которые нельзя добыть путем вертикального бурения.

Технология зарезки, обладает важным плюсом увеличения нефтеотдачи, этот способ применяют вместо уплотнения. Использование таких работ позволяет сэкономить на освоении месторождения.

Технология зарезки боковых стволов скважин это применение разных способов работ: вырезание части колонны, клиновое бурение с отклонением.

Использование боковых стволов одинаково эффективно для всех известных видов месторождений, при этом себестоимость добытых продуктов будет ниже, и окупаемость строительства осуществляется в течение 2 лет или быстрее.

Алгоритм ведения работ по зарезке бокового ствола

Забуривание бокового ствола происходит в следующей последовательности:

- устанавливают клиновой отклонитель;
- вырезают окно в обсадной колонне;

- фрезеруют вырез в колонне и забуривают дополнительный ствол.

Забуривание бокового ствола происходит следующим образом:

- вырезание участка обсадной колонны фрезерованием по всему ее сечению, при помощи вырезающих устройств;
- установка цементного моста;
- ориентирование турбинного отклонителя на искусственном забое, забуривание дополнительного ствола при помощи турбинного отклонителя.

Типы и конструкция клиньев-отклонителей

В настоящее время при ЗБС используют различные конструкции клиньев-отклонителей:

- **Не извлекаемые стационарные клинья**

Однократного использования, после установки на пробку любой конструкции на заданном интервале скважины, последующего отбуривания отклина ствола в новом направлении и выполнения им геологической задачи, из скважины не извлекаются. Конструкция клиньев типа СКО, устанавливаемых на ориентированный подпятник, позволяет после завершения бурения дополнительного ствола от такого клина извлечь его отклоняющий желоб на поверхность и использовать повторно с установкой на тот же подпятник, но с ориентацией желоба по другому направлению, например, отличающемуся на 90 - 180°.

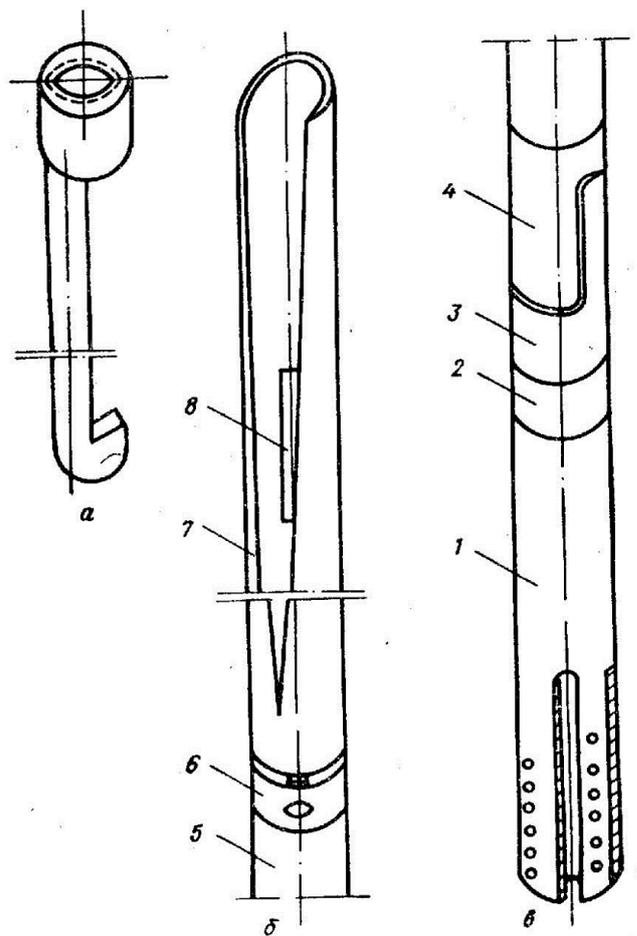


Рис. 2 – Отклонитель СКО

- **Отклоняющие стационарные клинья** серийного производства КОС-76-2°30'; КОС-57-2с30' и КОС-44-1°30' и модернизированные клинья КОС-У конструкции ВИТР имеют аналогичные конструкции и предназначены для забуривания дополнительных стволов скважин диаметром соответственно 76, 59 и 46 мм.

Преимуществом данного отклонителя является обеспечение прохождения бурового снаряда с минимально возможной деформацией, сохранение диаметра бурения.

Недостатком конструкции является полное перекрытие забоя, неизвлекаемыми частями снаряда.

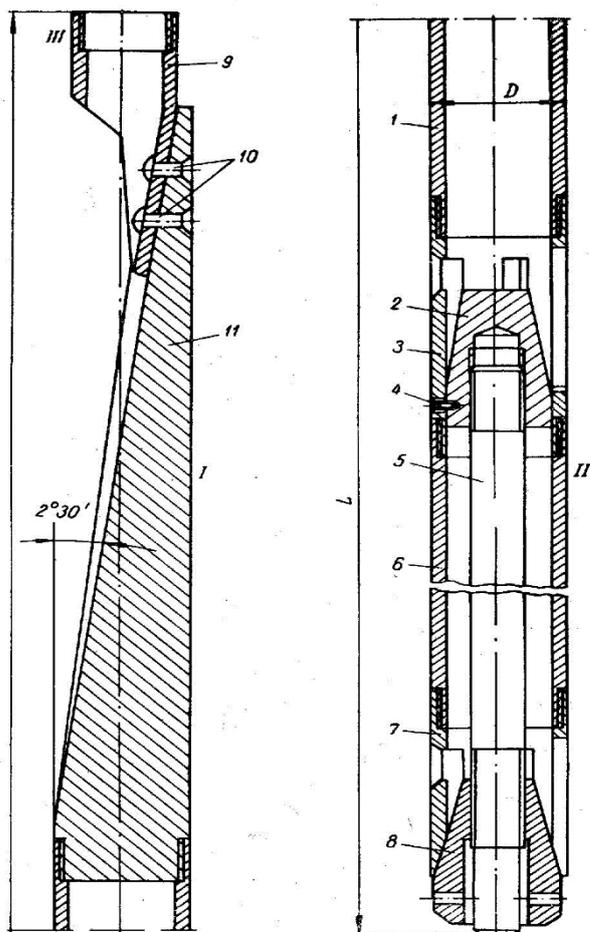


Рис. 4 – Отклонитель КОС

• **Клин модернизированный КОС**

В объединении «Сосновгеология» разработано два варианта стационарных клиньев, применяемых при производстве буровых работ. Клин с модернизированным закрепляющим устройством, в котором для клина КОС имеются два узла раскрепления, срабатывающие независимо друг от друга.

Устройство состоит из двух раскрепляющихся конусов 1, плашек 2, срезных штифтов 3, шлицевой втулки 4 и вала 5. Через удлинитель 6 устройство соединяется с ложком 7. После ориентации и постановки на забой штоком 8 происходит раскрепление нижнего узла. Это обеспечивает закрепление клина в двух сечениях ствола скважины при значительной разнице в его разработке (до 10 - 15 мм).

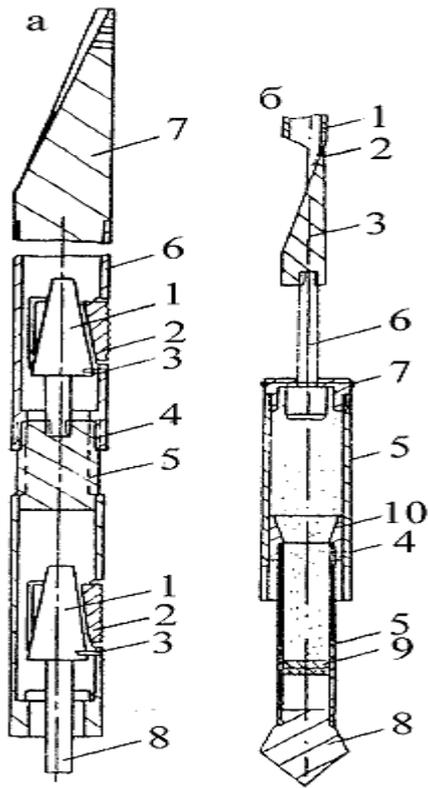


Рис. 6 Клинья стационарные «Сосновгеология».

а - с двумя узлами закрепления: 1 - конус; 2 - плашка; 3 - штифт срезной; 4 - втулка; 5 - вал; 6 - удлинитель; 7 - желоб (ложок) отклоняющий; б - с телескопическим контейнером: 1 - переходник; 2, 4, 7 — штифты срезные; 3 - желоб клина; 5 - трубные патрубки; 6 - плунжер; 8 - конус распорный; 9 - пробка; 10 - герметизирующий элемент

Извлекаемые клиновые отклонители

Извлекаемые клиновые отклонители предназначены для искусственного искривления скважин с естественного забоя и включают следующие изделия: СО, СНБ, СНБ-АС, ОС-1 ТПИ, СНБ-КО, ИК, СО-АЭРУ, представляющий усовершенствованную модель СНБ-АС и др. На практике наиболее часто применяются СНБ-КО и СОАЭРУ.

Преимуществом данного устройства является простота конструкции и технология применения и широкий интервал применения по горным породам.

Недостатком является невозможность применения в крепких породах, а в конструкции с гребенчатым распором, требуется дополнительный штифт для фиксации, при спуске снаряда.

Кроме того, извлекаемые снаряды предусматривают постановку на естественный забой, что не позволяет применять их для забуривания дополнительных стволов многозабойной скважины.

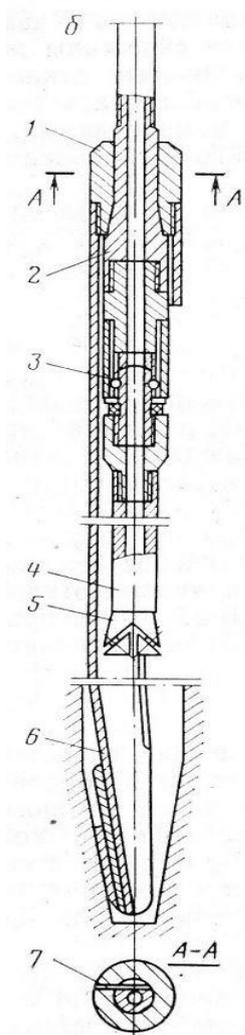


Рис. 7 – Отклонитель СНБ-КО

Бесклиновые скользящие отклонители непрерывного действия

Бесклиновые скользящие отклонители непрерывного действия имеют отличительную особенность - возможность осуществлять непрерывный набор кривизны одновременно с бурением скважины на заданном интервале ее ствола.

