



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

**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

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

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННОЙ СКВАЖИНЫ ГЛУБИНОЙ 2850 МЕТРОВ НА ИГОЛЬСКО-ТАЛОВОМ НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)

УДК 622.323:622.243.23(24:181 m 2850)(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б32Т	Денисенко Р.В.		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Ковалев А.В.	к.т.н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Вазим А.А.	к. э. н.		

По разделу «Социальная ответственность»

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Томск – 2017 г.

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

Институт природных ресурсов
 Направление подготовки: «Нефтегазовое дело»
 Кафедра бурения скважин

УТВЕРЖДАЮ:
 И.о зав. кафедрой
 _____ Ковалев А.В.
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы
 в форме бакалаврской работы
 Студенту:

Группа	Фамилия Имя Отчество
3-2Б32Т	Денисенко Р.В.

Тема работы:

Технический проект на строительство ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННОЙ СКВАЖИНЫ ГЛУБИНОЙ 2850 МЕТРОВ НА ИГОЛЬСКО-ТАЛОВОМ НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)
Утверждена приказом директора (дата, номер)

Срок сдачи студентом выполненной работы:	15июня 2017 г.
--	----------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i>	<i>Пакет экспериментальной и промышленной информации по Игольско-Таловому месторождению, тексты и графические материалы отчётов и научно-исследовательских работ, фондовая и периодическая литература.</i>
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,</i>	<ol style="list-style-type: none"> 1. <i>Общая и геологическая часть</i> 2. <i>Технологическая часть</i> 3. <i>Специальная часть</i> 4. <i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i> 5. <i>Социальная ответственность</i>

<i>проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i>				
Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>		1. ГТН (геолого-технический наряд); 2. КНБК (компоновка низа буровой колонны).		
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>				
Раздел		Консультант		
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение		Доцент, к.э.н., Вазим А.А.		
Социальная ответственность		Доцент, к.т.н., Гуляев М.В.		
Названия разделов, которые должны быть написаны на иностранном языке:				
Отсутствуют				
Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику				
Задание выдал руководитель:				
Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Ковалев А.В.	к.т.н.		
Задание принял к исполнению студент:				
Группа	ФИО	Подпись	Дата	
3-2Б32Т	Денисенко Р.В.			

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б32Т	Денисенко Роман Валерьевич

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

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:	
1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	Проектные данные, сводная смета на строительство скважины глубиной 2850 метров на игольско-таловом нефтяном месторождении (томская область)
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 и инновационного потенциала НТИ</i>	
2. <i>Разработка устава научно-технического проекта</i>	
3. <i>Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок</i>	Календарный план-график проведения проектируемых работ
4. <i>Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности</i>	Организационно-технический план мероприятий по повышению производительности труда и снижению себестоимости работ
Перечень графического материала	

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Вазим Андрей Александрович	к.э.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б32Т	Денисенко Роман Валерьевич		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
з-2Б32Т	Денисенко Р.В.

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

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объектом ВКР является буровая установка на бурение нефтяной скважины глубиной 2850 метров на Игольско Таловом месторождении .
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p>1. Производственная безопасность</p> <p>1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения.</p> <p>1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого</p>	<p>Вредные факторы: Превышение шума, недостаточная освещенность, отклонение показателей микроклимата, повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны, превышение уровня вибрации.</p> <p>Опасные факторы: Движущиеся части машин и механизмов, пожаровзрывобезопасность, поражение электрическим током.</p>
<p>2. Экологическая безопасность:</p> <ul style="list-style-type: none"> – защита селитебной зоны – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); – разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды. 	Разрушение плодородного слоя, загрязнение почвы, загрязнение водоемов, загрязнение недр, мероприятия по обеспечению экологической безопасности.
<p>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</p> <ul style="list-style-type: none"> – перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий. 	Наиболее вероятным ЧС на объекте являются: возгорание, взрыв, подтопление, выброс. Действия при пожаре.

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

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
з-2Б32Т	Денисенко Р.В.		

Содержание	
Введение	8
реферат	9
1. Общие сведения и геологическая часть	10
1.1 Сведения о районе буровых работ	10
1.2 Источники и характеристики водо- и энерго снабжения, связи и местных стройматериалов	11
2. Геологическая характеристика месторождения	13
2.1 Стратиграфический разрез скважины, элементы залегания и коэффициент кавернозности пластов	13
2.2 Литологическая характеристика разреза скважины	14
2.3 Физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины	15
2.4 Распределение давлений и температур по разрезу скважин	17
2.5 Возможные осложнения по разделу скважины	18
2.6 Нефтеносность	19
2.7 Водоносность	20
2.8 Геофизические исследования	21
3. Конструкция скважины	23
3.1 Глубины спуска и характеристики обсадных колонн	23
2. Технологическая часть	24
2.1. Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины	24
2.2. Обоснование конструкции скважины	25
2.2.1. Выбор конструкции эксплуатационного забоя скважины	25
2.2.2. Построение совмещенного графика давлений	25
2.2.3. Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска	26
2.2.4. Выбор интервалов цементирования	27
2.2.5. Расчет диаметров скважины и обсадных колонн	27
2.2.6. Разработка схем обвязки устья скважины	28
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	29
2.3.4. Расчет частоты вращения долота	30
2.3.5. Выбор и обоснование типа забойного двигателя	30
2.3.6. Расчет необходимого расхода бурового раствора	32
2.3.7. Выбор компоновки и расчет бурильной колонны	33
2.3.8. Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов	35
2.3.9. Выбор гидравлической программы промывки скважины	38
2.3.10. Технологические средства и режимы бурения при отборе керна	39
2.4. Проектирование процессов закачивания скважины	39
2.4.1. Расчет обсадных колонн	39
2.4.1.1. Расчет наружных избыточных давлений	40
2.4.1.2. Расчет внутренних избыточных давлений	43
2.4.1.3. Конструирование обсадной колонны по длине	45

2.4.2. Расчет процессов цементирования скважины.....	46
2.4.2.1. Выбор способа цементирования обсадных колонн.....	46
2.4.1.2. Расчет объема тампонажной смеси и количества составных компонентов.....	46
2.4.2.3. Обоснование типа и расчет объема буферной, продавочной жидкостей.....	47
2.4.2.4. Гидравлический расчет цементирования скважины.....	47
2.4.2.4.1. Выбор типа и расчет необходимого цементировочного оборудования.....	47
2.4.2.4.2. Расчет режима закачки и продавки тампонажной смеси.....	48
2.4.3. Выбор технологической оснастки обсадных колонн.....	49
2.4.5. Вызов притока	49
2.5. Выбор буровой установки.....	52
3. Специальная часть.....	57
4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....	57
4.1. Проектные данные на строительство скважины.....	59
4.2. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих.....	59
4.2.1. Расчет сметной стоимости сооружения скважины.....	59
4.2.2. Организация производства работ.....	60
4.3. Разработка календарного план-графика строительства скважины.....	61
4.4. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности....	66
5. Социальная ответственность.....	68
5.1. Профессиональная социальная безопасность.....	68
5.1.1. Анализ вредных производственных факторов.....	69
5.1.2. Анализ выявленных опасных факторов.....	72
5.2. Экологическая безопасность.....	74
5.3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	75
Заключения.....	76
Список литературы.....	77

ВВЕДЕНИЕ

Нефтегазовая отрасль обладает одной из ключевых отраслей российской экономики. Развитие нефтяной отрасли России важно для нашей страны. На данный момент многие месторождения России находятся в заключительной стадии разработки. В непосредственной мере это можно отнести к месторождениям Западной Сибири. В связи с этим развивается тенденция снижения дебитов скважин и увеличение затрат на извлечение углеводородного сырья из них. На данном этапе особенно остро встает вопрос о необходимости модернизации производства и внедрении новых технологий, направленных на снижение себестоимости продукции. В значительной мере это относится к технологиям связанным с бурением и заканчиванием скважин.

Стратегическое значение для развития нефтедобычи является прирост запасов нефти и газа. Ученые единодушны во мнении, что в Западной Сибири следует осуществлять поиск и разведку месторождений на глубинах свыше 3000 м. В связи с этим необходимо производить бурение опорных скважин глубиной 4000 м и более для изучения перспектив нефтегазоносности. Также есть острая необходимость стабилизации мирового нефтяного рынка и сохранения на нем позиций российских компаний.

Поэтому при выполнении данной выпускной квалификационной работы по теме «Технологические решения для строительства наклонно-направленной эксплуатационной скважины глубиной 2850 метров на Игольско-Таловом месторождении (Томская область)» были учтены все конкретные особенности и перспективы дальнейшего развития месторождения. А также были запроектированы технические и технологические решения, направленные на повышение качества строительства скважины.

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 78 с., 10 рис., 24 табл., 33 источник, 2 л. графического материала.

БУРОВАЯ УСТАНОВКА, ПОРОДОРАЗРУШАЮЩИЙ ИНСТРУМЕНТ, РЕЖИМ БУРЕНИЯ, БУРОВОЙ РАСТВОР, КОНСТРУКЦИЯ СКВАЖИНЫ, ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЙ ЗАБОЙ, ЭКСПЛУАТАЦИОННАЯ КОЛОННА, ЦЕМЕНТИРОВАНИЕ, ЦЕМЕНТИРОВОЧНАЯ ТЕХНИКА, ПРОДУКТИВНЫЙ ПЛАСТ, ИСПЫТАНИЕ, ОСВОЕНИЕ.

Объектом работы являются эксплуатационная скважина для добычи нефти.

Цель работы - разработка техники и технологии бурения эксплуатационной скважины глубиной 2850 метров на Игольско-Таловом месторождении.

Работа выполнена по геологическим материалам Игольско-Талового месторождения.

В результате работы спроектирована конструкция, технология проводки и технология заканчивания скважины глубиной 2850 метров.

Достигнутые результаты: уменьшены затраты на сооружение скважины за счет конструкции эксплуатационного забоя, сокращены сроки строительства скважины. Предложен эффективный способ бурения наклонно-направленных скважин. Сокращены сроки сдачи скважины.

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

1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

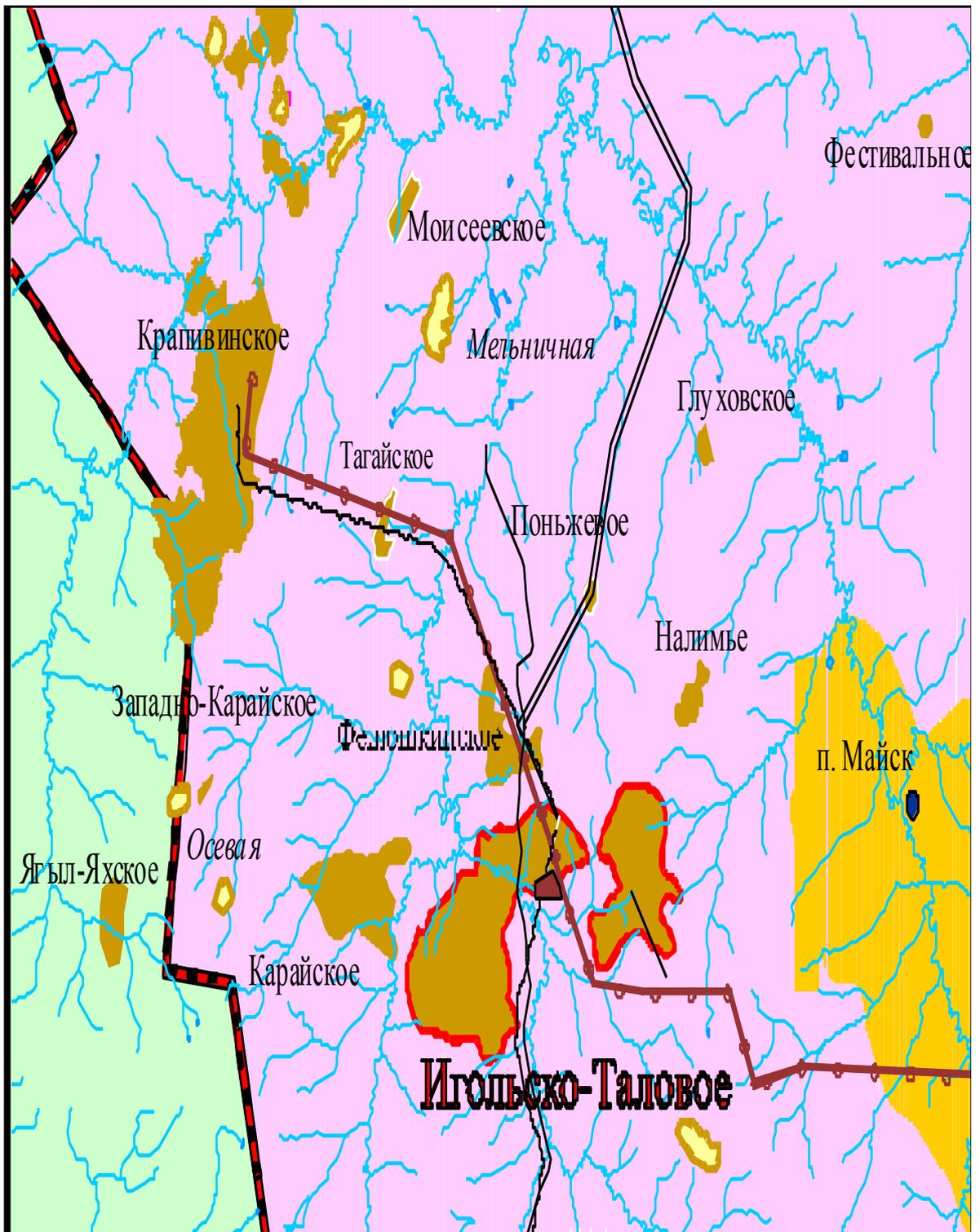
Таблица 1.1

Сведения о районе буровых работ

Наименование	Значение
1	2
Площадь (месторождение)	Игольско-Таловое
Административное расположение: - республика - область(край) - район	РФ Томская Каргасокский
Год ввода площади в бурение	1991
Год ввода площади в эксплуатацию	
Температура воздуха, °С - среднегодовая - наибольшая летняя - наименьшая зимняя	-1.4 +37 -55
Максимальная глубина промерзания грунта, м:	2.4
Продолжительность отопительного периода в году, сутки	244
Продолжительность зимнего периода в году, сутки	188
Азимут преобладающего направления ветра	245
Наибольшая скорость ветра, м/с:	35
Метеорологический поле (при работе в море)	
Количество штормовых дней (при работе в море)	
Интервал залегания многолетнемерзлой породы, м - кровля - подошва	Нет