- Отклонители ОНД-С-59,46

Разработан в объединении «Сосновгеология», имеет достаточно простую конструкцию и обеспечивает стабильные результаты искусственного искривления скважин в твердых породах VII - X категорий по буримости

Основными преимуществами являются следующие:

- искусственное искривление осуществляется при сохранении диаметра ствола, что позволяет отклонителю поступательно ... перемещаться вслед за разрушающимся забоем скважины без потери ориентации его наружного корпуса;
- такое перемещение отклонителя обеспечивает сравнительно равномерное непрерывное искусственное искривление скважины, создавая наиболее благоприятные условия для последующей проработки и углубки ствола;
- равномерное искривление ствола в меньшей степени приводит к знакопеременному изгибу бурильной колонны и собственному изгибу корпуса отклонителя и его износу и обрывам.

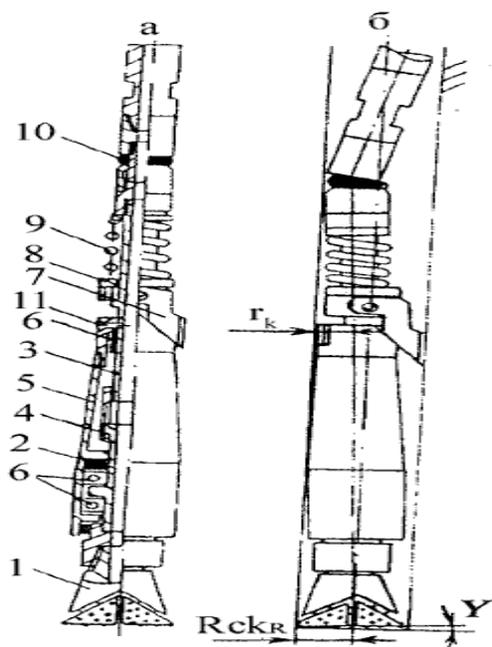


Рис. 8. Конструктивная схема отклонителя ОНД-С-59(46) «Сосновгеология».

1 - долото; 2, 3 - нижний и верхний вал; 4 - шлицевой узел; 5 - корпус конусный; 6 - подшипник; 7 - распорник; 8 - втулка; 9 - пружина; 10 - шарнир; 11 - штифт срезной.

- Отклонители бесклиновые скользящие

При выполнении искусственного искривления отклонителями ОБС, так же как и при использовании отклонителей непрерывного действия других конструкций, выбор проектной интенсивности искривления (в градусах на 1 м) должен увязываться с вписываемостью отклонителя, как жесткого цилиндрического тела, в образуемый им перегиб ствола.

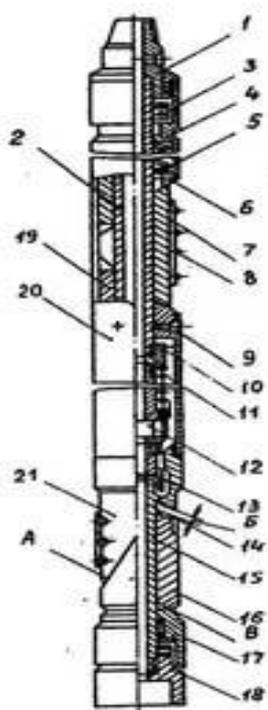


Рис. 13. Бесклиновый скользящий отклонитель. ОБС конструкции НИГРи
 1 - ориентирующий верстолдик;
 2 - вал; 3 - упорный подшипник;
 4 - корпус подшипника;
 5 - шарикоподшипник;
 6,19 - валы в нижней полусфере; 7 - радиально-скользящие клинья;
 8 - ролики; 9 - крепежный винт;
 10 - балансовый зуб;
 П - подшипник шариков;
 12 - шариковый муфта; 13 - шарик;
 14 - ограничитель;
 15 - верхний вал; 16 - ось шарика;
 17 - упор подшипника;
 18 - верстолдик; 20 - корпус;
 21 - отклонитель.

Рис. 9 –Бесклиновый скользящий отклонитель

Клин-отклонитель механический КОМ

Клин-отклонитель механический предназначен для обеспечения необходимого отклонения вырезающих фрез или фрезеров-райберов от оси основного ствола скважины при прорезании «окна» в обсадной колонне. Конструкция клина-отклонителя не предполагает опоры на

забой. Клин-отклонитель является неизвлекаемым.

Вырезание «окна» при помощи механического клина-отклонителя(КОМ) без опоры на забой однорейсовая КНБК.

Навернуть на бурильную трубу фрезу арбузообразную, затем фрезу стартово-оконную и присоединить их к клину механическому.

Спуск клина отклонителя следует производить с ограниченной скоростью не более (0,25м/сек=15м/мин).

При подходе к интервалу вырезки «окна» зафиксировать вес инструмента.

При необходимости клин можно сориентировать в нужном положении отклонителя.

Установка клина-отклонителя осуществляется за счет осевого перемещения колонны труб вверх на величину вытяжки инструмента (зависит от кривизны скважины и деформации труб +2 метра. Далее следует медленно опускать ,затем разгрузать инструмент. Механический якорь распакеровывается полностью при создании осевой нагрузке около 6-7.5 тонн. Для среза болта раздвижного устройства и жесткого фиксирования узла, необходимо придать осевую нагрузку 9-13,3($\pm 10\%$) тонн. При срезе болта происходит скачок веса. После чего ,для отсоединения фрез от клина продолжить разгрузку инструмента ориентировочно до 15,3($\pm 10\%$) тонн. При срезке болта происходит скачок веса. После среза срезного болта и отсоединения фрез от клина можно приступить к работам по вырезанию«окна» в обсадной колонне. После вырезания окна фрезы поднимаются на поверхность а клин остается в скважине. Спускается долото с ВЗД и бурится скважина.

Зарезка нового ствола в необсаженной скважине при помощи цементируемого клина-отклонителя(КОЦ).

Клин-отклонитель цементируемый предназначен для обеспечения необходимого отклонения породоразрушающего инструмента от оси основного необсаженного ствола скважины при зарезке и бурении нового ствола с целью обхода аварийного участка. Конструкция клина-отклонителя предполагает опору на забой и последующее цементирование. Клин-отклонитель является неизвлекаемым и после спуска, установки и цементирования остается в скважине постоянно.

Последовательность работ в открытом стволе скважины:

-опустить клин-отклонитель на забой(забой представлен оборванной трубой залитой цементом) при помощи спускного устройства на трубах;

-повернуть клин-отклонитель на требуемый угол по азимуту.

-закчать цемент через трубы в клин(цемент заполняет все внутреннее пространство клина-отклонителя и хвостовика.

Срезать болты спускного устройства и приподнять его над клином.

Произвести срезку лишнего цемента обратной промывкой.

-поднять спускное устройство на поверхность;

-подождать затвердевания цемента;

Спустить долото с ВЗД и начать бурение вдоль клина-отклонителя.

Вывод

Метод зарезки и бурения боковых стволов по восстановлению скважин это одна из проблем в нефтегазовой отрасли. Распространенный способ зарезки и бурения боковых стволов, это вырезание щелевидного окна клином-отклонителем и компоновкой фрез.

В настоящее время технологии вырезания окна в обсадной колонне и конструкции клиньев-отклонителей и фрез для их осуществление не обеспечиваются при массовом строительстве требуемого качества, технологичности и экономичности.

Нужны новые разработки технологии и технические средства для вырезания щелевидного «окна» в стенке обсадной колонны и зарезки боковых стволов, которые позволят повышать качество работ, сокращают время и снижают затраты на их выполнение

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2БЗБ	Молдалиев Махаматжакып Айдаралиевич

Школа		Отделение школы (НОЦ)	
Уровень образования	бакалавриат	Направление/специальность	Бурение нефтяных и газовых скважин

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	...
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	...
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	...

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	...
2. <i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	...
3. <i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	...

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. <i>Оценка конкурентоспособности технических решений</i>
2. <i>Матрица SWOT</i>
3. <i>Альтернативы проведения НИ</i>
4. <i>График проведения и бюджет НИ</i>
5. <i>Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности НИ</i>

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

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2БЗБ	Молдалиев Махаматжакып Айдаралиевич		

5.ОРГАНИЗАЦИОННО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

5.1 Расчет нормативной продолжительности строительства скважин

Целью настоящего раздела является определение сметной стоимости строительства скважины. Расчет сметной стоимости связан с определением цикла строительства скважины

Исходные данные:

Наименование скважины	
Проектная глубина, м:	2330
Способ бурения:	
- под направление	Роторный
- под кондуктор и эксплуатационную колонны	Турбинный
Цель бурения	разведка
Конструкция скважины:	
- направление	d 324 мм на глубину 40 м
- кондуктор	d 245 мм на глубину 800 м
- эксплуатационная	d 168 мм на глубину 2330 м
Буровая установка	Уралмаш 3000 ЭУК-1
Оснастка талевой системы	4'5
Насосы:	
- тип- количество, шт.	У8-6МА22
производительность, л/с:	
- в интервале 0-40м	32
- в интервале 40-800м	60
- в интервале 800-2330м	32
Утяжеленные бурильные трубы (УБТ):	d 178мм – 25м

Забойный двигатель (тип):	
- в интервале 40-800 м	ЗТСШ1-240
- в интервале 800-2330 м	ЗТСШ1-195
- при отборе керна	Д5-172, УКР-164/80 «Недра»
Бурильные трубы: длина свечей, м	25
- в интервале 0-40 м	127'9,19
- в интервале 40-800 м	127'9,19
- в интервале 800-2330 м	147'11,0
Типы и размеры долот:	
- в интервале 0-40 м	III 393,7GRD111
- в интервале 40-800 м	III 295,3FD619SM
- в интервале 800-2330 м	III 215,9FD513SM

5.1.1 Расчет нормативного времени на механическое бурение

Сведения о разбивке геологического разреза на нормативные пачки, а также действующие на буровом предприятии нормы времени механического бурения 1 м породы и проходки на долото по Западно-сахалинскому месторождению представлены в таблице 57

Таблица 57 - Нормы механического бурения

Интервалы бурения	Интервал, м		Количество во метров в интервале, м	Норма времени механического бурения 1 м породы, ч	Норма проходки на долото, м
	от (верх)	до (низ)			
1	0	40	40	0,029	520
2	40	800	760	0,029	870
3	800	2330	1530	0,039	1600

Нормативное время на механическое N, ч бурение рассчитывается по

формуле

$$N = T \cdot H, \quad (5.2)$$

где T - норма времени на бурение 1 метра, ч/м.