1.2 Источники и характеристики водо- и энерго снабжения, связи и местных стройматериалов

Название вида снабжения : (водоснабжение: - для бурения, для дизелей, - питьевая вода для бытовых нужд, энергоснабжение, связь, местные стройматериалы и т.п.)	Источник заданного вида снабжения	Расстояние от источника до буровой, км	Характеристика водо- и энерго привода связи и местных стройматериалов
1	2	3	4
Водоснабжение: - техническое - питьевое	Скважина для технического водоснабжения. Привозная вода с вахтового поселка «Игол».	0.10	Водопровод диаметром 73 мм в две витки на поверхности земли, теплоизолированный.
Энергоснабжение	Внутрипромысловые электросети.		ЛЭП - 6 кВ. Опоры металлические. Провод АС -50/8.
Теплоснабжение Связь	Котельная Радиосвязь	на буровой, на буровой	Индивидуальная котельная ПКН-2С (М). Спутниковая связь
Местные стройматериалы: - лес хлыстовой - пиломатериалы	С коридора коммуникаций и кустовой площадки г. Стрежевой - буровая	16 469	



Обзорная карта Игольско-Талового месторождения Томской области.

2 ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ

2.1 Стратиграфический разрез скважины, элементы залегания и коэффициент кавернозности пластов

Глубина залегания		Стратиграфическое подразделение		Элементы залегания (падения) пластов по подошве		Коэффициент кавернозности в интервале
от (верх)	до (низ)	название	индекс	угол, град.	азимут, град.	
1	2	3	4	5	6	7
0	40	четвертичная система	Q	0		1,3
40	220	некрасовская серия	р ₃	0		1,3
220	340	чеганская свита	Р ₂₋₃	0		1,3
340	500	люлинворская свита	Р ₂	0		1,3
500	540	талицкая свита	Р ₁	0		1,3
540	700	ганькинская свита	к ₂	0		1,6
700	830	берёзовская свита	к ₂	0		1,6
830	850	кузнецовская свита	к ₂	0		1,6
850	1720	покурская свита	К ₁₋₂	1		1,6
1720	1775	алымская свита	К ₁	1		1,6
1775	2265	киялинская свита	К ₁	1		1,6
2265	2370	тарская свита	К ₁	1		1,2
2370	2715	куломзинская свита	К ₁	1		1,2
2715	2750	баженовская свита + георгиевская свита	Ј ₃	1		1,2
2750	2850	васюганская свита	Ј ₂₋₃	1		1,2

2.2 Литологическая характеристика разреза скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Горная порода		Стандартное описание горной породы: полное название, характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав и т.п.)
	от (верх)	до (низ)	краткое название	% в интервале	
1	2	3	4	5	6
Q	0	40	пески глины	60 40	почвенно-растительный слой, пески аллювиальные, болотные, ледниковые глины
p3	40	220	глины пески супеси	20 20 60	супеси с прослоями глин., с линзами бурого угля
P ₂₋₃	220	340	глины пески	80 20	глины зеленовато-серые, алевритистые, с прослоями песков и линзами бурого угля
P2	340	500	глины	100	глины диатомовые, опоковидные. серые и зелено-серые
P1	500	540	глины супеси	70 30	глины темно-серые, алевритистые, местами опоковидные, с прослоями супесей
к2	540	700	глины супеси	40 60	глины зелено-серые, известковые с тонкими прослойками мергелей, остатки и обломки раковин Малюсков
к ₂	700	830	глины супеси пески	50 40 10	переслаивание глин серых, зеленовато-серых. опоковидных, пластинных с песками
к ₂	830	850	глины	100	глины темно-серые, местами буровато-черные
K1-2	850	1720	глины песчаники алевролиты пески	30 10 10 50	частое переслаивание глин, песчанистых до песчаных, слабосцементированных песчаников, песчанистых алевролитов
K1	1720	1775	глины песчаники алевролиты	50 40 10	глины темно-серые, плотные, песчаники светло-серые, мелко-зернистые с тонкими прослоями алевролитов
K1	1775	2265	песчаники алевролиты аргиллиты	30 20 50	песчаники глинистые светло-серые, алевролиты, аргиллиты слабосцементированные., слоистые, характерен растительный и раковинный детрит.

Продолжение таблицы 2.2

K1	2265	2370	песчаники аргиллиты	60 40	песчаники светло-серые, полевошнато-кварцевые,, мелкозернистые, аргиллиты темно-серые, слоистые
K1	2370	2715	аргиллиты алевролиты песчаники	70 10 20	аргиллиты темно-серые, известковые, тонкослоистые песчаники алевритовые, мелкозернистые, слюдистые, алевролиты темно-серые, слоистые
J3	2715	2750	аргиллиты	100	аргиллиты черные, битуминозные, микрослойчатые
J2-3	2750	2820	песчаники аргиллиты	50 40	песчаники и аргиллиты серые, темно-серые, алевритовые слоистые
JI-2	2820	2850	аргиллиты песчаники	40 60	переслаивание песчаников и аргиллитов

2.3 Физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины

Индекс стратеграф ического подразделе ния	Интервалам		Краткое название горной породы	Плот- ность, г/см ³	ПОРИС- ТОСТЬ, про- цент	Проница- емость, мдарси	Глинист- ость. процент	Карбона- тность, процент	Твер- дость. кгс/мм ²	Рассло- енност ь породы	Абра- зив- ность	Категория породы промысло вой классифик ации (мягкая., средняя и Т.П.)
	от	до										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Q	0	40	пески глины	2,4 2,4	30 20	2500 0	10 100	0 0	- 10	1 5	10 4	мягкая мягкая
P ₃	40	220	глины пески супеси	2,4 2,1 2,2	20 30 17	0 2500 50	100 20 35	0 0 0	10 - -	5 5 5	4 10 10	мягкая мягкая мягкая
P ₂₋₃	220	340	глины пески	2,4 2,3	20 30	0 1000	100 15	0 0	10 -	4 4	4 10	мягкая мягкая
P ₂	340	500	глины	2,4	20	0	100	0	10	5	4	мягкая

Продолжение таблицы 2.3

Р ₁	500	540	глины	2,4	20	0	100	4	10	5	4	мягкая
			супеси	2,2	25	2500	40	5	-	5	10	мягкая
К ₂	540	700	глины	2,4	20	0	100	10	10	5	4	мягкая
			супеси	2,1	27	1500	12	3	-	5	10	мс
К ₂	700	830	глины	2,4	20	0	100	0	10	4	4	мс
			пески	2,2	22	2100	20	0	10	4	10	мс
			су неся	2Д	27	1500	12	3	-	4	10	мс
К ₂	830	850	глины	2,4	20	0	100	10	10	-	4	мс
К ₁₋₂	850	1720	глины	2,4	20	0	100	3	10	5	4	мс
			песчаники	2,1	28	300	20	3	15	5	10	мс
			алевролиты	2Д	20	300	20	3	15	5	6	мс
			пески	2,2	27	2000	12	0	25	5	10	мс
К ₁	1720	1775	глины	2,4	20	0	100	3	1,5	5	4	мс
			песчаники	2,1	25	25	20	3	20	5	10	мс
			алевролиты	2,1	22	20	20	3	20		6	мс
К ₁	1775	2265	песчаники	2,4	30	20	20	3	20	2,5	10	мс
			алевролиты	2,2	20	15	20	3	20	2,5	6	мс
			аргиллиты	2,2	18	0	100	3	15	2,5	6	мс
К ₁	2265	2370	песчаники	2,2	22	20	20	3	20	3,5	10	мс
			аргинины	2,4	20	0	100	3	15	3,5	6	мс
К ₂	2370	2715	аргиллиты	2,4	17	0	100		15	5	6	
			алевролиты	2,3	20	15	15		20	5	6	мс
			песчаники	2,2	24	20	20	3	20	5	10	мс
J ₃	2715	2750	аргиллиты	2,45	16	0	100	10	50	2	6	средняя
J ₂₋₃	2750	2820	песчаники	23	20	10	20	8	100	2,5	10	средняя
			аргиллиты	2345	16	0	100	5	50	3	6	средняя
J ₁₋₂	2820	2850	аргиллиты	2,4	16	0	100	5	25	3	6	средняя
			песчаники	2,2	22	50	25	5	20	2,5	10	средняя

2.4 Распределение давлений и температур по разрезу скважин

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Градиент давления												Температура в конце интервала	
	от (верх)	до (низ)	пластового			порового			гидроразрыва пород			горного			градус	источник получения
			кгс/см на м		источник получения	кгс/см на м		источник получения	кгс/см на м		источник получения	кгс/см на м		источник получения		
			от (верх)	до (низ)		от (верх)	до (низ)		от (верх)	до (низ)		от (верх)	до (низ)			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Q	0	40	0	0,1	ПГФ	0	0,1	ПГФ	0	0,2	ПГФ	0	0,22	ПГФ	3	ПГФ
P ₃	40	220	0,1	0,1	ПГФ	0,1	0,1	ПГФ	0,2	0,2	ПГФ	0,22	0,22	ПГФ	6	ПГФ
P ₂₋₃	220	340	0,1	0,1	ПГФ	0,1	0,1	ПГФ	0,2	0,2	ПГФ	0,22	0,22	ПГФ	8	ПГФ
P ₂	340	500	0,1	0,1	ПГФ	0,1	0,1	ПГФ	0,2	0,2	ПГФ	0,22	0,22	ПГФ	10	ПГФ
P ₁	500	540	0,1	0,1	ПГФ	0,1	0,1	ПГФ	0,2	0,2	ПГФ	0,22	0,22	ПГФ	11	ПГФ
K ₂	540	700	0,1	0,1	ПГФ	0,1	0,1	ПГФ	0,2	0,2	ПГФ	0,22	0,22	ПГФ	16	ПГФ
K ₂	700	830	0,1	0,1	ПГФ	0,1	0,1	ПГФ	0,2	0,2	ПГФ	0,22	0,22	ПГФ	20	ПГФ
K ₂	830	850	0,1	0,1	ПГФ	0,1	0,1	ПГФ	0,2	0,2	ПГФ	0,22	0,22	ПГФ	20	ПГФ
K ₁₋₂	850	1720	0,101	0,101	ПГФ	0,101	0,101	ПГФ	0,2	0,18	ПГФ	0,23	0,23	ПГФ	50	ПГФ
K ₁	1720	1775	0,101	0,101	РФЗ	0,101	0,101	РФЗ	0,18	0,18	РФЗ	0,23	0,23	ПГФ	52	ПГФ
K ₁	1775	2265	0,101	0,101	РФЗ	0,101	0,101	РФЗ	0,18	0,18	РФЗ	0,23	0,23	ПГФ	74	РФЗ
K ₁	2265	2370	0,101	0Д01	РФЗ	0,101	0,101	РФЗ	0,18	0,18	РФЗ	0,23	0,23	ПГФ	78	РФЗ
K ₁	2370	2715	0Д01	0,101	РФЗ	0,101	0,101	РФЗ	0,18	0,17	РФЗ	0,23	0,23	ПГФ	91	РФЗ
J ₃	2715	2750	0,102	0,102	РФЗ	0,102	0,102	РФЗ	0,17	0,17	РФЗ	0,23	0,23	ПГФ	92	РФЗ
J ₂₋₃	2750	2820	0,102	0,102	РФЗ	0,102	0,102	РФЗ	0,17	0,17	РФЗ	0,23	0,23	ПГФ	94	РФЗ
J ₁₋₂	2820	2850	0,102	0,102	РФЗ	0,102	0,102	РФЗ	0,17	0,16	РФЗ	0,24	0,24	РФЗ	94	РФЗ
J	2850	3100	0,102	0,102	РФЗ	0,102	0,102	РФЗ	0,17	0,16	РФЗ	0,24	0,24	РФЗ	94	РФЗ