H - количество метров в интервале, м.

Для направления:

$$N = 40 \cdot 0,029 = 1,16 \text{ ч.}$$

Аналогично произведем расчет остальных интервалов, результаты представлены в таблице 58

Таблица 58 – Нормативное время бурения

Количество метров в интервале, м	Норма времени на бурение 1 метра, ч/м	Нормативное время на механическое бурение, ч
40	0,029	1,16
760	0,029	22,04
1530	0,054	82,62
Итого		105,82

Далее производится расчет нормативного количества долот n с учетом интервала набора кривизны. Нормативное количество долот рассчитывается по формуле

$$n = H / P, \quad (5.3)$$

где P - нормативная проходка на долото в данном интервале, м.

Для направления:

$$n = 40 / 520 = 0,07$$

Для кондуктора:

$$n = 760 / 870 = 0,87$$

Для эксплуатационной колонны:

$$n = 1530 / 1600 = 0,95$$

Для остальных интервалов расчет производится аналогично, результаты расчета сводятся в таблицу 59.

Таблица 59 – Нормативное количество долот

Количество метров в интервале Н, м	Нормативная проходка на долото в данном интервале П, м	<i>n</i>
40	520	0,07
760	870	0,87
1530	1600	0,95
Итого на скважину		1,89

5.1.2 Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции

Данные нормы включают время на выполнение следующих работ:

- 1) спуск бурильных свечей;
- 2) подъем бурильных свечей;
- 3) подъем и установка УБТ за палец;
- 4) вывод УБТ из-за пальца и спуск ее в скважину;
- 5) подготовительно-заключительные работы при СПО;
- 6) наращивание инструмента;
- 7) промывка скважины перед подъемом инструмента;
- 8) промывка скважины перед наращиванием инструмента;
- 9) смена долота;
- 10) проверка люфта турбобура;
- 11) смазка резьбы бурильных труб герметизирующей смазкой;
- 12) крепление и раскрепление свечей и элементов бурильной колонны ключами.

Укрупненные нормы времени на СПО $T_{СПО}$, с составляют на 1 метр проходки в зависимости от глубины залегания интервала и нормы проходки на долото.

Расчет производится по формуле

$$T_{СПО} = П \cdot n_{сно}, \quad (5.1)$$

где $n_{сно}$ - нормативное время СПО в расчете на 1 метр, с/м

П – длина интервала, м

Результаты расчета времени на СПО и исходные данные приведены в таблице 56.

Таблица 56 - Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции

Исходные данные из нормативной карты				Исходные данные из сборника УНВ на СПО				Расчет нормативного времени на СПО, ч
Интервалы бурения	интервал бурения, м	размер долота, мм	норма проходки на долото, м	номер таблицы	номер графы	интервал бурения, м	норма времени, ч/м	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
I	0-40	39 3,7	520	1 1	24	0-40	0,01 2	0,48
II	40-800	29 5,3	870	1 2	32	40-800	0,02 12	16,11 2
ИТОГО								16,59 2
III	800-2330	21 5,9	1600	1 2	32	800-2330	0,03 52	53,85 6
Итого								70,44 8

5.1.3 Расчет нормативного времени на установку центрирующих фонарей

Норма времени на установку одного центрирующего фонаря в сборе, определяемая на основе фактических данных о работе буровых бригад составляет 1 мин. Нормативное время составит:

кондуктор: $3 \cdot 1 = 3$ мин;

эксплуатационная колонна: $8 \cdot 1 = 8$ мин.

5.1.4. Расчет нормативного времени ожидания затвердевания цемента

Время ожидания затвердевания цемента (ОЗЦ) нормируется на основе фактических данных по скважинам, пробуренным в аналогичных условиях, но не свыше норм времени. Принимаем время ОЗЦ направления -3-4 ч, кондуктора -10 ч, технической колонны 18 ч эксплуатационной колонны - 22 ч.

5.1.5 Расчет нормативного времени на разбуривание цементной пробки

В укрупненные нормы времени на крепление скважины включено время на выполнение следующих видов работ:

- промывка скважины перед спуском обсадных труб – 2 цикла;
- подготовительно-заключительные работы перед спуском обсадных труб;
- спуск резьбовых обсадных труб;
- подготовительно-заключительные работы к промывке скважины во время спуска колонны обсадных труб;
- промежуточные работы во время спуска колонны;
- промывка скважины перед цементированием – 2 цикла;
- подготовительно-заключительные работы к цементированию колонны обсадных труб;
- цементирование скважины;

- заключительные работы после затвердевания цемента;
- герметизация устья скважины.

Разбуривание цементной пробки предусматривается после цементирования направления, кондуктора и технической колонны. Норма времени на выполнение следующей операции складывается из времени следующих работ:

Отвертывание долота - 7 минут.

Спуск бурильных свечей:

а) определяется глубина спуска бурильного инструмента L_c , м по формуле

$$L_c = L_k - L_n, \quad (5.4)$$

где L_k - глубина кондуктора, м;

L_n - длина цементной пробки, м.

Для направления:

$$L_c = 40 - 10 = 30 \text{ м}$$

б) рассчитывается, длина неизменной части бурильного инструмента L_n , м квадрата (24 м), переводника с долотом (1 м).

$$L_n = 24 + 1 = 25 \text{ м}$$

в) определяется, длина бурильных труб L_T , м по формуле

$$L_T = L_c - L_n, \quad (5.5)$$

Для направления:

$$L_T = 30 - 25 = 5 \text{ м}$$

г) рассчитывается количество спускаемых свечей N по формуле

$$N = L_T / l_c, \quad (5.6)$$

где l_c - длина одной свечи, м

Для направления:

$$N = 5/24 = 0,20 \approx 1 \text{ шт.}$$

д) по УНВ спуск одной свечи занимает 2 мин.

$$T_{\text{конд.}} = 0,20 \cdot 2 + 5 = 5,4 \text{ мин}$$

Для кондуктора:

$$L_c = 800 - 10 = 790 \text{ м}$$

$$L_n = 24 + 1 = 25 \text{ м}$$

$$L_T = 790 - 25 = 765 \text{ м}$$

$$N = 765/24 = 31,87 \approx 32 \text{ шт.}$$

$$T_{\text{конд.}} = 32 \cdot 2 + 5 = 69 \text{ мин}$$

Для эксплуатационной колонны:

$$L_c = 2330 - 10 = 2220 \text{ м}$$

$$L_n = 24 + 1 = 25 \text{ м}$$

$$L_T = 2330 - 25 = 2315 \text{ м}$$

$$N = 2315/24 = 97$$

$$T_{\text{конд.}} = 97 \cdot 2 + 5 = 199 \text{ мин}$$

Подготовительные и заключительные работы перед и после спуска занимают 17 минут.

Разбуривание цементной пробки и запорного кольца составляют 42 мин.

Подъем инструмента после разбуривания пробки не предусматривается.

Общее время на разбуривание цементных пробок направления и кондуктора определяется суммой всех затрат времени:

$$\Sigma = 5,4 + 69 + 199 + 3 \cdot (7 + 17 + 42) = 474,4 \text{ мин} = 7,9 \text{ ч.}$$

5.1.6 Расчет нормативного времени на геофизические работы

Нормативное время принимается по данным, отражающим среднее фактическое время работы геофизических партий на скважинах. Среднее фактическое время комплекса геофизических исследований скважины составляет 25 ч.

5.1.7 Расчет затрат на прочие вспомогательные работы, не учтенные укрупненными нормами

Общее нормативное время на проведение прочих вспомогательных работ составляет 7,56 ч.

5.1.8 Расчет нормативных затрат времени на проведение ремонтных работ

Нормативное время проведения ремонтных работ определяется в процентах от нормативной продолжительности проводки скважины (за исключением времени проведения геофизических исследований). Величина процента принимается по сборнику ЕНВ.

Расчет времени на ремонтные работы производится после включения в нормативную карту всех видов работ, предусмотренных ГТН и подсчета итога затрат времени.

Нормативная продолжительность проводки скважины по итогу составляет 278,66 часов или 11,61 суток. Следовательно, надбавка времени на выполнение ремонтных работ составляет 6,6 %.

Общее время на выполнение ремонтных работ определяется произведением:
 $278,66 \times 0,066 = 18,391 \text{ ч.}$

Общее нормативное время проводки скважины составляет

$278,66 + 18,391 + 25 = 322,051 \text{ ч} = 13,41 \text{ суток.}$

Таблица 60 - Нормативная карта вертикальной скважины

Наименование работ	Тип и размер долота	Норма проходки, м	Количество, шт	Интервал бурения, м	Количество метров, м	Время механического бурения, ч		Прочие работы, связанные с проходкой, ч	Всего времени на интервал бурения, ч
						на 1 м бурения	на весь интервал		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Бурение под направление	393,7GRD111	520	0,07	0-40	40	0,029	1,16	0,48	1,64
3.3.1.1.1 Итого			0,07		40		1,16	0,48	1,64
Бурение под кондуктор	295,3FD619SM	870	0,87	40-800	760	0,029	22,04	16,11	38,15
Итого			0,87		760		22,04	16,11	38,15
Бурение под эксплуатационную колонну	215,9FD513SM	1600	0,95	800-2330	1530	0,054	82,62	53,85	136,47
Итого			0,95		1530		82,62	53,85	136,47
Всего			1,89		2330		105,82		176,61

Продолжение таблицы 60

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Крепление:									
- направления									3,56
- кондуктора									16,0
- эксплуатационная									32,4
- хвостовик									
Установка центраторов									
-направление			-						-
-кондуктор			3						0,05
- эксплуатационная			8						-
- хвостовик			-						
ОЗЦ:									4,0
-направление									10,0
-кондуктора									22,0
- эксплуатационной									
Разбуривание цементной пробки (10 м)									
-направление									1,84
-кондуктор				30-40					2,12
- эксплуатационной				790-800					5,42
Промывка скважины (1 цикл)				2320-					
-направление				2330					0,01
-кондуктор									0,11
- эксплуатационная									
-хвостовик									
Спуск и подъем при ГИС									5,89

Продолжение таблицы 60

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Геофизические работы									25,0
Прочие вспомогательные работы, не учтенные в УНВ									7,65
Всего на бурение скважины (без учета норм времени на геофизические работы)									278,66
Ремонтные работы (3,3 %)									10,62
Общее время на скважину									322,05

5.2 Корректировка сметной стоимости строительства скважины

5.2.1 Определение проектной продолжительности бурения и крепления скважины

Проектная продолжительность T_{np} , ч определяется по формуле

$$T_{np} = T_n \cdot k, \quad (5.7)$$

$$T_{np} = 278,66 \cdot 1,12 = 312,09$$

где T_n - проектная продолжительность строительства скважины, ч;
 k - поправочный коэффициент (в %).

$$k = 1 + \Delta t, \quad (5.8)$$

где Δt - затраты времени, обусловленные остановками и авариями, независимыми от исполнителей работ, в среднем за 2 года, ч;

t_{np} , $t_{кр}$, $t_{всп}$, t_p - соответственно, затраты времени на проходку, крепление, проведение вспомогательных и ремонтных работ, в среднем за 2 года, ч.