2.5 Возможные осложнения по разделу скважины

Поглощение бурового раствора

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Максимальная интенсивность поглощения м ³ /час	Расстояние от устья скважины до статического уровня при его максимальном снижении, м	Имеется ли потеря циркуляции (да, нет)	Градиент давления поглощения Кг/см ² *м		Условия возникновения
	от (верх)	до (низ)				При вскрытии	После изоляционных работ	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
P ₃	0	230	1	10	нет	0,15	0,20	Увеличение плотности промывочной жидкости против проектной, репрессии на пласт более 20% сверх гидростатического давления
K ₁	2350	2430	1	30	нет	0,12	0,18	

Осыпи и обвалы стенок скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Буровые растворы применявшиеся ранее			Время до начала осложнения, сут.	Мероприятие по ликвидации последствий (проработка, промывка и т.д)
	от (верх)	до (низ)	тип раствора	плотность г/см ³	дополнительные данные по раствору, влияющие на устойчивость пород		
1	2	3	4	5	6	7	8
P ₃₋₂	0	500	глинистый	<1.16	V>10см ³ за 30 мин	3	Проработка, промывка, увеличение плотности, снижение водоотдачи промывочной жидкости

Продолжение таблицы 2.5

K ₂	500	840	глинистый	<1,09	V>10см ³ за 30 мин	2,5	Соблюдение технологической скорости бурения, проработка м промывка ствола скважины.
K ₁	1810	2350	глинистый	<1,16	V>10см ³ за 30 мин	2,5	Проработка ствола скважины, увеличение плотности и снижение водоотдачи промывочной жидкости

2.6 Нефтеносность

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип коллектора	Плотность, г/см ³		Подвижность, дарен на с анти-пуаз	Содержание серы, процент по весу	Содержание парафина, процент по весу	Свободный дебит, м ³ /сут	Параметры растворенного газа					
	от (верх)	до (низ)		В пластовых условиях	После дегазации					В пластовых условиях	газовый фактор,	содержание сероводорода, процент по объему	содержание углекислого газа, процент по объему	относительная по воздуху плотность газа	коэффициент сжимаемости
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Таловая площадь															
J ₂₋₃ (пласт Ю ₁ ²)	2807	2812	поровый	0,764	0,85	0,022	0,42	3,12	22	44,4	Отсут.	-	-	-	8,4
Игольская площадь															
J ₂₋₃ (пласт Ю ₁ ²)	2776	2781	поровый	0,732	0,844	0,051	0,397	2,7	30	68	Отсут.	1,77	1,2	1,21	8,4
J ₂₋₃ (пласт Ю ₁ ^{му})	2786	2793	поровый	0,754	0,852	0,005	0,51	4,76	8	47	Отсут.	1,87	1,138	1,22	7

2.7 Водоносность

Индекс страти графич еского подраз делени я	Интервал, м		Тип коллектор а	Плотность , г/см ³	Свободный дебит, м ³ /сут	Фазовая проницаемос ть мдарси	Химический состав воды в мг- эквивалентной форме						Степен ь минера лизации и М, мг/л	Тип воды по Сулипу:	Относится к источнику питьевого водоснабжения (да, нет)
	от (верх)	до (низ)					анионы			катионы					
							Cr	SO ₄	HCO ₃ -	Na ⁺ +Me	Mg ⁺	Ca ⁺ +		ХЛК-хлор- кальциевый	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
P ₃	60	230	поровый	1	-	2500	-	-	-	-	-	-	-	ГКН	да
K ₁₋₂	800	1750	поровый	1,01	300	1500	50	0	1	48	1	1	15	ХЛК	нет
K ₁	1790	1810	поровый	1,01	10	30	50	0	0	3S	1	11	14	ХЛК	нет
K ₁	2350	2430	поровый	1,01	28	30	49	0	1	33	2	19	20	ХЛК	нет
Таловая площадь															
J ₂₋₃	2807	2812	поровый	1,01	43	25	-	-	-	-	-	-	30	ХЛК	нет
Игольская площадь															
J ₂₋₃	2776	2781	поровый	1,01	58	32	97	0	3	95	1		30	ХЛК	нет
J ₂₋₃	2786	2850	поровый	1,01	58	-	-	-	-	-			30	ХЛК	нет
J	2850	3100	поровый	1,01	58	-	-	-	-	-			30	ХЛК	нет

2.8 Геофизические исследования

Наименование исследований	Масштаб записи	Замеры и отборы производятся		
		на глубине, м	в интервале, м	
			от (верх)	до (низ)
	2	3	4	5
Кондуктор 0 - 950				
В открытом стволе				
1. Стандартный каротаж зондом* А2.0 М0.5N, НС	1:500	950	0	950
2. Кавернометрия*	1:500	950	0	950
3. Инклинометрия.	через 10м	950	0	950
В обсаженном стволе				
1. Акустическая цементометрия (АКЦ с запи-сью ФКД)	1:500	940	0	940
2. Плотностная цементометрия (ЦМ-8-12)	1:500	940	0	940
Эксплуатационная колонна 950-2850 м				
В открытом стволе				
1. Стандартный каротаж зондом, А2.0 М0.5N, ПС*	1:500	2850	950	2850
2. Стандартный каротаж зондами, А2.0 М0.5N, N6.0 М0.5N, ПС	1:200	2850	2400	2850
3. Кавернометрия*	1:500	2850	950	2770
	1:200	2850	2770	2850
4. БКЗ зондами А0.4 М0.Ш; А1.0 М0. IN; Л4.0 М0.5N: А8.0 М0.5N; А0.5 М2.0А	1:200	2850	2670	2850
5. Индукционный каротаж (ИК)**	1:200	2850	2400	2850
6. Боковой каротаж (БК)	1:200	в интервале БКЗ		
7. Акустический каротаж (АКШ)*	1:200	в интервале БКЗ		

Продолжение страницы 2.8

8. Микрозонды (МКЗ), микробоковой (МБК)*	1:200	в интервале БКЗ		
9. Гамма-гамма плотностной каротаж (ГГП)*	1:200	2850	2670	2850
10. Резистивиметрия*	1:200	2850	2670	2850
11. Радиоактивный каротаж (ГК, ПКТ)	1:200	2850	2670	2850
12. Инклинометрия	через 10м	2850	950	2850
В обсаженном стволе				
1. Радиоактивный каротаж (ГК, НКТ) + ЛМ	1:500	2840	0	2840
	1:200	2840	2670	2840
2. Акустическая цементометрия (АКЦ с записью ФКД)	1:500	2840	0	2840
3. Акустическая цементометрия (АКЦ с записью ФКД)	1:200	2840	2400	2840
4. Плотностная цементометрия (СГДТ-НВ)	1:500	2840	0	2840
5. Плотностная цементометрия (СГДГ-НВ)	1:200	2840	2400	2840
6. МЛМ до перфорации	1:200	2840	2670	2840
7. МЛМ после перфорации	1:200	2840	2670	2840
К. Инклинометрия	через 20 м	2840	20	2840

3. КОНСТРУКЦИЯ СКВАЖИНЫ

3.1 Глубины спуска и характеристики обсадных колонн

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны (направление, кондуктор, первая и последующие промежуточные, заменяющая, надставка, эксплуатационная) или открытый ствол, фильтр	Интервал по стволу скважины (установка колонны или открытый ствол), м		Номинальный диаметр ствола скважины (долота) В интервале, мм	Расстояние от устья скважины до уровня подъема тампонажного раствора за колонной, м	Количество отдельно спускаемых частей колонны, шт.	Интервал установки отдельно спускаемой части, м.	
		от (верх)	до (низ)				от (верх)	до (низ)
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Направление	0	60	393.7	0	1	0	60
2	Кондуктор	0	1128	295.3	0	1	0	1128
3	Эксплуатационная	0	3420	215,9	978	1	0	3420

2.ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

2.1. Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины

Результаты проектирования профиля скважины приведены в таблице 2.1. Запроектирован пятиинтервальный профиль скважины с третьим тангенциальным (прямолинейным) интервалом, который позволяет обеспечить вскрытие продуктивного пласта в заданной точке.

Таблица 2.1 – Данные по запроектированному профилю скважины

Название		Обозначение	Значение
Глубина кровли пласта по вертикали, м		h	2850
Отклонение от вертикали, м		S	755
Радиус искривления ствола скв. при наборе угла, м		R ₂	322
Радиус искривления ствола скв. при снижении угла, м		R ₄	376
Длина первого вертикального участка, м		H ₁	100
Длина второго вертикального участка, м		H ₅	250
Длина участка пласт+зумпф, м			43
Участок	Длина, м	Проекция, м	
		горизонтальная	вертикальная
Вертикальный	100	-	100
Набора зенитного угла	340	97,3	319,4
Прямолинейный наклонный	1893,7	1055,5	1572,3
Снижения зенитного угла	340	97,3	319,4
Вертикальный	379	-	379
Ствол скважины до кровли пласта	3050,1	1250	2807
Пласт + зумпф	43	-	43

Продолжение таблицы 2.1

Ствол скважины	3420	1250	2850
----------------	------	------	------

2.2.Обоснование конструкции скважины

2.2.1. Выбор конструкции эксплуатационного забоя скважины

Так как коллектор по своему составу неоднороден и включает слабосцементированные породы, представленные мелко-среднезернистыми иногда крупнозернистыми песчаниками с прослоями аргиллитов и алевролитов, мы выбираем конструкцию закрытого забоя, предусматривающую перекрытие зацементированной обсадной колонной продуктивного пласта с последующей ее перфорацией. Этот метод имеет следующие достоинства: прост в реализации; позволяет селективно сообщать скважину с любым пропластком продуктивной залежи; стоимость собственно буровых работ может быть меньше, чем при других методах. Конструкция забоя закрытого типа представлена на рисунке 2.1.

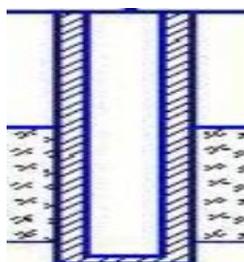


Рис. 2.1–Конструкция забоя закрытого типа

2.2.2. Построение совмещенного графика давлений

Давление столба промывочной жидкости должно превышать $R_{пл}$ на глубине 0 – 1200 метров на 10 – 15%, но не более 1,5 МПа, на глубине 1200 – 2500 м на 7 – 10%, но не более 2,5 МПа, на глубине 2500 – 2810 м на 4 – 7%, но не более 3,5 МПа.

Из графика следует, что интервалы, несовместимые по условиям бурения в разрезе отсутствуют. Необходимое условие $R_{пл} < R_{бр} < R_{гр}$ выполняется. Совмещенный график давлений представлен на рисунке 2.2.

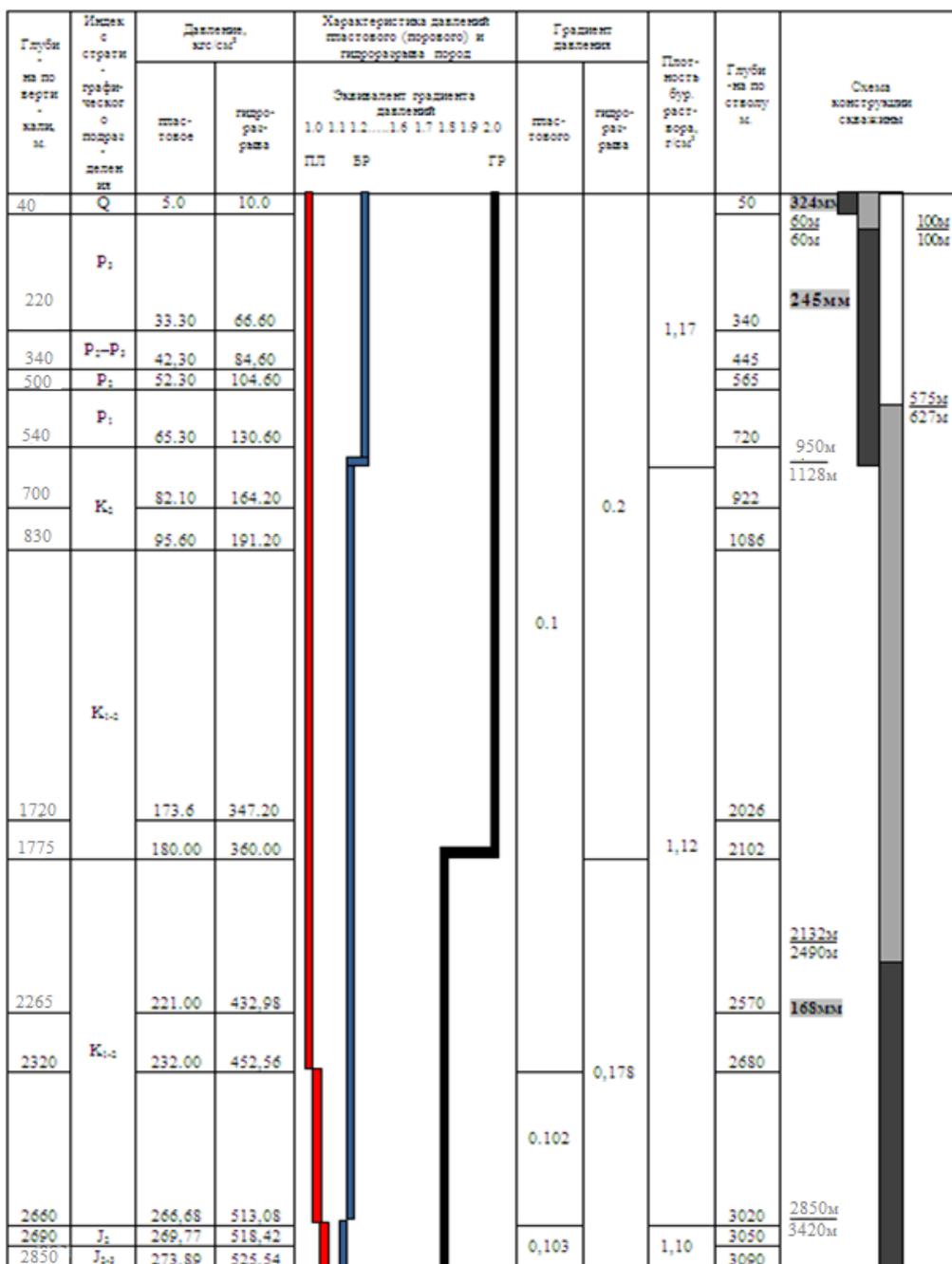


Рисунок 2.2–График совмещённых давлений и конструкция скважины

2.2.3. Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска

1. Направление 60 м – служит для предотвращения размыва пород залегающих близ дневной поверхности, разобшения ствола скважины сооружаемой в акватории водного бассейна от окружающих вод и для соединения устья с очистной системой буровой установки.

2. Кондуктор 950 м по вертикали (1128 м по стволу) – для перекрытия осложнений приуроченных к сравнительно неглубоко залегающим горизонтам, а также для изоляции горизонтов содержащих артезианские и целебные воды для подвешивания последующих колонн и установки ПВО.

3. Эксплуатационная колонна 2850 м по вертикали (3420 м по стволу) – служит для организации транспортировки нефти на поверхность, крепления стенок скважины и разобщения продуктивных горизонтов.

2.2.4. Выбор интервалов цементирования

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

1. Направление и кондуктор цементируются до устья;
2. Эксплуатационная колонна цементируется с учетом перекрытия башмака предыдущей колонны на высоту 150 м.

2.2.5. Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

Диаметр эксплуатационной колонны выбирается в соответствии с ожидаемым дебитом многопластовой залежи (до 130 м³/сут. нефти) – 168 мм.

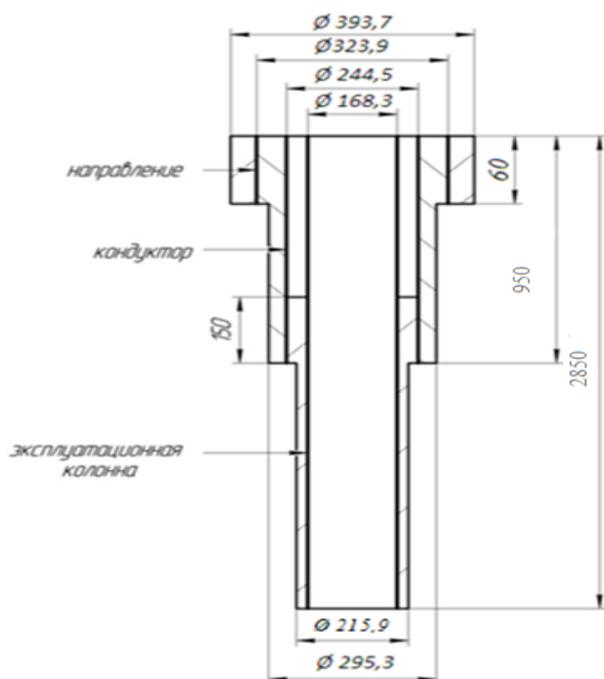


Схема конструкции скважины представлена на рисунке 2.3.

Рисунок 2.3 – Проектная конструкция скважины

2.2.6. Разработка схем обвязки устья скважины

Величина максимального устьевого давления составляет 6,97 МПа. Следовательно, проектируется ПВО ОП5 – 230/80x35 (230 – диаметр условного прохода ОП, мм; 80 – диаметр условный прохода манифольда, мм; 35 – рабочее давление, МПа) состоящую из двух плашечных превенторов (один с глухими, другой с трубными плашками) и одного универсального превентора.

Также выбирается колонная головка – ОКК1-21-245x168 (обвязываются кондуктор и эксплуатационная колонна).

2.3. Углубление скважины

2.3.1. Выбор способа бурения

Из опыта работ по строительству скважин в районах Западной Сибири показывает, что породы средней и малой твердости успешно разбуриваются шарошечными долотами при высоких частотах вращения 400 – 600 об/мин.

Бурение роторным способом в этих условиях при повышенных частотах вращения (150 – 200 об/мин) приводит к быстрому износу бурильных труб, бурильных замков, а также к авариям.

Для бурения скважины на Игольско-Таловом месторождении выбираем вращательный способ бурения с использованием ГЗД и ВЗД.

2.3.2. Выбор породоразрушающего инструмента

Для строительства проектируемой скважины на всех интервалах бурения выбраны долота типа PDC, поскольку они позволяют обеспечить максимальное значение величины механической скорости бурения при минимальном количестве рейсов. Выборка долот производилась из продуктовой линии ООО «НПП «Буринтех».

Выбираем следующие типы долот –таблица 2.2.

Таблица 2.2–Типы долот

Интервал, м	Тип долота для углубления	Тип долота для спецработ*
0-60	БИТ393,7 В 419 ТСР	
60-1128	БИТ 295,3 ВТ 619	Ш295,3МСЗ-ГНУ
1128-2700	БИТ 215,9 ВТ 416	Ш 215,9МЗ-ГВУ
2700-2850	БИТ 215,9 В 613	Ш 215,9С-ГВУ

*Примечание: * - спецработы включают работу КНБК в скважине при проработках, шаблонировках и т.п.*

2.3.3. Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород

Таблица 2.3 – Результаты проектирования осевой нагрузки по интервалам бурения

Интервал	60 - 1128	1128-3190	3190-3420
Исходные данные			
α	1	1	1
$P_{ш}, \text{кг/см}^2$	1000	1250	2300
$D_{д}, \text{см}$	29,53	21,59	21,59
k_r	33	29	29

Продолжение таблицы 2.3

$D_c, \text{мм}$	13	10	10
$q, \text{кН/мм}$	0,15	0,18	0,2
$G_{\text{пред}}, \text{кН}$	70	60	60
Результаты проектирования			
$G_1, \text{кН}$	46	55	56
$G_2, \text{кН}$	44	40	43
$G_3, \text{кН}$	56	40	40
$G_{\text{проект}}, \text{кН}$	56	40	40

Полученные значения соответствуют осевым нагрузкам на долото, при которых достигались наибольшие значения механической скорости бурения в промысловых условиях.

2.3.4. Расчёт частоты вращения долота

Таблица 2.4– Результаты проектирования частоты вращения инструмента по интервалам бурения

Интервал		60 - 777	777-2671	2671-2850
Исходные данные				
$V_{\text{л}}, \text{м/с}$		2	2	1,8
$D_{\text{д}}$	м	0,2953	0,2159	0,2159
	мм	295,3	215,9	215,9
$\tau, \text{мс}$		3,5	4	4,4
z		24	22	20
α		0,8	0,6	0,4
Результаты проектирования				
$n_1, \text{об/мин}$		180	156	132
$n_2, \text{об/мин}$		152	190	180
$n_3, \text{об/мин}$		129	177	160
$n_{\text{проект}}, \text{об/мин}$		129	177	160

2.3.5. Выбор и обоснование типа забойного двигателя

Для интервала бурения 0 - 60 метров (интервал бурения под направление) выбирается турбобур 1ТСШ-240. Интервал бурения 60-100 метров (бурение вертикального участка подкондуктор) выбирается турбобур 1ТСШ-240. Интервал 100-777 м (бурение участка набора параметров кривизны и участка стабилизации подкондуктор) выбирается турбобур ТО2-240 который отвечает требованиям по диаметру забойного двигателя, а также позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения горной породы. Интервал 777-2671 м (бурение участка

стабилизации и участка снижения зенитного угла под эксплуатационную колонну) выбирается турбобур ДРУЗ-172РС. Интервал 2671-3420 м (бурение вертикального участка под эксплуатационную колонну) выбирается турбобур ДЗ-195 с регулируемым углом перекоса. В таблице 2.5 приведены результаты проектирования параметров забойных двигателей по интервалам бурения.

Таблица 2.5– Результаты проектирования параметров забойных двигателей по интервалам бурения

Интервал		0-60	60-100	100-777	777-2671	2671-3090
Исходные данные						
D _д	м	0,3937	0,2953	0,2953	0,2159	0,2159
	мм	393,7	295,3	295,3	215,9	215,9
G _{ос} , кН		44	44	44	40	43
Q, м ³ /с		0.065	0.065	0.065	0.032	0.032
Результаты проектирования						
D _{зд} , мм		370	240	240	195	195
M _т , Н*м		1040	5000	5000	5400	5400
M _{тб} , Н*м		5004	5004	6347	8258	10013
M _{уд} , Н*м/кН		43	37	37	32	32

В таблице 2.6 приведены технические характеристик запроктированных двигателей по интервалам бурения.

Таблица 2.6 – Технические характеристики запроктированных забойных двигателей

Двигатель	Интервал, м	Наружный диаметр, мм	Длина, м	Вес, кг	Расход жидкости, л/с	Число оборотов, об/мин	Максимальный рабочий момент, кН*м	Мощность двигателя, кВт
1ТСШ-240	0-100	240	24,5	5420	40-50	350-400	1,8	2,2
ТО2-240	100-777	195	6,8	1150	25-35	90-120	3,6	2,2
ДРУЗ-172РС	777-2671	195	6,8	1150	25-35	90-120	3,6	3,1

Продолжение таблицы 2.6

ДЗ-195	2671-2850	195	6,8	1150	25-35	90-120	3,6	3,1
--------	-----------	-----	-----	------	-------	--------	-----	-----

2.3.6. Расчет необходимого расхода бурового раствора

Произведен расчет требуемого расхода бурового параметра, учитывая следующие граничные условия проектирования: сохранение устойчивости стенок скважины, качественная очистка забоя, необходимость полного выноса шлама, недопущение гидроразрыва и интенсивного размыва стенок скважины. По результатам проектирования построены области допустимого расхода бурового раствора и выбраны итоговые значения с учетом дополнительных проверочных расчетов: обеспечение работы забойного двигателя, обеспечение производительности насосов. Результаты проектирования расхода бурового раствора по интервалам бурения приведены в таблице 2.7, 2.8.

Таблица 2.7 – Проектирование расхода бурового раствора

Интервал	0-60	60-777	777-3090
Исходные данные			
$D_{дз}$, м	0,3937	0,2953	0,2159
K	0,1	0,1	0,05
K_k	1,4	1,25	1,25
$V_{кр2}$, м/с	0,3	0,2	0,15
$V_{м2}$, м/с	0,01	0,085	0,0055
$d_{от}$, м	0,127	0,127	0,127
$d_{мах}$, м	0,245	0,195	0,195
$d_{нмах}$, м	0,0191	0,016	0,07
n	6	6	6
$V_{кпмин}$, м/с	0,5	0,5	0,5
$V_{кпмах}$, м/с	1,2	1,2	1,5
$\rho_{см} - \rho_p$, г/см ³	0,2	0,2	0,2
ρ_p , г/см ³	1,14	1,14	1,1
$\rho_{п}$, г/см ³	2,014	2,20	2,32
Результаты проектирования			
Q_1 , м ³ /с	0,065	0,032	0,013
Q_2 , м ³ /с	0,044	0,016	0,0063
Q_3 , м ³ /с	0,141	0,073	0,031
Q_4 , м ³ /с	0,05	0,035	0,0183

Продолжение таблицы 2.7

$Q_5, \text{ м}^3/\text{с}$	0,068	0,052	0,018
$Q_6, \text{ м}^3/\text{с}$	0,073	0,057	0,036
Дополнительные проверочные расчеты			
$Q_{\text{табл}}, \text{ м}^3/\text{с}$	0,076	0,035	0,038
$\rho_{\text{табл}}, \text{ кг}/\text{м}^3$	1000	1000	1000
$\rho_{\text{бр}}, \text{ кг}/\text{м}^3$	1170	1120	1100
$M, \text{ Н}^*\text{м}$	1320	3950	1200
$M_{\text{табл}}, \text{ Н}^*\text{м}$	10500	5700	5200
m	0,9	0,9	0,9
n	2	2	1
$Q_{\text{нз}}, \text{ м}^3/\text{с}$	0,0408	0,0318	0,032
$Q_{\text{пров1}}, \text{ м}^3/\text{с}$	0,026	0,027	0,031
$Q_{\text{пров2}}, \text{ м}^3/\text{с}$	0,028	0,028	0,034