После этого определяется сметная стоимость строительства скважины с учетом проектной продолжительности бурения. Сметный расчет на бурение и крепление приведены в таблице 62.

Результаты расчета по видам работ, продолжительности бурения и крепления скважин представлены в таблице 63.

Таблица 61– Продолжительность бурения и крепления скважины

Вид работ	Продолжительность		
	нормативная, ч	проектная	
		ч	сут.
Бурение:			
направление	1,64	1,83	0,07
кондуктор	38,18	42,76	1,78
эксплуатационная колонна	136,47	152,84	6,36
Крепление:			
направление		3,98	0,16
кондуктор	3,56	17,92	0,74
эксплуатационная колонна	16,0	36,28	1,51
Итого	228,25	255,61	10,62

Таблица 62 - Сметный расчет на бурение скважины

Наименование затрат	Стоимость единицы, руб	Подготовительные работы		Направление		Кондуктор		Эксплуатационная	
		кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Оплата труда буровой бригады при безметражных работах (4 чел.), сут	129,15	4	516,6	-	-	-	-	-	-
Оплата труда буровой бригады, сут	138,19	-	-	0,07	9,6733	1,78	245,9782	6,36	878,88
Оплата труда дополнительного слесаря и эл/монтера (1 смена, 4 разряд, экспл. бурение), сут	19,9	4	79,6	0,07	1,393	1,78	35,422	6,36	126,564
Содержание средств контроля, диспетчеризации и управления процессом бурения, сут	27,67	-	-	0,07	1,9369	1,78	49,2526	6,36	175,9812
Содержание полевой лаборатории, эксплуатационное бурение	7,54	-	-	0,07	0,5278	1,78	13,4212	6,36	47,9544
Содержание бурового оборудования (до 15 станков, экспл. бурение), сут	252,86	4	1011,4	0,07	17,7002	1,78	450,0908	6,36	1608,19
Износ бурового инструмента к-т,сут	28,51	4	114,04	0,07	1,9957	1,78	50,7478	6,36	181,3236
Износ ловильного инструмента при эксплуатационном бурении, сут	6,95	-	-	0,07	0,4865	1,78	12,371	6,36	44,202
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении, испытании скв.испытателем пластов	1317	1,2	1580,4	0,07	92,19	1,78	2344,26	6,36	8376,12

Материалы и запасные части при турбинном бурении (4000<V<5500 м/ст.-мес), сут	853,29	-	-	-	-	1,78	1518,856	6,36	5426,924
---	--------	---	---	---	---	------	----------	------	----------

Продолжение таблицы 62

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Содержание комплекта турбобура (до 15 станков, роторный способ, 1 секционный), сут	16,12	-	-	0,07	1,1284	-	-	-	-
Содержание комплекта турбобура (до 15 станков, турбинный способ, 3 секционный), сут	246,62	4	986,48	-	-	1,78	438,9836	-	-
Содержание комплекта турбобура (до 15 станков, винтовой забойный двигатель), сут	370,35	-	-	-	-	-	-	6,36	2355,42
Содержание бурильных труб (до 100 000 м), сут	23,22	-	-	0,07	1,625	1,78	41,33	6,36	147,6792
Плата за подключенную мощность, сут	138,89	4	555,56	0,07	9,7223	1,78	247,2242	6,36	883,3404
Дополнительная плата за эл/энергию при подготовительных работах к бурению, сут	41,4	4	165,6	-	-	-	-	-	-
Дополнительная плата за эл/энергию при бурении, сут	100,84	-	-	0,07	7,058	1,78	179,495	6,36	641,3424
Эксплуатация ДВС, сут	8,9	-	-	0,07	0,623	1,78	15,84	6,36	56,604
Эксплуатация трактора, сут	33,92	4	135,68	0,07	2,3744	1,78	60,37	6,36	215,731
Автомобильный спец транспорт до 400 км, сут	100,4	4	401,6	0,07	7,02	1,78	178,7	6,36	638,544

Транспортировка вагон-домиков с базы до буровой, т	13,69	146,7	2008,32	-	-	-	-	-	-
Амортизация вагон-домиков 7 шт, сут	169,29	4	677,16	0,07	11,8503	1,78	301,33	6,36	1076,684
Содержание станции геолого-технологического контроля, сут	14,92	-	-	0,07	1,0444	1,78	26,55	6,36	94,8912
Порошок бентонитовый марки А, т	75,4	-	-	14,2	1070,68	25,4	1915,16	-	-
КМЦ-700 высший сорт, т	1994	-	-	0,17	338,98	0,38	757,72	-	-

Продолжение таблицы 62

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Биолуп LVL, т	324,74	-	-	-	-	-	-	0,74	240,3076
NaCl, т	215,6	-	-	-	-	-	-	-	-
Сода кальцинированная марки А, т	18,33	-	-	0,085	1,56	0,06	1,0998	-	-
НТФ, т	916	-	-	-	-	-	-	0,42	384,72
POLY KEM D, т	328	-	-	-	-	-	-	0,63	206,64
Барит, т	320	-	-	-	-	-	-	-	-
Транспортировка материалов и запчастей до 300 км, т	32,46	0,35	11,36	14,51	470,99	40,32	1308,787	1,4	45,444
Транспортировка турбобуров до 300 км, т	23,53	-	-	0,8	18,82	3,5	101,18	1,03	24,2359

Транспортировка хим. Реагентов 4 группы до 300 км, т	27,4 6	-	-	6,3 9	175 ,33	63,3	1738, 2		
Транспортировка ГСМ на 300 км, т	27,4 5	0, 82	22, 51	0,3 4	9,3 3	0,86	23,61		
Итого затрат зависящих от времени, без учета транспортировки вахт, руб			8266,35		2254,03		12055,98		23877,72
Затраты зависящие от объема работ									
393,7 VU-K11TG-R227	686, 4	-	-	0,1	68, 64	-	-	-	-
295,3V-54X-R175	1379 ,7	-	-	-	-	0,43	593,2 71	-	-
215,9 AUM-LSP53X-R800	1028 ,4	-	-	-	-	-	-	1,18	1213, 512
Обратный клапан КОБ – 178	552, 3	-	-	-	-	-	-		
Износ шурфа на 10 %, м	1,56	-	-	50	78	672	39	240 9	3758, 04
Транспортировка труб, т	4,91	-	-	3,4	16, 69	22,2	109,0 02	42,7	209,6 57

Продолжение таблицы 62

1	2	3	4	5	6	7	8		
Транспортировка долот, т	6,61	-	-	1	6,61	1	6,61	1	6,61
Транспортировка вахт, руб									
Итого по затратам зависящим от объема работ, без учета транспортировки вахт, руб			0		169,944		747,883		5979,951
Всего затрат без учета транспортировки вахт,		8266,35			2425,543		12803,863		29857,671

руб				
	LINK Excel.Sheet.12 "C:\\Users\\mam30\\Desktop\\Лист Microsoft Excel.xlsx" "Лист2!R8C14" \\a \\f 4 \\h * MERGEFORMATX53353,43			
Всего по сметному расчету, руб				

Таблица 62 - Сметный расчет на крепление скважины

Наименование затрат	Стоимость единицы, руб	Направление		Кондуктор		Эксплуатационная	
		кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8
Оплата труда буровой бригады, сут	138,19	0,16	22,1104	0,74	102,2606	1,51	208,6669
Оплата труда дополнительного слесаря и эл/монтера (1 смена, 4 разряд, экспл. бурение), сут	19,9	0,16	3,184	0,74	14,726	1,51	30,049
Содержание средств контроля, диспет-черизации и управления процессом бурения, сут	27,67	0,16	4,4272	0,74	20,4758	1,51	41,7817
Содержание полевой лаборатории, эксплуатационное бурение, сут	7,54	0,16	1,2064	0,74	5,5796	1,51	11,3854
Содержание бурового оборудования (до 15 станков, экспл. бурение), сут	252,86	0,16	40,4576	0,74	187,1164	1,51	381,8186
Износ бурового инструмента к-т, сут	28,51	0,16	4,5616	0,74	21,0974	1,51	43,0501