Таблица 2.8 – Проектирование областей допустимого расхода бурового раствора

Интервал	0-300	300-1100	1100-2850
Исходные данные			
$Q_1, \text{ м}^3/\text{с}$	0,07	0,056	0,019
$Q_2, \text{ м}^3/\text{с}$	0,046	0,019	0,0066
$Q_3, \text{ м}^3/\text{с}$	0,142	0,075	0,034
$Q_4, \text{ м}^3/\text{с}$	0,06	0,051	0,0198
$Q_5, \text{ м}^3/\text{с}$	0,069	0,057	0,026
$Q_6, \text{ м}^3/\text{с}$	0,076	0,073	0,043
Области допустимого расхода бурового раствора			
$\Delta Q, \text{ м}^3/\text{с}$	0,025	0,027	0,031
Запроектированные значения расхода бурового раствора			
$Q, \text{ л}/\text{с}$	0,028	0,029	0,033
Дополнительные проверочные расчеты (оценка создаваемого момента на забойном двигателе)			
$Q_{\text{тн}}, \text{ м}^3/\text{с}$	73	32	32
$\rho_1, \text{ кг}/\text{м}^3$	1140	1100	1070
$\rho_{\text{бр}}, \text{ кг}/\text{м}^3$	1170	1120	1100
$M_{\text{тн}}, \text{ Н}^*\text{м}$	21150	11378	10300
$M_{\text{тб}}, \text{ кН}^*\text{м}$	11,4	6,2	4,9

2.3.7. Выбор компоновки и расчет бурильной колонны

Таблица 2.9 – Компоновки бурильной колонны

№ КНБК	Типоразмер, шифр или краткое название элемента компоновки бурильной колонны	Интервал, м		Назначение
		от	до	
1	Долото Ш 393,7 М-ЦВ Калибратор 8К-393.7 МС Турбобур 1ТСШ-240 УБТ-203–12м ТБПК -127×9.2-остальное	0	60	Бурение вертикального участка под направление
2	Долото БИТ 295,3 ВТ 619 Калибратор 8КС-295.3 МС Турбобур 1ТСШ-240 УБТ-203–12м ТБПК-127×9.2-остальное	60	100	Бурение вертикального участка под кондуктор
3	Долото БИТ 295,3 ВТ 619 Калибратор 8КС-295.3 МС Турбобур ТО2-240 (КП=1,10 ⁰) ЗИС СИБ-2 ЛБТ147х13 – 98 м ТБПК -127×9.2-остальное	100	777	Бурение интервала набора зенитного угла с ориентированием по азимуту, бурение интервала стабилизации с постоянным вращением колонны бурильных труб
4	Долото БИТ 215,9 ВТ 416 Калибратор 9К-215МС Двигатель ДРУ – 172 РС (КП=1,11 ⁰) Переливной клапан ПК-172 ЗИС СИБ-2 УБТ-178–12м ЛБТ147х13 – 98 м ТБПК -127×9.2-600 м ЛБТ147х13 – остальное	777	2671	Бурение интервала стабилизации с постоянным вращением колонны бурильных труб и ориентированное бурение в случае необходимости корректировки параметров кривизны скважины

Продолжение таблицы 2.9

5	Долото БИТ 215,9 В 613 Калибратор 9К-215МС Двигатель ДЗ-195 Переливной клапан ПК-172 УБТ-178–12м ЛБТ147х13 – 98 м ТБПК -127×9.2-600 м ЛБТ147х13 – остальное	2671	2850	Бурение вертикального участка
---	--	------	------	-------------------------------

2.3.8. Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

Таблица 2.10 –Рецептура обработки бурового раствора и общая норма расхода химреагентов при бурении скважин на Игольско таловом месторождении

Наименование химреагента	Интервал бурения, м	0 м -- 777 м		777
	V бурового раствора; м ³			298
	Норма расхода			Количество на интервал бурения, кг.
	На 1м ³ бурового раствора, кг.	На 1 м. проходки, кг.		
Глинопорошок	120,00	10,46		6800 кг на 50 м ³ воды
Сайпан	0,3300	0,1266		98
Габроил HV	0,1200	0,0460		36
НТФ	0,0250	0,0096		7
ФК - 2000	1,3000	0,4987		388
<i>Регенерация бурового раствора</i>				
Соляная кислота	1,1800	0,4527		352

Продолжение таблицы 2.10

Флокулянт Сайфлок 4010	0,3200	0,1228	95
Коагулянт Сайфлок 4910	0,1600	0,0614	48
Наименование химреагента	Интервал бурения	777 м – 3090 м	2313
	V бурового раствора; м³		563
	Норма расхода		Количество на интервал бурения, кг.
	На 1м³ бурового раствора, кг.	На 1 м.проходки, кг.	
Сайпан	1,2000	0,2920	675
Габроил HV	0,4000	0,0973	225
НаКМЦ 75/800	0,4000	0,0973	225
(Камцел-3)			
НТФ	0,0450	0,0109	25
ФК - 2000	4,5400	1,1047	2555
Кальцинированная сода	0,0900	0,0219	51
Каустическая сода	0,0230	0,0056	13
КлиарДрилл 500	0,4000	0,0973	225
СНПХ ПКД 515	200 л на скважину		
<i>Регенерация бурового раствора</i>			
Соляная кислота	1,5000	0,3650	844

Продолжение таблицы 2.10

Флокулянт Сайфлок 4010	0,4000	0,0973	225
Коагулянт Сайфлок 4910	0,2000	0,0487	113
Общая норма на 1 м. проходки, кг.			
Наименование химреагента	Интервал бурения, м	от	до
		0	3090
	Норма расхода кг на 1 м проходки	Расход на скважину, кг	
Глинопорошок	2,2600	6800	
Сайпан	0,2504	774	
Габроил HV	0,0844	261	
NaКМЦ 75/800 (Камцел-3)	0,0729	225	
НТФ	0,0106	33	
Кальцинированная сода	0,0164	51	
Каустическая сода	0,0042	13	
КлиарДрилл 500	0,0729	225	
ФК - 2000	0,9523	2943	
СНПХ ПКД 515	200 л на скважину перед вскрытием пласта		
Регенерация бурового раствора			
Соляная кислота	0,3870	1196	

Продолжение таблицы 2.10

Флокулянт Сайфлок 4010	0,1037	321
Коагулянт Сайфлок 4910	0,0519	160

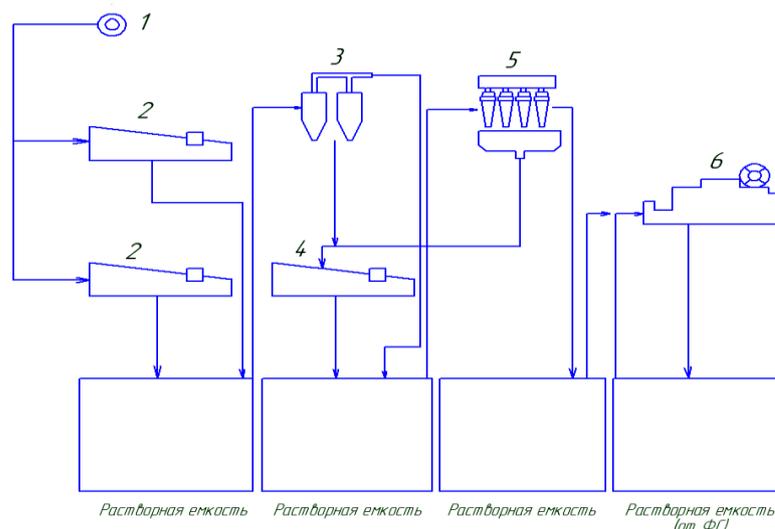


Рисунок 2.4– Схема очистки бурового раствора: 1 – скважина; 2 – вибросито Swaco ALS-II Каскад; 3 – пескоотделитель ПЦК-360М; 4 – вибросито ВС-1; 5 – илоотделитель ИГ-45; 6 – центрифуга ОГШ-50.

2.3.9.Выбор гидравлической программы промывки скважины.

Таблица 2.11 – Исходные данные для расчета гидравлической программы промывки скважины

Н (по стволу), м	d_d , м	К	$P_{пл}$, МПа	$P_{гд}$, МПа	$\rho_{п}$, кг/м ³
3420	0.2159	1,27	27,4	14	2340
Q, м ³ /с	Тип бурового насоса	V_m , м/с	$\eta_{п}$, Па·с	τ_t , Па	$\rho_{пж}$, кг/м ³
0.032	УНБТ-950	0.009	0,012	13	1110
КНБК					
Элемент	d_n , м	L , м		d_b , м	
ТБПК 127-9.2	0,127	600		0,076	

Продолжение таблицы 2.11

ЛБТ 147-13	0,147	2470	0,121
УБТ178-90	0,178	12	0,90
ДЗ-195	0,165	6.8	-

Таблица 2.12 – Результаты проектирования гидравлической программы промывки скважины

$\rho_{кр}, \text{кг/м}^3$	ϕ	$d_c, \text{м}$	$v_{кп}, \text{м/с}$		$\Delta P_{зд}, \text{МПа}$	$\Delta P_o, \text{МПа}$
			ТБПК	ЛБТ		
1675	0.99	0,237	1,02	1,18	2,1	0.11
$\Delta P_r, \text{МПа}$	$\Delta P_p, \text{МПа}$	$V_d, \text{м/с}$	$\Phi, \text{м}^2$		$d_b, \text{мм}$	
0.33	2,7	46	0,0054		160	
КНБК						
Кольцевое пространство						
Элемент	Рекр	Re кп	Скп	$\Delta P_{кп}$	$\Delta P_{мк}$	
ТБПК	26624	10266	116	0,37	0.018	
ЛБТ	21531	9731	82,7	1,96	0.077	
УБТ	14005	9004	38	0.017	-	
ДЗ	10127	8650	20	0.015	-	
Внутри труб						
Элемент	Рекр	Re кп	λ	ΔP_T		
ТБПК	26262	34408	0.029	1.053		
ЛБТ	29490	30882	0.029	2,52		
УБТ	21531	41519	0.029	0.054		

2.3.10. Технологические средства и режимы бурения при отборе керна

Данная скважина является добывающей, поэтому бурение с отбором керна в этом случае не проводится.

2.4. Проектирование процессов закачивания скважины

2.4.1. Расчет обсадных колонн

Исходные данные к расчету представлены в таблице 2.13

Таблица 2.13 – Исходные данные к расчету обсадных колонн

Параметр	Значение	Параметр	Значение
плотность продавочной жидкости $\rho_{прод}, \text{кг/м}^3$	1100	плотность буферной жидкости $\rho_{буф}, \text{кг/м}^3$	1000

Продолжение таблицы 2.13

плотность облепченного тампонажного раствора $\rho_{тробль}$, кг/м ³	1470	плотность тампонажного раствора нормальной плотности $\rho_{трн}$, кг/м ³	1835
плотность нефти ρ_n , кг/м ³	690	глубина скважины, м	3090
высота столба буферной жидкости h_1 , м	309	высота столба тампонажного раствора нормальной плотности h_2 , м	600
высота цементного стакана $h_{см}$, м	15	динамический уровень скважины h_0 , м	2060

2.4.1.1. Расчет наружных избыточных давлений

1 случай: при цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении

На рисунке 2.5 представлена схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении (с учетом выхода буферной жидкости до поверхности) для эксплуатационной колонны.

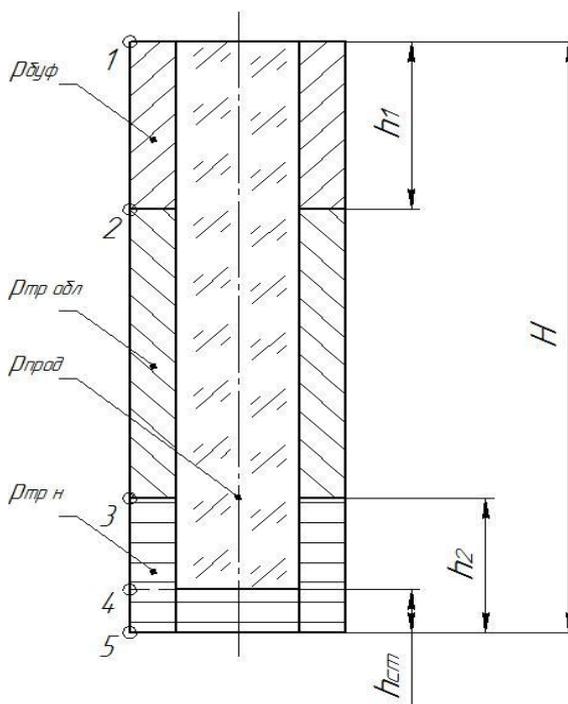


Рисунок 2.5 – Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении

В таблице 2.14 представлены результаты расчета наружных избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце продавкитампонажного раствора и снятом на устье давлении.

Таблица 2.14 – Результаты расчета наружных избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце продавкитампонажного раствора и снятом на устье давлении

Номер точки	1	2	3	4	5
Глубина расположения точки, м	0	575	700	2132	2850
Наружное избыточное давление, МПа	0	0,5	0,9	7,6	12

2 случай: конец эксплуатации скважины

На рисунке 2.6 представлена схема расположения жидкостей в конце эксплуатации нефтяной скважины (с учетом выхода буферной жидкости до поверхности) для эксплуатационной колонны.

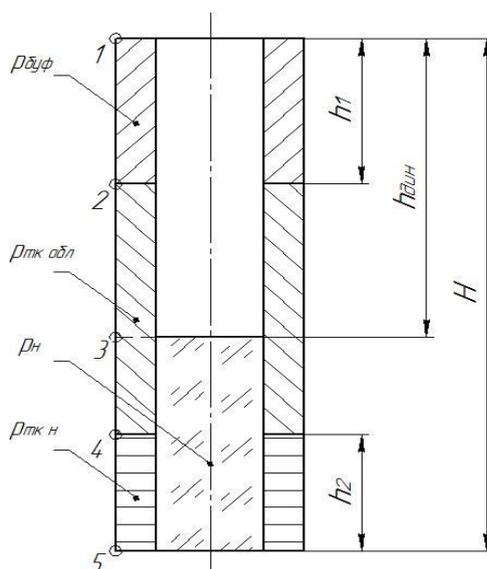


Рисунок 2.6– Схема расположения жидкостей в конце эксплуатации нефтяной скважины

В таблице 2.15 представлены результаты расчета наружных избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце продавкитампонажного раствора и снятом на устье давлении.