Продолжение таблицы 62

1	2	3	4	5	6	7	8
---	---	---	---	---	---	---	---

Износ ловильного инструмента при эксплуатационном бурении, сут	6,95	0,16	+		0,74	5,143	1,51	10,494
Амортизация бурового оборудования при бурении, крепления скважин, сут	1317	0,16	2	210,7	0,74	974,58	1,51	1988,6
Амортизация бурового оборудования при бурении, крепления скважины, сут	1368	0,16	8	218,8	0,74	1012,3	1,51	2065,6
Материалы и запасные части в эксплуатационном бурении (4000<V<5500 м/ст.-мес), сут	419,4	0,16	4	67,10	0,74	310,35	1,51	633,29
Плата за подключенную мощность, сут	138,89	0,16	24	22,22	0,74	102,77	1,51	209,72
Плата за эл/энергию при 2-х ставочном тарифе, сут	100,84	0,16	44	16,13	0,74	74,621	1,51	152,26
Эксплуатация ДВС, сут	8,9	0,16		1,424	0,74	6,586	1,51	13,439
Автомобильный спец транспорт до 400 км, сут	100,4	0,16	4	16,06	0,74	74,296	1,51	151,60
Амортизация вагон-домиков 7 шт, сут	169,29	0,16	64	27,08	0,74	125,27	1,51	255,62
Эксплуатация бульдозера, сут	18,4	0,16		2,944	0,74	13,616	1,51	27,784
Эксплуатация трактора, сут	33,92	0,16	2	5,427	0,74	25,100	1,51	51,219
Транспортировка оборудования устья скважины до 400 км, т	8,21	1,7	7	13,95	25	205,25	1,21	9,93
Башмак колонный БК-324, шт	85,5	1		85,5	-	-	-	-
Башмак колонный БК-245, шт	65	-		-	1	65	-	-
Башмак колонный БК-168, шт	45,5	-		-	-	-	1	45,5
Центратор ЦЦ-245/295, шт	25,4	-		-	3	76,2	-	-

Продолжение таблицы 62

Центратор ЦЦ-215/255, шт	18,7	-	-	-	-	8	149,6
ЦОКДМ-324, шт	125,6	1	125,6	-	-	-	-
ЦКОДМ-245, шт	113,1	-	-	1	113,1	-	-
ЦКОД-168, шт	105	-	-	-	-	1	105
Продавочная пробка ПП-324 351, шт	80,5	1	80,5	-	-	-	-
Продавочная пробка ПП-219 245, шт	59,15	-	-	1	59,15	-	-
Продавочная пробка ППЦ-126 168, шт	30,12	-	-	-	-	1	30,12
Пакер заколонный ПГП-168	590,9		-	-	-	1	590,9
Головка цементирующая ГЦУ-324	3960	1	3960	-	-	-	-
Головка цементирующая ГЦУ-245	3320	-	-	1	3320	-	-
Головка цементирующая ГЦУ-168	2880	-	-	-	-	1	2880
Итого затрат зависящих от времени, без учета транспортировки вахт, руб			4930,623		6914.629		10087,61
Обсадные трубы 324х9,5, м	37,21	30	1116,3	-	-	-	-
Обсадные трубы 245х7,9, м	28,53	-	-	702	20028,06	-	-
Обсадные трубы 168х8, м	19,96	-	-	-	-	1864	37205,44
Портландцемент тампонажный ПЦТ-I-50, т	26,84	2,79	74,8836	25,87	694,3508	-	-

Портландцемент тампонажный раствор ПЦТ-I-100, т	29,95	-	-	-	-	4,38	131,1 81
Портландцемент тампонажный раствор ПЦТ-Шоб(5)-100, т	32	-	-	-	-	50	1600
Хлористый кальций, т	77,62	0,11	8,538 2	1,0 3	79,94 86	0,19 3	14,98 066

Продолжение таблицы 62

Заливка колонны, тампонажный цех, агр/оп	145,99	2	291,9 8	3	437,97	5	729,95
Затворение цемента, тампонажный цех, т	6,01	2,79	16,76 79	25,8 7	155,47 87	54,8	329,34 8
Работа ЦСМ, тампонажный цех, ч	36,4	1	36,4	1,1	40,04	1,38	50,232
Опресовка колонны, тампонажный цех, агр/оп	87,59	1	87,59	2	175,18	2	175,18
Работа СКЦ-2М, тампонажный цех, агр/оп	80,6	-	-	-	-	1	80,6
Пробег ЦА-320М, км	36,8	3	110,4	8,5	312,8	13	478,4
Пробег ЦСМ, км	36,8	1	36,8	3,8	139,84	4	147,2
Пробег СКЦ-2М, км	40,8	-	-	-	-	1	40,8
Дежурство ЦА-320М, тампонажный цех, ч	15,49	-	-	16	247,84	24	371,76
Транспортировка обсадных труб, т	18,76	2,23	41,83 48	21,1 5	396,77 4	73,4	1376,9 84
Транспортировка обсадных труб запаса, т	37,52	0,2	7,504	44,0 2	33,77	2	4,8

Транспортировка вахт, руб							
Итого затрат зависящих от объема бурения, без учета транспортировки вахт, руб	1828,9985	22742,0521	70653,34566				
Всего затрат, без учета транспортировки вахт, руб	6759,62	29656,68	80740,96				
Всего по сметному расчету, руб	117157,3						

Таблица 63 - Сводный сметный расчет

Наименование затрат	Стоимо сть, тыс. руб.
1	2
Глава 1	
Подготовительные работы к строительству скважины	
Подготовка площадки, строительство подъездного пути, трубопроводов, линий передач и т.д.	61124
Разработка трубопроводов линий передач и др.	229
Работы, не учитываемые нормами зимнего удорожания	1071
Итого по главе 1	62424
Глава 2	
Строительство и разработка вышки и привышечных сооружений, монтаж и демонтаж бурового оборудования и установки для испытания скважины	
Строительство и монтаж без транспортировки рабочих	151301
Разборка и демонтаж	1210
Монтаж установки для освоения скважины	450
Демонтаж установки для освоения скважины	140
Итого по главе 2	153101
Глава 3	
Бурение и крепление скважины	
Бурение скважины	53353,43
Крепление скважины	117157,3
Итого по главе 3	170510,7
Глава 4	
Испытание скважины на продуктивность	
Испытание скважины на продуктивность в эксплуатационной колонне	12844
Итого по главе 4	12844
Глава 5	
Промыслово-геофизические исследования	
Промыслово-геофизические исследования (10,2 % от суммы глав 3-4)	18702
Итого по главе 5	18702

Продолжение таблицы 63

1	2
Глава 6	
Дополнительные затраты на строительство скважин в зимний период	
Подготовительные работы к строительству скважины (6,42 % от суммы главы 2)	9829,1
Эксплуатация котельной	2935
Итого по главе 6	12764,1
Итого по главам 1-6	430345,8
Глава 7	
Накладные расходы	
Накладные расходы на итог глав 1- 6 без геофизических работ (16,4 % от суммы глав 1-6)	70576
Итого по главе 7	70576
Глава 8	
Плановые накопления на итог прямых затрат по главам 1-7 (8 % от суммы глав 1-7)	40073
Итого по главе 8	40073
Глава 9	
Прочие работы и затраты	
Выплата премий (4,6 % от суммы глав 1-8)	24885
Выплаты за работу в районах крайнего севера (2,9 % от суммы глав 1-8)	15688
Выплаты за подвижной характер работы (1,8 % от суммы глав 1-8)	9737
Лабораторные работы (0,15 % от суммы глав 3-4)	268
Топографо-геодезические работы	123
Скважины на воду	4771
Итого по главе 9	55472
Итого по главам 1-9	596466
Глава 10	
Авторский надзор (0,2 % от суммы глав 1-9)	1192
Итого по главе 10	1192
Глава 11	
Проектные и исследовательские работы	
Изыскательские работы	790
Проектные работы	3830
Итого по главе 11	4620

Продолжение таблицы 63

1	2
Глава 12	
Резерв средств на непредвиденные работы и затраты	
Резерв средств на непредвиденные работы и затраты (5 % от суммы глав 1-11)	30114
Итого по главе 12	30114
Итого по сводному сметному расчету	632392
Так как пересчет осуществлялся по расценкам 1985 года, необходимо учесть коэффициент удорожания затрат, равный 204.2	1291344
НДС 18%	46
Итого в ценах 2018 года с учетом коэффициента	2324420
	0
	1314588
	67

5.3 Расчет технико-экономических показателей

После составления нормативной карты рассчитываются следующие нормативные технико-экономические показатели проводки скважины:

а) механическая скорость V_M , м/ч

$$V_M = H/T_M, \quad (5.9)$$

где H - глубина скважины, м;

T_M - время механического бурения, ч.

$$V_M = 2330/105.82 = 22 \text{ м/час.}$$

б) рейсовая скорость V_p , м/ч

$$V_p = H/(T_M + T_{сно}), \quad (5.10)$$

где $T_{сно}$ - время спускоподъемных операций, ч.

$$V_p = 2330 / (70.44 + 105.82) = 13,2 \text{ м/час}$$

в) коммерческая скорость V_K , м/ч

$$V_K = (H \cdot 720) / T_H, \quad (5.11)$$

где T_H - нормативная продолжительность бурения скважин, ч.

$$V_K = 2330 \cdot 720 / 228.25 = 7349 \text{ м/ст.мес.}$$

г) проходка на долото h_δ , м

$$h_\delta = H / n, \quad (5.12)$$

где n - количество долот.

$$h_\delta = 2330 / 1.89 = 1232 \text{ м.}$$

Себестоимость одного метра строительства скважины:

$$C_{clm} = (C_{cm} - P_n) / H, \quad (5.13)$$

где C_{cm} - сметная стоимость строительства скважины, руб;

P_n - плановые накопления, руб.

$$C_{clm} = (131458867 - 40073) / 2330 = 56402 \text{ руб}$$

Результаты расчетов сводим в таблицу 64.

Таблица 64 – Нормативные технико-экономические показатели бурения скважины

Показатели	Величина
Глубина скважины, м	2330
Продолжительность бурения, сут.	10.62
Механическая скорость, м/ч	22
Рейсовая скорость, м/ч	13,2
Коммерческая скорость, м/ст.-мес.	7349
Проходка на долото, м	1232
Стоимость одного метра	56402

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
3-2БЗБ	Молдалиеву Махаматжакыпу Айдаралиевичу

	ИПР		Бурение скважин
Уровень образования	бакалавриат	Направление/специальность	«Нефтегазовое дело»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования	Объектом ВКР является буровая установка на бурение разведочной нефтяной скважины глубиной 2330 метров
--	---

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Производственная безопасность</p> <p>1.1. Анализ выявленных вредных факторов при строительстве разведочной вертикальной скважины глубиной 2330м (Томская область)</p> <p>1.2. Анализ выявленных опасных факторов</p>	<p>Вредные факторы</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Превышение уровня шума 2. Отклонение показаний климата на открытом воздухе 3. Недостаточная освещенность 4. Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны 5. Превышение уровня вибрации <p>Опасные факторы</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Движущиеся части машин и механизмов 2. Пожаровзрывоопасность 3. Электрический ток
<p>2. Экологическая безопасность:</p> <p>разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.</p>	<p>Анализ воздействия объекта на атмосферу , гидросферу , литосферу. Разрушение плодородного слоя, загрязнение почвы, загрязнение водоемов, загрязнение недр, мероприятия по обеспечению экологической безопасности. Разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды</p>

<p>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</p> <p>выбор наиболее типичной ЧС; разработка превентивных мер по предупреждению ЧС;</p>	<p>Перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения. Наиболее вероятным ЧС на объекте являются: возгорание, взрыв, подтопление, выброс. Действия при пожаре. Разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий. Пожаровзрывоопасность.</p>
<p>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p>	<p>Руководитель (ответственный) принимает обязательства выполнения и организации правил эвакуации и соблюдение требования безопасности на буровой площадке, а также контроль за исправностью работы в помещении.</p>

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

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2БЗБ	Молдалиев Махаматжакып Айдаралиевич		

1.Производственная безопасность

1.1. Анализ вредных производственных факторов

1.1.1 Отклонение показателей микроклимата в помещении.

Микроклимат должен соответствовать ГОСТ 12.1.005-88 [8]. «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны». Для защиты от неблагоприятных климатических условий нужно использовать коллективные средства защиты (система отопления, места для отдыха и обогрева, защитные щиты и т.д.) и средства индивидуальной защиты (спецодежда). Следует запрещать работу при неблагоприятных метеоусловиях. Осуществлять чередование труда и отдыха. В связи с вредными условиями труда должны выплачиваться компенсации («Трудовой кодекс», «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности») [3].

1.1.2. Недостаточная освещенность рабочей зоны

Освещение рабочих мест должно отвечать требованиям, изложенным в СНиП 23-05-95 «Естественное и искусственное освещение» [9].

Освещение должно быть постоянным во времени, без пульсации, иметь спектр, близкий к естественному. Нужно обеспечить равномерное распределение яркости освещения и отсутствие резких теней. Общее освещение должно составлять 10 %, а местное 90 % от всего освещения буровой. Оптимальное направление светового потока – под углом 60 градусов к рабочей поверхности. Нормы освещенности на буровой установке приведены в таблице 1.

На буровой используется рабочее и дежурное освещение, а также предусматривается и аварийное.

Таблица 1 – Нормы освещенности

Рабочие места, подлежащие освещению	Места установки светильников	Норма освещенности, люкс
Роторный стол	На ногах вышки на высоте 4 м, под углом 45-50 ⁰ . Над лебедкой на высоте 4 м под углом 25-30 ⁰	40
Щит контрольно-измерительных приборов	Перед приборами	50
Полаты верхового рабочего	На ногах вышки, на высоте не менее 2,5 м. от пола полатей под углом не менее 50 ⁰	25
Путь талевого блока	На лестничных площадках, по высоте вышки, под углом не менее 64-70 ⁰	13
Кронблок	Над кронблоком	25
Приемный мост	На передних ногах вышки на высоте не менее 6 м	13
Редукторное помещение	На высоте не менее 6 м	30
Насосное помещение:	На высоте не менее 3 м	50
- пусковые ящики	На высоте не менее 3 м	25
- буровые насосы	Под полом буровой	26
Глиномешалки	На высоте не менее 3 м	10
Превентор		
Площадка ГСМ и инструмента	На высоте не менее 3 м	10
Желобная система		

1.1.3. Отклонение параметров климата на открытом воздухе

Микроклимат – особенности [климата](#) на небольших пространствах, обусловленные особенностями местности . Согласно ГОСТ 12.1.005-88 [8] показателями, характеризующими микроклимат, являются:

- Температура воздуха;
- Относительная влажность воздуха;
- Скорость движения воздуха;

Интенсивность теплового излучения.

Оценка микроклимата на основе его показателей на всех местах пребывания работника в течении смены и сопоставления с нормативами согласно СанПиН 2.2.4.548-96 [10].

При проведении работ на открытых площадках данной территории региона указываются: период времени года выполняемых работ, метеорологические параметры воздуха территории района (минимальные и максимальные температуры, скорость движения, относительная влажность, давление). Нормы параметров микроклимата при работе на открытом воздухе Р 2.2.2006-05 [11] зависят от тяжести и времени выполняемых работ. По результатам анализа определяются конкретные мероприятия по снижению неблагоприятного воздействия климата на организм рабочего.

При повышенной температуре воздуха рабочей зоны организм человека не справляется с терморегуляцией и возникает перегрев. Перегревание (гипертермия) сопровождается повышением температуры тела до 38°C.

Климат рассматриваемого района работ резко континентальный. Средняя годовая температура воздуха минус 1,3°C. Абсолютный минимум минус 50°C, абсолютный максимум плюс 37°C. Количество осадков в холодный период года (ноябрь-март) составляет 104мм, в теплый период года (апрель-октябрь) – 338 мм. На рассматриваемой территории в течении всего года преобладают ветры юго-западного направления, до 30%. Рассматриваемый район относится к влажной зоне. Распределение осадков в течение года неравномерное. Наибольшее количество осадков выпадает в теплую часть года.

Одежда рабочих должна быть легкой и свободной, из тканей светлых тонов. В зимний период рабочие обеспечиваются теплой спецодеждой (ватные штаны, ватная куртка, валенки, рукавицы и т.д.).

При работе на открытом воздухе в летний период для отдыха людей используют навесы, палатки, землянки. Одежда должна быть легкой.

Кроме того, следует учесть, что в летний период может быть выпадение большого количества осадков в виде дождей. От этого может зависеть прекращение работ на время неблагоприятных погодных условий

1.1.4. Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны

Количество вредных примесей в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно-допустимых концентраций. Микроклимат рабочих мест должен отвечать требованиям ГОСТ 12.1005-88 ССБТ «Воздух рабочей зоны. Общие санитарно-гигиенические требования». Для контроля за запыленностью и загазованностью используют специальные приборы (газоанализаторы). Для исключения нежелательных последствий от запыленности и загазованности используются: индивидуальные средства защиты (респираторы, противогазы) и коллективные средства защиты (вентиляция). Вентиляция должна соответствовать требованиям, изложенным в СНиП 2.04.05-91[12] «Отопление, вентиляция, кондиционирование». При приготовлении бурового раствора необходимо использовать респираторы, очки и рукавицы. Работа с вредными веществами должна выполняться в соответствии с ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ «Вредные вещества, классификация и общие требования безопасности». Склад химреагентов необходимо располагать по розе ветров [13].

При работе с химическими реагентами и их хранении, прежде всего необходимо следить за соблюдением условия: концентрация вредных веществ(мг/м^3) < ПДК [$\text{CaCO}_3=6 \text{ мг/м}^3$, $\text{Na}_2\text{CO}_3=5 \text{ мг/м}^3$, $\text{MgO}=4 \text{ мг/м}^3$, $\text{KCL}=5 \text{ мг/м}^3$].

Работы по приготовлению и применению бурового раствора на основе рекомендуемых химических реагентов необходимо проводить в соответствии с действующими правилами безопасности при бурении скважины. Буровая бригада для работы с химическими реагентами должна быть обеспечена специальной одеждой, респираторными масками, резиновыми перчатками и очками.

1.1.5. Превышение уровня вибрации

Вибрация на рабочем месте регламентируется нормативным документом – ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ «Вибрация. Общие требования безопасности».

Мероприятия по устранению вибрации[14]:

- применение коллективных средств защиты: балансировка, установка амортизаторов, проведение планово-предупредительных ремонтов, увеличение массы основания вибрирующих устройств, крепление вибрационных систем;
- применение средств индивидуальной защиты (виброобувь, виброручкавицы, виброгасящие коврики).

Вибрация при частоте 16 Гц не должна превышать амплитуду 0,028 мм.

Вибрация должна отвечать требованиям ГОСТ12.1.012-2004 ССБТ «Вибрация. Общие требования безопасности». [15]:

Допустимые нормы по вибрации приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Допустимые нормы по вибрации

Частота колебания, Гц	Амплитуда смещения, мм	Скорость перемещения, мм/с
2	1,28	11,2
4	0,28	5
8	0,056	2
16	0,028	2
31,5	0,014	2
63	0,0072	2

1.2. Анализ опасных факторов

1.2.1. Движущиеся машины и механизмы

Возникает на всех этапах полевых работ, но возрастание риска подвергнуться механическому воздействию, а в следствии, получить травму можно при погрузочно-разгрузочных работах, монтаже-демонтаже оборудования на скважине и др.

Меры безопасности, в большинстве, сводятся к неукоснительному соблюдению техники безопасности на буровой. Поэтому каждого поступающего на работу человека обязательно нужно проинструктировать по технике безопасности при работе с тем или иным оборудованием; обеспечить медико-санитарное обслуживание.

К основным документам, регламентирующим работу с движущимися механизмами, относится ГОСТ 12.2.003-91 [16], здесь описываются такие требования как:

- материалы конструкции производственного оборудования не должны оказывать опасное и вредное воздействие на организм человека на всех заданных режимах работы и предусмотренных условиях эксплуатации, а также создавать пожаровзрывоопасные ситуации;
- конструкция производственного оборудования и его отдельных частей должна исключать возможность их падения, опрокидывания и самопроизвольного смещения;
- конструкция производственного оборудования должна исключать падение или выбрасывание предметов (например, инструмента, заготовок, обработанных деталей, стружки), представляющих опасность для работающих, а также выбросов смазывающих, охлаждающих и других рабочих жидкостей;
- производственное оборудование должно быть пожаровзрывобезопасным;
- движущиеся части производственного оборудования, являющиеся возможным источником травмоопасности, должны быть ограждены или расположены так, чтобы исключалась возможность прикасания к ним работающего или использованы другие средства, предотвращающие травмирование;
- элементы конструкции производственного оборудования не должны иметь острых углов, кромок, заусенцев и поверхностей с неровностями, представляющих опасность травмирования работающих,

если их наличие не определяется функциональным назначением этих элементов.

В последнем случае должны быть предусмотрены меры защиты работающих и т.д.