Таблица 2.15 – Результаты расчета наружных избыточных давлений в каждой точке в конце эксплуатации нефтяной скважины

Номер точки	1	2	3	4	5
Глубина расположения точки, м	0	575	1200	2200	2850
Наружное избыточное давление, МПа	0	0,7	7,1	14	17

Эпюра наружных избыточных давлений представлена на рисунке 2.7.



Рисунок 2.7 – Эпюра наружных избыточных давлений

2.4.1.2. Расчет внутренних избыточных давлений

1 случай: при цементировании в конце продактампонажного раствора

На рисунке 2.8 представлена схема расположения жидкостей в конце продактампонажного раствора, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения (с учетом выхода буферной жидкости до поверхности) для эксплуатационной колонны. Максимальное давление в цементировочной головке $P_{цг}$ составляет 15 МПа.

В таблице 2.16 представлены результаты расчета внутренних избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце продактампонажного раствора.

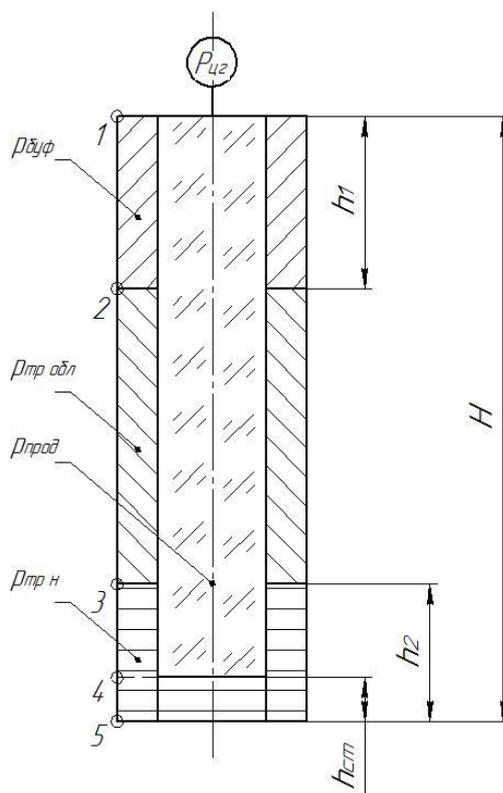


Рисунок 2.8 – Схема расположения жидкостей в конце продактампонажного раствора, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения

Таблица 2.16 – Результаты расчета внутренних избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце продактампонажного раствора

Номер точки	1	2	3	4	5
Глубина	0	575	700	2132	2850

расположения точки, м					
--------------------------	--	--	--	--	--

Продолжение таблицы 2.16

Внутреннее избыточное давление, МПа	15	14,6	13	11,5	8
--	----	------	----	------	---

2 случай: опрессовка эксплуатационной колонны

На рисунке 2.9 представлена схема расположения жидкостей при опрессовке эксплуатационной колонны (с учетом выхода буферной жидкости до поверхности).

Давление опрессовке P_{on} составляет 12,5 МПа.

В таблице 2.17 представлены результаты расчета внутренних избыточных давлений при опрессовке эксплуатационной колонны.

Таблица 2.17 – Результаты расчета внутренних избыточных давлений при опрессовке эксплуатационной колонны

Номер точки	1	2	3	4
Глубина расположения точки, м	0	575	700	850
Внутреннее избыточное давление, МПа	12,5	12	8,5	7,5

Эпюра внутренних избыточных давлений представлена на рисунке 2.10.

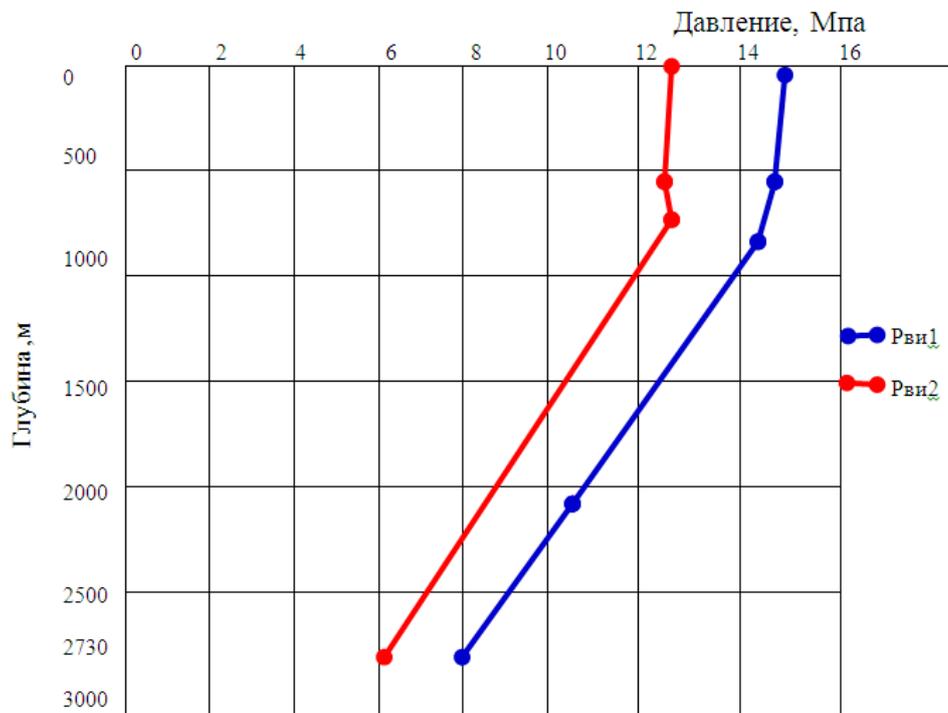
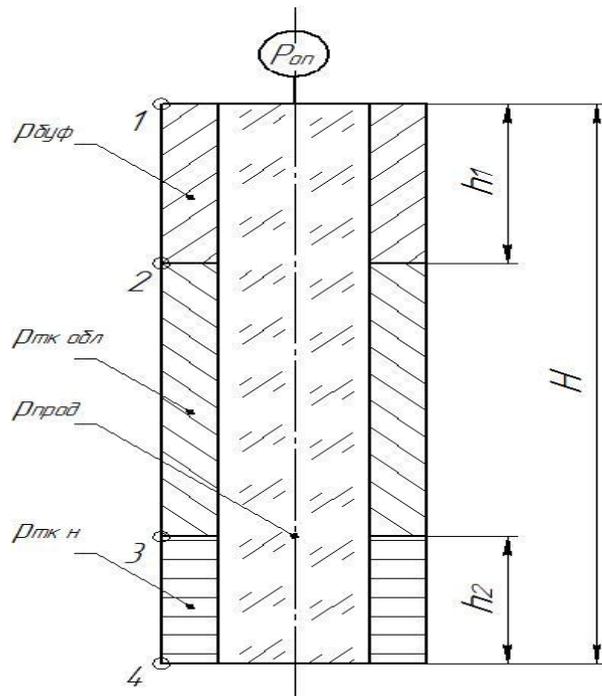


Рисунок 2.10 – Эпора внутренних избыточных давлений

2.4.1.3. Конструирование обсадной колонны по длине

Основные прочностные характеристики обсадных труб в таблице 2.18.

Таблица 2.18 – Сводные данные о конструкции обсадной колонны

Номер секции	Группа прочности	Толщина стенки, мм	Длина секции, м	Вес, кН			Интервал установки, м
				1 труб	секции	суммарный	
I	Д	10,6	350	0,414	144,9	144,9	2850-3420
II	Д	8,9	2740	0.354	969,96	1114,9	0-2850

2.4.2. Расчет процессов цементирования скважины

2.4.2.1. Выбор способа цементирования обсадных колонн

Проверяем возможность одноступенчатого цементирования.

$$\rho_{\text{гц}}^{\max} \geq \rho_{\text{гц}} \geq \rho_{\text{гц}}^{\min}, \quad (2.1)$$

Так как $\rho_{\text{гц}}^{\max} = 1885 \text{ кг/м}^3$ и $\rho_{\text{гц}}^{\min} = 1320 \text{ кг/м}^3$, то цементирование обсадной колонны в одну ступень возможно. При этом значение плотности гельцементного раствора может быть принято в пределах:

$$\rho_{\text{гц}} = 1320 \div 1709 \text{ кг/м}^3.$$

2.4.1.2. Расчёт объёма тампонажной смеси и количества составных компонентов

Результаты данного расчета сводятся в таблицу 2.19.

Таблица 2.19–

Объём тампонажной смеси и количество составных компонентов

Тампонажный раствор нормальной плотности и облегченный	Объём тампонажного раствора, м ³	Масса тампонажной смеси для приготовления требуемого объёма тампонажного раствора, кг	Объём воды для затворения тампонажного раствора, м ³

Продолжение таблицы 2.19

$\rho_{\text{тр}}=1835 \text{ кг/м}^3$	10,86	14267	10,70
$\rho_{\text{тр.обл}}=1470 \text{ кг/м}^3$	57	21968	9,9
Сумма	67,86	36235	20,06

2.4.2.3. Обоснование типа и расчёт объема буферной, продавочной жидкостей

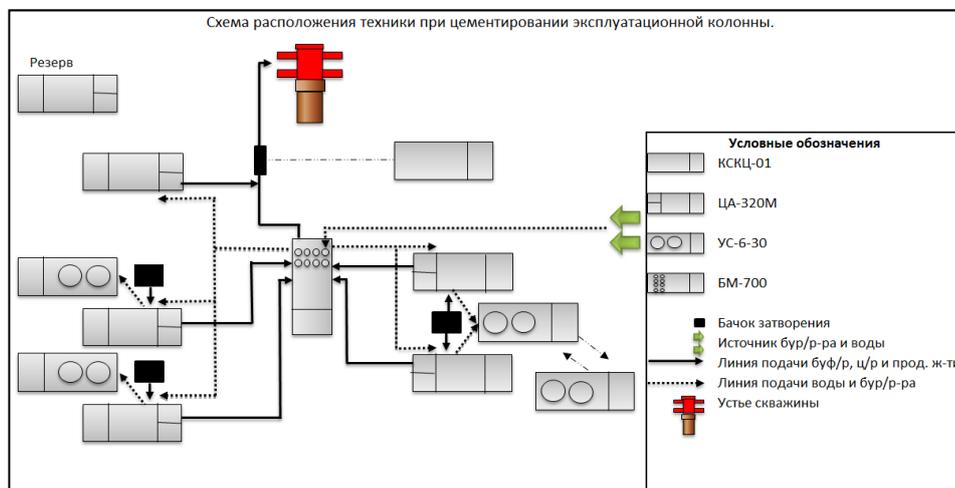
Объемы буферной и продавочной жидкости представлены в таблице 2.20.

Таблица 2.20 – Объем буферной и продавочной жидкости

Наименование жидкости	Расчётный объём, м ³
Буферная	25
Продавочная	56

2.4.2.4. Гидравлический расчет цементирования скважины

2.4.2.4.1. Выбор типа и расчёт необходимого цементировочного оборудования



На рисунке 2.11 приведен примерсхемы расположения техники при цементировании эксплуатационной колонны.

2.4.2.4.2. Расчёт режима закачки и продавки тампонажной смеси

В таблице 2.21 приведены сводные данные о режимах работы цементировочных агрегатов

Таблица 2.21 – Режимы работы цементировочных агрегатов

Вид жидкости	Объём, м ³	Скорость агрегата	Число работающих агрегатов	Время закачки, мин
Буферная	25	IV	4	9,7
Гельцементный раствор	57	IV	4	22,2
Цементный раствор	11,1	IV	2	8,7
Продавочная	29,9	IV	4	11,6
Продавочная	22	III	4	15,3
Продавочная	3	II	4	3,9
Продавочная	1,1	I	1	10,7
Суммарное время				82,1

График изменения давления на цементировочной головке представлен на рисунке 2.12

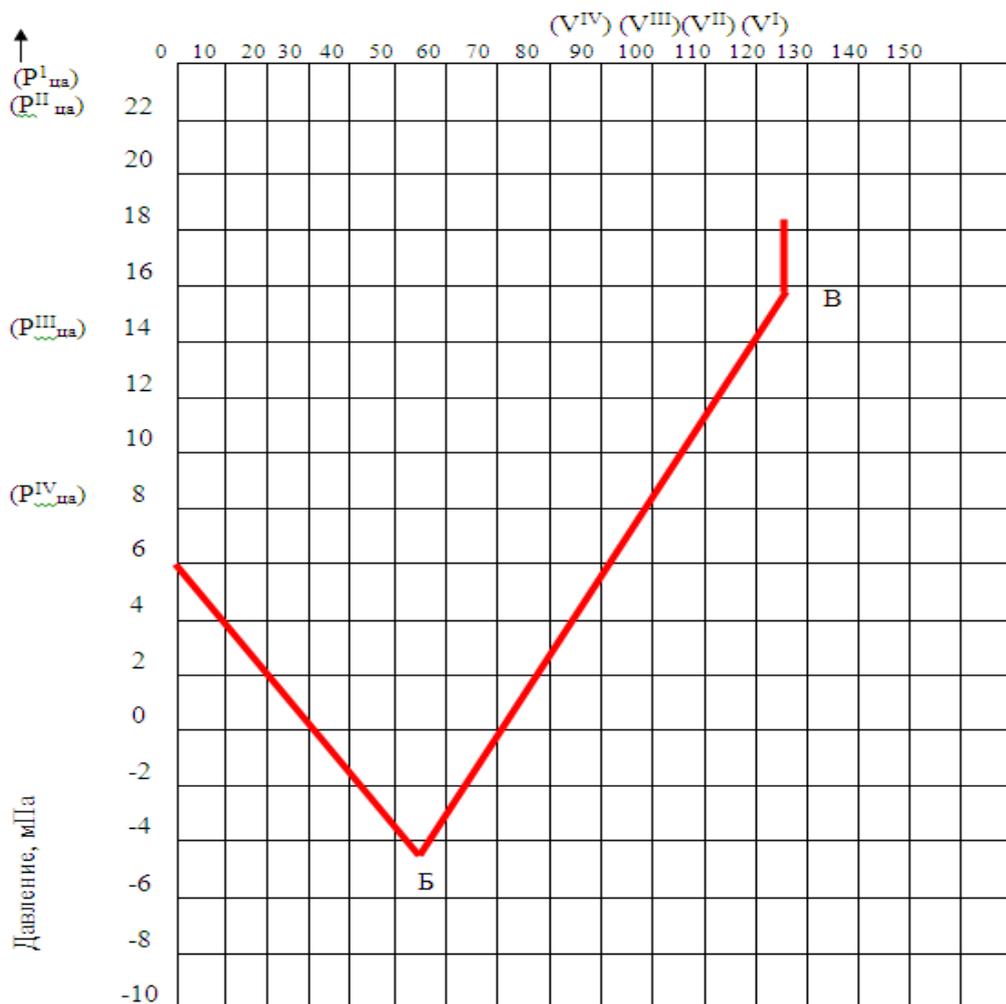


Рис. 2.12–График изменения давления на цементирующей головке в процессе цементирования скважины.

Из графика на рис. 2.12. видно, что на IV-й скорости цементирующего агрегата можно закачать 98 м^3 жидкости. Затем на III-ей скорости можно закачать ещё 22 м^3 жидкости, а на II-й скорости можно закачать $4,1 \text{ м}^3$ жидкости. Однако так как последние 2 % от объёма продавочной жидкости должны закачиваться одним агрегатом и на нижней передаче, то на II-й скорости будет закачиваться 3 м^3 жидкости, а оставшиеся $1,1 \text{ м}^3$ жидкости закачиваются на I-й скорости одним агрегатом.

2.4.3. Выбор технологической оснастки обсадных колонн

Проектируется использование следующей технологической оснастки:

- башмак типа БКМ – 168 (ОСТ 39 011 – 87);
- ЦКОДМ – 168 (ТУ 39 – 1220 – 87);
- цементирующая головка типа ГЦУ-140/146;
- разделительные пробки ПРП-Ц-140/146;
- центраторы ЦЦ – 2 – 168/216 (ТУ 39 – 1220 – 87)

Центраторы типа ЦЦ – 2 – 168/216 (ТУ 39 – 1220 – 87) устанавливаются через 10 м в интервале продуктивного пласта. При этом как минимум по два центратора должно быть установлено выше и ниже пласта. Минимальное количество центраторов на один объект (при его толщине менее 10 м) – четыре (два выше и два ниже). В интервале непосредственно выше башмака кондуктора устанавливаются через 10 м три таких центратора, один на верхней трубе.

2.4.4. Проектирование процессов испытания и освоения скважин

Для герметизации устья скважины фонтанную арматуру типа АФК1-65х35 Освоение объекта производится с передвижной установки типа УПА60. При проведении работ по вторичному вскрытию пласта устье скважины оборудуется малогабаритной превенторной установкой типа ППР 180×35. Скважина шаблонирована компоновкой «перо-скрепер-шаблон», после чего проводится комплекс ГИС, опрессовка эксплуатационной колонны и межколонного

пространства. Вторичное вскрытие продуктивных пластов производится перфорацией эксплуатационной колонны. Тип перфоратора - корпусной кумулятивный. Вызов притока осуществляется снижением уровня жидкости в обсадной колонне методом свабиrowания. Схема вызова притока представлена на рисунке 2.13



Рис. 2.13 – Вызов притока методом снижения уровня

1 – сальниковый очиститель; 2 – освобождающее приспособление; 3 – лубрикатогор; 4 – брс; 5 – превентогор; 6 – обсадная колонна; 7 – нкт; 8 – канатный замок; 9 – грузовая штанга; 10 – ударный ясс; 11 – сваб коленообразный или стандартный; 12 – манжета сваба;

2.5. Выбор буровой установки

Принимая во внимание то, что район проведения буровых работ электрифицирован, проектируем буровую установку для бурения проектируемой скважины типа БУ 3000-ЭУК 1М. Установка этого типа была разработана для замены устаревшей БУ 3000-ЭУК и укомплектована лучшими образцами механического, электрического

оборудования и буровыми сооружениями отечественного производства. В конструкцию этой установки заложены положительные решения, проверенные многолетним опытом эксплуатации буровых установок для кустового бурения на месторождениях Западной Сибири. Результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины таблице 2.22.

Таблица 2.22 – Результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины

Выбранная буровая установка			
Максимальный вес бурильной колонны, тс ($Q_{бк}$)	67,691	$[G_{кр}] / Q_{бк}$	2,95
Максимальный вес обсадной колонны, тс ($Q_{об}$)	111,49	$[G_{кр}] / Q_{об}$	1,79
Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс ($Q_{пр}$)	145	$[G_{кр}] / Q_{пр}$	1,37
Допустимая нагрузка на крюке, тс ($G_{кр}$)	200		
Расчет фундамента буровой установки			
Вес талевой системы, тс ($Q_{тс}$)	100	$k_{по} = P_o / P_{бо}$ ($k_{по} > 1,25$)	1,3
Вес бурильной колонны, тс ($Q_{бк}$)	67,691		
Вес обсадной колонны, тс ($Q_{ок}$)	111,49		
Коэффициент, учитывающий возможность прихвата ($K_{п}$)	1,3		
Вес бурового раствора для долива, т ($Q_{бр}$)	994,470		
Расчет режимов СПО			
Скорость	Количество свечей	Поднимаемый вес, кН	
3	27	990,16	
4	40	622,83	
5	26	371,63	
6	33	207,69	

3. Специальная часть

Испытание скважин.

Последнее мероприятие перед сдачей скважины в эксплуатацию -- вызов притока жидкости из пласта. Приток жидкости в скважину возможен только в том случае, когда давление на забой в скважине меньше пластового. Поэтому все работы по освоению скважин заключаются в понижении давления на забой и очистке забоя от грязи, глинистого раствора и песка. Эти работы осуществляются различными способами в зависимости от характеристики пласта, пластового давления, количества газа, содержащегося в нефти, и технической оснащенности.

Для каждой скважины, подлежащей испытанию, должен составляться план с учетом технологических регламентов на эти работы. В плане должны быть указаны: количество объектов испытания, их геолого-геофизические характеристики, интервалы и плотность перфорации, тип перфоратора, порядок вызова притока в зависимости от коллекторских свойств пластов, конструкция скважин, пластовое давление и температура, допустимый предел снижения давления в эксплуатационной колонне, схемы оборудования лифта и устья, данные об объемах и методах исследования. План должен утверждаться главным инженером и главным геологом объединения, треста, управления геологии.

На газовых, газоконденсатных скважинах с АВПД план по испытанию или опробованию пластов должен согласовываться с военизированной службой по предупреждению возникновения и по ликвидации открытых газовых и нефтяных фонтанов. Испытание или опробование пластов должно проводиться при наличии акта готовности скважины к выполнению этих работ. Вызов притока и очистка забоя при освоении фонтанных скважин производятся промывкой скважины, нагнетанием в скважину сжатого воздуха (или газа), свабированием или комбинацией этих способов. При промывке глинистый раствор, находящийся в скважине, заменяется водой или нефтью. Благодаря этому давление на забой уменьшается, а также происходит очистка его от глинистой корки и грязи. Промывку осуществляют при

собранный арматуре на устье скважины со спущенными в нее до фильтра насосно-компрессорными трубами. Эти трубы после промывки остаются в скважине для эксплуатационных целей. Часто скважины осваиваются при помощи сжатого воздуха (или газа). При этом в межтрубное пространство (между эксплуатационной колонной и насосно-компрессорными трубами) компрессором нагнетается сжатый воздух (или газ), вытесняющий жидкость в насосно-компрессорные трубы. В этом случае трубы спускают не до фильтра, а только до глубины, с которой давлением, создаваемым компрессором, можно продавить жидкость. Жидкость в трубах газифицируется, плотность ее уменьшается, уровень смеси газа и жидкости повышается до выкида и наступает выброс. При дальнейшем нагнетании газа или воздуха в межтрубное пространство плотность жидкости в трубах еще больше уменьшается, что влечет за собой снижение давления на забой и поступление нефти из пласта в скважину. Главный недостаток этого способа освоения скважины -- большое и быстрое снижение уровня жидкости в скважине, вызывающее усиленный приток жидкости из пласта, что ведет к образованию мощных песчаных пробок, прихвату насосно-компрессорных труб и т. д.

При освоении скважин поршневанием в спущенные до фильтра насосно-компрессорные трубы спускают на стальном канате поршень или, как его иначе называют, сваб, имеющий клапан, открывающийся вверх. Поршень свободно погружается в жидкость, при подъеме же его вверх клапан закрывается и весь столб жидкости, находящейся над поршнем, выносятся на поверхность.

При непрерывном поршневании уровень жидкости, заполняющей скважину, будет постепенно понижаться. В конце концов пластовое давление превысит давление столба жидкости в скважине и пласт начнет работать. Вызов притока (независимо от способа) на фонтанных скважинах должен производиться при собранной фонтанной арматуре.

Освоение скважин, вскрывших пласт с низким давлением, начинают с промывки забоя водным раствором специальных химических реагентов или нефтью. Не

рекомендуется промывать забой чистой технической водой, так как в этом случае вода чрезвычайно вредно действует на коллектор и затрудняет получение притока. Затем приступают к возбуждению пласта тартанием при помощи желонки. Это длинное узкое ведро с клапаном в днище, которое спускают в скважину на стальном канате. Многократным спуском желонки скважину очищают от грязи, и столб жидкости в ней постепенно замещается нефтью, поступающей из пласта. После выполнения предприятием, ведущим бурение, плана работ по испытанию эксплуатационной скважины на приток, независимо от полученных результатов, скважина передается промыслу для эксплуатации или для проведения дополнительных работ по ее освоению. Передача оформляется соответствующим актом.

Несколько иначе обстоит дело при бурении разведочных скважин. В этом случае предприятие, ведущее бурение, производит испытание всех пластов (горизонтов), вскрытых скважиной и представляющих интерес с точки зрения нефтегазоносности. Испытание осуществляется снизу вверх. В случае ограниченности притока окончательная оценка промышленной нефтегазоносности производится по результатам испытания после применения известных методов обработки призабойной зоны или сочетания их. При этом рекомендуются следующие методы воздействия на призабойную зону пласта:

- а) гидроструйная перфорация;
- б) метод переменных давлений для устойчивых коллекторов всех типов;
- в) кислотная обработка для коллекторов, представленных карбонатными породами, а также песчаниками с большим содержанием карбонатного цемента;
- г) термокислотная обработка для коллекторов, представленных доломитами, доломитизированными известняками или песчаниками с карбонатным цементом, когда обычная кислотная обработка недостаточно эффективна;

д) гидравлический разрыв для устойчивых коллекторов всех типов или гидрокислотный разрыв для коллекторов, представленных карбонатными и карбонизированными породами.

После испытания каждого объекта производится исследование скважины для определения параметров пласта и его гидродинамической характеристики. По окончании исследований ставят цементный мост и переходят к следующему объекту. Наиболее совершенный метод изоляционных работ в скважине -- использование различных пакерующих устройств, когда разобщающий мост устанавливают за один спуск в скважину и не требуется дополнительной заливки цементным раствором. Широко используется взрывной пакер устройство, действующее за счет энергии взрыва порохового заряда. Взрывной пакер создает в стволе герметичную пробку, выдерживающую перепад давлений до 30 МПа. Наиболее распространенный взрывной пакер -- полый цилиндр из алюминиевых сплавов, который при срабатывании порохового заряда деформируется и запрессовывается в обсадную колонну. В случае отсутствия пакерующих устройств цементные мосты в обсадных колоннах устанавливают путем закачки цементного раствора через насосно-компрессорные трубы.