Все рабочие во избежание травм снабжаются спецодеждой: защитная каска, которая выдается каждому члену бригады, щитки защитные лицевые, сапоги, согласно ГОСТ 12.4.011-89 [17].

Согласно ГОСТ 12.2.062-81 [18] все опасные зоны оборудуются ограждениями. Согласно ГОСТ 12.4.026-2001 [19] вывешиваются инструкции, и плакаты по технике безопасности, предупредительные надписи и знаки, а также используются сигнальные цвета.

1.2.2. Пожаровзрывобезопасность.

Классификация технологических сред по пожаровзрывоопасности и пожарной опасности используется для установления безопасных параметров ведения технологического процесса.

1. Технологические среды по пожаровзрывоопасности подразделяются на следующие группы:

- 1) пожароопасные;
- 2) пожаровзрывоопасные;
- 3) взрывоопасные;
- 4) пожаробезопасные.

2. Среда относится к пожароопасным, если возможно образование горючей среды, а также появление источника зажигания достаточной мощности для возникновения пожара.

3. Среда относится к пожаровзрывоопасным, если возможно образование смесей окислителя с горючими газами, парами легковоспламеняющихся жидкостей, горючими аэрозолями и горючими пылями, в которых при появлении источника зажигания возможно инициирование взрыва и (или) пожара.

4. Среда относится к взрывоопасным, если возможно образование смесей воздуха с горючими газами, парами легковоспламеняющихся жидкостей,

горючими жидкостями, горючими аэрозолями и горючими пылями или волокнами и если при определенной концентрации горючего и появлении источника инициирования взрыва (источника зажигания) она способна взрываться.

5. К пожаробезопасным средам относится пространство, в котором отсутствуют горючая среда и (или) окислитель.

Установка относится к категории повышенная взрывопожароопасность (АН), в ней присутствуют (хранятся, перерабатываются, транспортируются) горючие газы, легковоспламеняющиеся жидкости с температурой вспышки не более 28 градусов Цельсия, вещества и (или) материалы, способные гореть при взаимодействии с водой, кислородом воздуха и (или) друг с другом (при условии, что величина пожарного риска при возможном сгорании указанных веществ с образованием волн давления превышает одну миллионную в год на расстоянии 30 метров от наружной установки).

1.2.3. Электробезопасность

Предупреждение электротравматизма на объектах достигается выполнением следующих мероприятий:

– проектирование, монтаж, наладка, испытание и эксплуатация электрооборудования буровых установок должны проводиться в соответствии с требованиями «Правил устройства электроустановок» (ПУЭ), «Межотраслевые правила по охране труда при эксплуатации электроустановок» 2001 г.

– обеспечение недоступности прикосновения к оголенным токоведущим частям, находящимся под напряжением;

– применение блокировочных устройств;

– применение защитного заземления буровой установки;

– применение изолирующих, защитных средств (основные: диэлектрические перчатки, указатели напряжения, инструмент с изолированными ручками и дополнительные: диэлектрические коврики) при обслуживании электроустановок;

– допускать к работе специально обученных лиц, имеющих группу по электробезопасности не ниже IV.

Категория зоны по поражению током – 3 особо опасные помещения ПУЭ.

2. Экологическая безопасность

Экологическая безопасность при строительстве разведочной скважины предусматривает проведение мероприятий, обеспечивающих предотвращение ухудшения физических, химических и биологических характеристик атмосферы, земли, воды, растительных и животных организмов в настоящее время и в будущем в результате разработки месторождений углеводородов. Мероприятия по охране недр и окружающей природной среды излагаются в лицензии на пользование недрами, в проектных документах на пробную опытно-промышленную и промышленную разработку месторождений углеводородов, в специальных долговременных программах, в контрактах на разработку месторождений.

Мероприятия по охране окружающей среды при строительстве скважин решают две задачи:

- оценка экологичности применяемых технических средств и технологических процессов, буровых растворов, химреагентов и других материалов, применяемых в строительстве скважин;

- осуществление контроля за выполнением природоохранных мероприятий,

предусмотренных проектом, и состоянием качества окружающей природной среды.

На всех этапах работ следует выполнять мероприятия, предотвращающие:

- развитие неблагоприятных рельефообразующих процессов;
- изменение естественного поверхностного стока на участке строительства;
- загорание естественной растительности и торфяников, вследствие допуска к работе неисправных технических средств, способных вызвать загорание;

- захламление территории строительными отходами;
- разлив горюче-смазочных материалов, слив отработанных масел и т.п.;
- не регламентированную охоту, рыбную ловлю и браконьерство.

Загрязнение атмосферы происходит на этапах строительства скважин, строительства объектов обустройства месторождения, при эксплуатации объектов по добыче и подготовке нефти. Источники, объемы воздействия и природоохранные мероприятия рассмотрены отдельно по компонентам природной среды.

Перечень основных вредных веществ, выбрасываемых в атмосферу при буровых работах, строительстве и эксплуатации объектов по добыче и подготовке нефти, приведен в таблице 3.

Таблица 3– Перечень основных вредных веществ, выбрасываемых в атмосферу [5]

Наименование загрязняющих веществ	ПДКм.р. в воздухе населенных мест, мг/м ³	ПДК среднесуточная, мг/м ³	Класс опасности
Железа оксид	-	0.04	3
Марганец и его соединения	0.01	0.001	2
Бенз/а/пирен	-	0.00001	1
Мазутная зола	-	0.002	2
Свинец и его соединения	0.001	0.0003	1
Азота диоксид	0.085	0.04	2
Азота оксид	0.4	0.06	3
Сажа	0.15	0.05	3
Ангидрид сернистый	0.5	0.05	3
Углерода оксид	5	3	4
Углеводороды (по метану)	50.0/ОБУВ/	-	-
Растворители (по ксилолу)	0.2	0.2	3
Химреагенты (по метанолу)	1	0.5	3

В целях предупреждения загрязнения атмосферы на промысле предусмотрены следующие мероприятия по сокращению выбросов вредных веществ:

- до начала бурения скважин проверены и приведены в исправное состояние все емкости, где будут храниться буровые растворы и химреагенты;

- герметизированы устья скважин, система приема и замера пластовых флюидов,

поступающих при испытании скважин, циркуляционная система;

- оснащены предохранительными клапанами все аппараты, в которых может возникнуть давление, превышающее расчетное, с учетом требований «правил устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением»;

- сброс нефти и газа с предохранительных клапанов в аварийные емкости;

- откачка нефти из аппаратов и дренаж при ремонте оборудования в аварийные емкости;

возврат нефтепродуктов, уловленных на очистных сооружениях, в систему подготовки нефти.

Особую опасность для поверхностных водоемов на территории месторождения представляют объекты, расположенные в водоохранных зонах (ВОЗ) и на границе ВОЗ.

Непосредственное воздействие на качество поверхностных вод при бурении скважин, строительстве и эксплуатации объектов обустройства могут оказывать:

- перенос вредных веществ с загрязненных участков ливневыми и тальными водами по ложбинам стока;

- перенос вредных веществ грунтовыми водами, питающими реки;

- прямые выбросы вредных веществ в водоемы.

Как было выявлено проведенными исследованиями, буровой шлам, образующийся при бурении разведочных скважин по принятым в ОАО «Томскгазпром» технологиям относится к малоопасным или не опасным отходам производства (4 или 5 классы опасности). В то же время, в его составе имеются компоненты, используемые растениями для минерального питания. Эти особенности позволили специалистам ОАО «Томскгазпром» обосновать возможность использования бурового шлама в качестве побочного продукта -

удобряющей добавки при рекультивации лесных участков, нарушенных при строительстве.

Для предотвращения загрязнения и истощения водотоков при эксплуатации месторождения необходимо проведение мероприятий:

- сбор поверхностных и аварийных, загрязненных нефтью и химреагентами, стоков с территории площадок;
- бетонирование и ограждение бордюром или обвалование площадок размещения нефтепромыслового оборудования и резервуаров;
- план ликвидации аварийных разливов нефти. На площадке должны находиться в достаточном количестве материалы и инструменты, необходимые для ликвидации разливов.

Основными источниками воздействия на земли и почву, лес и флору являются:

- буровые и строительно-монтажные работы;
- передвижной транспорт;
- отходы производства и бытовые отходы;
- аварийные разливы нефти;
- пожары.

Процесс бурения скважин, строительства объектов, характеризуется образованием и накоплением потенциальных загрязнителей почв: твердые бытовые отходы, буровой шлам, производственные отходы. Сбор бытовых отходов осуществляется в металлические контейнеры, которые вывозятся на

свалку твердых бытовых отходов. При бурении скважин основной объем отходов составляют: буровой шлам и отработанный буровой раствор. Отработанные буровые растворы утилизируются, а места временного их хранения (амбары) рекультивируются. При бурении скважин в ВОЗ весь буровой шлам должен быть вывезен за пределы зоны. Металлический лом реализуется, отходы древесины и порубочные остатки сжигаются, нетоксичные отходы строительных материалов вывозятся автотранспортом.

В отличие от биологических ресурсов, минерально-сырьевые не способны к самовосстановлению, поэтому назначение охраны недр заключается в обеспечении их рационального использования, предупреждения их порчи, а также в сокращении потерь при добыче, транспортировке и переработке.

3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях

В соответствии с ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» от 21.07.97 г., № 116 [2], предприятия и организации нефтегазодобывающей промышленности обязаны заключать с профессиональными противодонными службами договоры на обслуживание или создавать (в случаях, предусмотренных законодательством), собственные профессиональные аварийно-спасательные службы (формирования).

На каждую скважину с возможностью газодонефтепроявлений или открытого фонтана должен быть составлен план ликвидации аварии содержащий:

- виды возможных аварий на данном объекте, мероприятия по спасению людей, ответственных за выполнение этих мероприятий и конкретных исполнителей, места нахождения средств для спасения людей и ликвидации аварий;
- распределение обязанностей между работниками, участвующими в ликвидации газонефтеводопроявлений;
- список должностных лиц и учреждений, которые должны быть немедленно извещены об аварии;
- список инструментов, средств индивидуальной защиты, материалов, находящихся в установленных местах хранения, с указанием их количества и основных характеристик;
- способы оповещения об аварии (сирена, световая сигнализация и др.), пути выхода людей из опасных мест и участков;
- режим работы вентиляции при возникновении газонефтеводопроявлений;
- необходимость и последовательность выключения электроэнергии, остановки оборудования, аппаратов, перекрытия источников поступления вредных и пожароопасных веществ;

- первоочередные действия производственного персонала при появлении признаков газонефтеводопроявлений, порядок проведения штатных операций по предупреждению развития аварии.

мерам по обеспечению безопасной жизнедеятельности на предприятии относят выполнение норм производственной санитарии, требований пожарной безопасности и в условиях возникновения чрезвычайных ситуаций. При эксплуатации нефтяных, газовых и газоконденсатных скважин и технологического оборудования опасность для человека обусловлена следующими причинами:

- высокое давление и свойства нефти и газа, представляющие опасность для

человека;

- оборудование находится под высоким давлением;
- в технологическом процессе используются вредные вещества;
- необходимость обслуживания в любых метеорологических условиях на открытых площадках, а также в ночное время.

В районе деятельности возможно возникновение следующих видов чрезвычайных ситуаций техногенного, природного и военно-политического характера.

Для предупреждения и предотвращения чрезвычайной ситуации на предприятии действует от-дел ГО и ЧС, который решает задачи выявления потенциальных источников ЧС на территории предприятия и риск их возникновения. На основе проведенного анализа с помощью специальных методик выявляются потенциально опасные производственные объекты и на основе этого прогнозируются последствия воздействия возможных ЧС на население и подведомственные территории. Отталкиваясь от полученных результатов, осуществляется выбор, обоснование и реализация направлений деятельности обеспечения защиты населения и территории предприятия.

К ним относятся:

- осуществление комплекса профилактических мероприятий по предотвращению возникновения и снижению ущерба от чрезвычайных ситуаций;

- организация защиты населения и жизнеобеспечение в чрезвычайных ситуациях;

- организация аварийно-спасательных и других неотложных работ в очагах поражения и зонах заражения.

Анализируя вышеизложенное можно заключить, что основными опасностями в плане предотвращения крупного ущерба окружающей среде и человеку являются ЧС техногенного характера.

При разработке мероприятий по охране труда и технике безопасности руководствуются «Правилами безопасности в нефтегазодобывающей промышленности», «Правилами безопасности при эксплуатации установок подготовки газа на предприятиях газовой промышленности», «Санитарными нормами проектирования промышленных предприятий».

В качестве основных мероприятий по охране труда и технике безопасности предусмотрено:

- полная герметизация всего технологического процесса внутрипромыслового сбора, транспорта и подготовки нефти, газа и воды;

- оснащение технологического оборудования предохранительными устройствами;

- выбор оборудования из условия максимально возможного давления в нем, а для оборудования на открытых площадках - с учетом нагрева за счет солнечной радиации в летнее время;

- обеспечение противопожарных разрывов между оборудованием и другими сооружениями;
- мероприятия по снижению потерь легких фракций и упругости паров стабильного конденсата;
- размещение технологического оборудования на открытых площадках;
- размещение электрооборудования (электродвигателей) во взрывопожароопасных помещениях в соответствии с «Правилами устройства электроустановок»;
- применение блочного и блочно-комплектного оборудования заводского изготовления как более надежного в эксплуатации;
- контроль, автоматизацию и управление технологическим процессом с диспетчерского пункта в соответствии с «Основными положениями по обустройству и автоматизации нефтегазодобывающих предприятий»;
- блокировку оборудования и сигнализацию при отклонении от нормальных условий эксплуатации объектов;
- механизацию трудоемких процессов при производстве ремонтных работ технологического оборудования.

В помещениях со взрывоопасными средами предусмотрена установка сигнализаторов и газоанализаторов до взрывных концентраций в соответствии с «Требованиями к установке стационарных газоанализаторов и сигнализаторов в производственных помещениях предприятий нефтяной промышленности».

4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Для обслуживающего персонала объектов предусмотрены бытовые помещения (гардеробные, помещения для сушки одежды, прачечные, душевые, умывальники и др.), которые должны удовлетворять требованиям санитарных норм.

На удаленных участках месторождения должно предусматриваться размещение блок-бокса для обогрева вахтенного персонала.

Вопросы обеспечения безопасности при строительстве скважин регулируются следующими правовыми нормами:

- Федеральный закон от 10.02.2002 г. № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды» .
- Федеральный закон от 21.07.1997 г. № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»
- «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» ПБ 08-624-03 от 05.06.2003 № 56.
 - ГОСТ 12.0.001-82 ССБТ. Система стандартов безопасности труда.
 - ГОСТ 12.0.004-90 ССБТ. Организация обучения по безопасности труда. Общие положения.
 - Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 № 197-ФЗ
 - СанПиН 22.4.3359-16
 - ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Воздух рабочей зоны. Общие санитарно-гигиенические требования.
 - СНиП 23-05-95 «Естественное и искусственное освещение»
 - СанПиН 2.2.4.548-96
 - Р 2.2.2006-05
 - СНиП 2.04.05-91 «Отопление, вентиляция, кондиционирование»
 - ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества, классификация и общие требования безопасности.
 - ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ «Вибрация. Общие требования безопасности».
 - ГОСТ 12.2.003-91 Система стандартов безопасности труда (ССБТ).

- ГОСТ 12.4.011-89 Система стандартов безопасности труда (ССБТ).
- ГОСТ 12.2.062-81 Система стандартов безопасности труда (ССБТ).
- ГОСТ 12.4.026-2001 Система стандартов безопасности труда (ССБТ).
- ГОСТ 12.1.013-78 ССБТ. Строительство. Электробезопасность. Общие требования.
- ПОТР М-027-2003 «Межотраслевые правила по охране труда на автомобильном транспорте»
- ГОСТ 12.1.005-88* ССБТ «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны».
- СНиП 23-01-99* (БСТ 2-3/2003) «Строительная климатология»
- ГОСТ 12.1.007-76* (ИУС 6-90) «Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности»
- ГОСТ 12.1.005-88* (ИУС 4-2004) «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны»
- СНиП 12-03-2001 «Безопасность труда в строительстве. Часть 1. Общие требования», СНиП 12-04-2002 «Безопасность труда в строительстве. Часть 2. Строительное производство», ГОСТ 12.0.004-90 ССБТ «Организация обучения работающих безопасности труда»
- ГОСТ 12.1.004-91* (ИУС 1-95) «Пожарная безопасность»;
- ГОСТ 12.1.010-76* (ИУС 6-83) «Взрывобезопасность»
- Приказ Минэнерго РФ от 13-01-2003 6 «Об утверждении правил технической эксплуатации электроустановок потребителем»

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной работе на тему: «Технологические решения для строительства вертикальной разведочной скважины глубиной 2330 метров на нефтяном месторождении (Томская область)» представлены расчеты для строительства скважины.

В технологической части работы произведен выбор и обоснование способа бурения, типы долот по интервалам бурения, конструкции и профиля проектной скважины, режимы бурения для каждого интервала, бурового раствора и типа забойного двигателя, выбор кернорвателя. Обоснованы функции целесообразной отработки долот. Разработаны мероприятия по предупреждению осложнений и аварий в процессе бурения скважины. Произведен расчет бурильной и обсадных колон, параметров цементирования.

Глубоко изучены вопросы по безопасности в рабочей зоне, охране окружающей среды, чрезвычайных ситуации.

В организационно - экономической части отражены структуры и организационные формы бурового предприятия, произведены расчёты нормативной продолжительности строительства скважины, составлена линейно – календарный график строительства скважины, рассчитана сметная стоимость сооружения скважины.

Список использованных 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 нефтегазодобывающая компания»;
Электрон.дан. - Краснодар: Южная нефтегазодобывающая 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. Ю.М. Басарыгин, В.Ф. Будников, А.Ф. Булатов «Теория и практика предупреждения осложнений и ремонта скважин при их строительстве и эксплуатации». – 1,2 Том, М.Недра 2000г.

19.Федеральный закон от 10.02.2002 г. № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды»

20.Федеральный закон от 21.07.1997 г. № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»

21.Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» ПБ 08-624-03 от 05.06.2003 № 56.

22. ГОСТ 12.0.001-82 ССБТ. Система стандартов безопасности труда.

23.ГОСТ 12.0.004-90 ССБТ. Организация обучения по безопасности труда. Общие положения.

24.Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 № 197-ФЗ

25.СанПиН 22.4.3359-16

26.ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Воздух рабочей зоны. Общие санитарно-гигиенические требования.

27.СНиП 23-05-95 «Естественное и искусственное освещение»

28.СанПиН 2.2.4.548-96

29.Р 2.2.2006-05

- 30.СНиП 2.04.05-91 «Отопление, вентиляция, кондиционирование»
- 31.ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества, классификация и общие требования безопасности.
- 32.ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ «Вибрация. Общие требования безопасности».
- 33.ГОСТ 12.2.003-91 Система стандартов безопасности труда (ССБТ).
- 34.ГОСТ 12.4.011-89 Система стандартов безопасности труда (ССБТ).
- 35.ГОСТ 12.2.062-81 Система стандартов безопасности труда (ССБТ).
- 36.ГОСТ 12.4.026-2001 Система стандартов безопасности труда (ССБТ).
- 37.ГОСТ 12.1.013-78 ССБТ. Строительство. Электробезопасность. Общие требования.
- 38.ПОТР М-027-2003 «Межотраслевые правила по охране труда на автомобильном транспорте
- 39.ГОСТ 12.1.005-88* ССБТ «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны».
- 40.СНиП 23-01-99* (БСТ 2-3/2003) «Строительная климатология»
- 41.ГОСТ 12.1.007-76* (ИУС 6-90) «Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности»
- 42.ГОСТ 12.1.005-88* (ИУС 4-2004) «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны»
- 43.СНиП 12-03-2001 «Безопасность труда в строительстве. Часть 1. Общие требования», СНиП 12-04-2002 «Безопасность труда в строительстве. Часть 2. Строительное производство», ГОСТ 12.0.004-90 ССБТ «Организация обучения работающих безопасности труда»
- 44.ГОСТ 12.1.004-91* (ИУС 1-95) «Пожарная безопасность»;
- 45.ГОСТ 12.1.010-76* (ИУС 6-83) «Взрывобезопасность»

46.Приказ Минэнерго РФ от 13-01-2003 6 «Об утверждении правил технической эксплуатации электроустановок потребителем»