Если из разведочной скважины после проведенных работ получен промышленный приток нефти или газа, скважину передают для дальнейшей эксплуатации. В том же случае, если после всех проведенных работ все испытываемые объекты окажутся "сухими", т. е. из них не будут получены промышленные притоки нефти или газа, скважина ликвидируется по геологическим причинам. Факт ликвидации разведочной скважины после спуска в нее эксплуатационной колонны свидетельствует о некачественном испытании скважины в процессе бурения с помощью испытателей пластов. При передаче скважины из бурения в испытание должен составляться акт, подписываемый руководством буровой организации, буровым мастером и представителями организации по испытанию скважины. Не подлежат передаче в испытание скважины: с негерметичной колонной; с цементным стаканом в колонне больше, чем предусмотрено проектом; с негерметичной

обвязкой устья; с отсутствием цемента за колонной против испытываемых пластов; в аварийном состоянии.

Работы по испытанию первого объекта в законченном бурении разведочных скважинах должны производиться с помощью буровой установки силами буровой бригады; испытание всех остальных объектов -- специализированными подразделениями. При длительном простое или консервации газовых скважин, находящихся в испытании, во избежание возникновения давления на устье над зоной перфорации необходимо установить цементный мост.

4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Введение

Финансовый менеджмент направлен на управление движением финансовых ресурсов и финансовых отношений, возникающих между хозяйствующими субъектами в процессе движения финансовых ресурсов. Целью финансового менеджмента является максимизация прибыли, благосостояния предприятия с помощью рациональной финансовой политики.

Задачи финансового менеджмента:

1. Обеспечение наиболее эффективного использования финансовых ресурсов.
2. Оптимизация денежного оборота.
3. Оптимизация расходов.
4. Обеспечение минимизации финансового риска на предприятии.
5. Оценка потенциальных финансовых возможностей предприятия.
6. Обеспечение рентабельности предприятия.
7. Задачи в области антикризисного управления.
8. Обеспечение текущей финансовой устойчивости предприятия.

Повышение ресурсоэффективности означает использование меньшего количества ресурсов для производства того же объема продукции или строительства наклонно-направленной скважины как в нашем случае. Обеспечение ресурсосбережения — обязательное требование к организации производства при бурении скважины, рациональное использование ресурсов сокращает затраты при производстве работ, повышает прибыль.

В таблице 4.1 представлены данные для расчета СПО и результаты.

Таблица 4.1- Данные и результаты расчета СПО

	Кондуктор	эксплуатационная
Количество долблений, n(шт)	1	1
Начальная глубина интервала, H_1 (м)	0	650
Конечная глубина интервала, H_2 (м)	650	2850
длина неизменяемой части инструмента (квадрат, ВЗД, удлинитель, долото, УБТ и т.д.), d(м)	70,06	121,04
Средняя проходка на долото(СПО), h(м)	3000	3000
Длина свечи, L(м)	25	25
Количество спускаемых свечей, $N_{сп}$ (шт)	31	102
Количество поднимаемых свечей $N_{под}$ (шт)	30	111
Нормативное время на спуск и подъём одной свечи по ЕНВ, $T_{1св}$ (мин)	2,5	2,5
Время спуска свечей, $T_{сп}$ (час)	1,7	2,54
Время подъёма свечей, $T_{под}$ (час)	5	5,1
Время спуско-подъемных операций, $T_{СПО}$ (час)	14,42	

Также необходимо рассчитать скорости бурения скважины, данные и результаты расчета представлены в таблице 4.2

Таблица 4.2 - Данные и результаты расчета скоростей бурения скважины

Глубина скважины, H(м)	2850
------------------------	------

Продолжительность механического бурения, t_M (час)	109
--	-----

Продолжение таблицы 4.2

Время на предварительно-вспомогательные работы, связанные с рейсом, $t_{ПВР}$ (час)	51
Календарное время бурения, T_K (час)	412
Количество долот, необходимых для бурения скважины, n (шт)	4
Механическая скорость бурения, V_M (м/час)	23,8
Рейсовая скорость бурения, V_P (м/час)	14,8
Коммерческая скорость, V_K (м/ст.мес)	4534
Средняя проходка на долото по скважине, h_{cp} (м)	3000

4.1. Проектные данные на строительство скважины

В таблице 4.1 представлены проектные данные на строительство эксплуатационной, наклонно-направленной скважины на Игольско-Таловом месторождении.

Таблица 4.1 –Проектные данные на строительство скважины

Месторождение	Игольско-Таловое
Административное положение Область (край) Район	Россия Томская Каргосокский
Назначение скважины	эксплуатационная
Проектная глубина, м	2850
Вид скважины	Наклонно-направленная
Способ бурения	С применением ГЗД и ВЗД
Тип буровой установки	БУ 3000-ЭУК 1М

4.2. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих

4.2.1. Расчёт сметной стоимости сооружения скважины

Сметная стоимость сооружения скважины представлена в таблице 4.2

Таблица 4.2– Сметная стоимость сооружения скважины

№	Наименование работ и затрат	Объем		Сумма основных расходов на единицу объема	Итого стоимост ь на объем, руб.
		Ед. изм.	Количество		
1	ОСНОВНЫЕ РАСХОДЫ				
	А. Собственно геологоразведочные				
	- проектно-сметные работы				234595
	- буровые работы	м	2464		7983485
	Итого полевых работ: Σ_1				8218026
	- организация полевых работ	%	1,2	от Σ_1	98616
	- ликвидация полевых работ	%	1,5	от Σ_1	123270
	Итого основных расходов: Σ_2				8439912
	Б. Сопутствующие работы и затраты				
	- транспортировка грузов и персонала	%	20	от Σ_2	1687982
	- строительство временных зданий и	%	13	от Σ_2	1097188
	Итого себестоимость проекта: Σ_3				1122508
2	НАКЛАДНЫЕ РАСХОДЫ	%	14	от Σ_2	1571511
3	ПЛАНОВЫЕ НАКОПЛЕНИЯ	%	15	от Σ_2	1683750
4	КОМПЕНСИРУЕМЫЕ ЗАТРАТЫ				
	- производственные командировки	%	0,8	от Σ_1	65744
	- полевое довольствие	%	3	от Σ_2	253197
	- доплаты	%	8	от Σ_2	675192
	- охрана природы	%	5	от Σ_2	421995
5	РЕЗЕРВ	%	10	от Σ_3	1122508
ИТОГО сметная стоимость					17018979
Договорная цена с учетом НДС (+18%)					20082395

4.2.2. Организация производства работ

Численность и квалификационный состав бригады приведен в таблице 4.3.

Таблица 4.3–Типовой численно-квалификационный состав бригады

Наименование профессии	Разряд	Число рабочих
Инженерно-технические работники		
Мастер	-	2

Продолжение таблицы 4.3

Геолог	-	2
Итого		4
Вышкомонтажная бригада		
Прораб	6	2
Монтажник	5	4
Монтажник	4	8
Тракторист	5	4
Тракторист	4	2
Сварщик	5	4
Электрик	4	2
Итого		26
Основной состав буровой бригады		
Бурильщик	6	4
Помощник бурильщика	5	8
Помощник бурильщика	4	4
Старший дизелист	6	2
Дизелист	5	4
Помощник дизелиста	4	4
Итого		26
Вспомогательный состав буровой бригады		
Повар	4	2
Уборщик служебных помещений	-	2
Сварщик	5	2
Тракторист	5	2
Машинист ЦА-320, СМН-20	6	2
Электрик	5	2
Машинист котельной	3	4
Итого		16
Бригада испытателей		
Мастер	-	2
Бурильщик	5	4

4.3. Разработка календарного план-графика строительства скважины

Календарные планы являются основой проектно-технологической и производственно-технологической документации, т.е. документации, разрабатываемой в процессе строительства. При разработке календарных планов технологические процессы (работы) увязываются во времени и пространстве,

определяется система поставки и расходования ресурсов, т.е. разрабатываются варианты конкурентоспособных методов организации работ и выбираются наиболее отвечающие конкурентным условиям. Календарный план-график проектируемых работ составлен для определения продолжительности выполнения работ, оптимизации использования времени, для уменьшения затрат времени. График выходов буровой бригады представлен в таблице 4.4, а календарный план-график в таблице 4.5.

Таблица 4.4 – График выходов буровой бригады

Бригада	Смены		Месяц																																									
			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30												
Вахта 1	1	ш/м	Отдых																д	д	д	д	д	д	д	д	д	д	д	д	д	д	д	д	д	д	д	д	д	д	д	д	д	
		ч/м	д	н	н	н	н	н	н	н	н	н	н	н	н	н	н	н	н	н	Отдых																							
	2	ш/м	Отдых																н	н	н	н	н	н	н	н	н	н	н	н	н	н	н	н	н	н	н	н	н	н	н	н	н	н
		ч/м	н	д	д	д	д	д	д	д	д	д	д	д	д	д	д	д	д	д	Отдых																							
Вахта 2	1	ш/м	д	н	н	н	н	н	н	н	н	н	н	н	н	н	н	н	н	Отдых																								
		ч/м	Отдых																д	д	д	д	д	д	д	д	д	д	д	д	д	д	д	д	д	д	д	д	д	д	д	д	д	
	2	ш/м	н	д	д	д	д	д	д	д	д	д	д	д	д	д	д	д	д	Отдых																								
		ч/м	Отдых																н	н	н	н	н	н	н	н	н	н	н	н	н	н	н	н	н	н	н	н	н	н	н	н	н	н

Д - дневная смена; Н - ночная смена.

При строительстве скважины предусмотрена сдельно - премиальная оплата труда, по тарифным часовым ставкам в зависимости от их квалификации. Для этого составляются тарифные сетки для основной бригады и вспомогательного персонала.

При организации оплаты труда ИТР используется повременно-премиальная форма оплаты. Размер заработной платы определяется в зависимости от продолжительности проработанного времени и квалификации работника.

Осуществляются компенсационные выплаты за: вечернее время, за ночное время, вредность, праздничные. Производятся стимулирующие выплаты в виде премий. Размер премии составляет 70% к тарифным ставкам, и выплачиваются при условии выполнения норм выработки в среднем за положенное время при высоком качестве работ каждый месяц.

- Тарифная сетка № 1– применяется при расчете с рабочими основного состава буровых, пусконаладочных бригад
- Тарифная сетка № 2– применяется при расчете с рабочими основного состава вышкомонтажных бригад и бригад по испытанию и исследованию скважин
- Тарифная сетка № 3– применяется при расчете с рабочими вспомогательного состава

Тарифная сетка № 1 представлена в таблице 4.6, Тарифная сетка № 2 в таблице 4.7, а Тарифная сетка № 3 в таблице 4.8.

Таблица 4.6 – Тарифная сетка № 1

Основной персонал	Наименование структурного подразделения	Разряд					
		1	2	3	4	5	6
Рабочие буровых и пусконаладочных бригад (основной состав)	Бригады бурения и ПНБ	14,86	16,08	17,9	20,16	23,00	26,67

Таблица 4.7– Тарифная сетка № 2

Основной персонал	Наименование структурного подразделения	Разряд					
		1	2	3	4	5	6
Рабочие вышкомонтажных бригад и бригад по испытанию (основной состав)	Вышкомонтажная бригада и бригада по испытанию	13,64	14,86	16,49	18,53	21,17	24,63

Таблица 4.8– Тарифная сетка № 3

Основной персонал	Наименование структурного подразделения	Разряд					
		1	2	3	4	5	6
Буровая бригада, монтажная бригада, бригада по испытанию	Бригада бурения, испытания скважин, ПНБ, ВМБ	12,83	13,84	15,27	17,31	19,75	23,00

На основании данных по организации работ, типового состава бригад, а также проектных сроков по строительству скважины составляется штатное расписание производственного персонала и расчет фонда оплаты труда. В таблице 4.9 представлено штатное расписание персонала.

Таблица 4.9 – Штатное расписание персонала

Наименование должности и профессии	Кол-во человек	Разряд	Продолжительность работы, месяц	Кол-во чел. мес.	Месячный оклад или ставка		Фонд заработной платы, руб.
					Основной, руб.	С учетом коэф. 1,5, руб.	
Главный инженер	1	-	12,46	44,8	11213	16820	376768
Главный технолог	1	-	12,46	44,8	10680	16020	358848
Технолог	2	-	12,46	44,8	7048	10572	473626
Буровой мастер	2	-	12,46	44,8	6355	9532	427037
Мастер по испытанию	2	-	6,9	13,8	6355	9532	131542
Геолог	2	-	6,9	13,8	7048	10572	145894
Итого:	10						1913715
Основной состав буровой бригады							
Бурильщик	4	VI	12,46	49,84	4454	6681	332981
Помощник бурильщика	8	V	12,46	99,68	3842	5763	574456
Помощник бурильщика	4	IV	12,46	49,84	3366	5049	251642
Машинист БУ	2	VI	12,46	24,92	4454	6681	166491
Моторист	4	V	12,46	49,84	3842	5763	287228
Моторист	4	IV	12,46	49,84	3366	5049	251642
Слесарь БО	2	V	12,46	24,92	3842	5763	143614
Лаборант-коллектор	2	III	12,46	24,92	2992	4488	111841
Итого:	30						2119895
Основной состав вышкомонтажной бригады							
Монтажник	4	VI	3,03	12,12	4114	6171	74793

Продолжение таблицы 4.9

Монтажник	8	V	3,03	24,24	3536	5304	128569
Монтажник	8	IV	3,03	24,24	3094	4641	112498
Монтажник	4	III	3,03	6,06	2754	4131	50068
Сварщик	2	VI	3,03	6,06	4114	6171	37396
Сварщик	2	V	3,03	6,06	3536	5304	32142
Электромонтер	2	V	3,03	6,06	3536	5304	32142
Электромонтер	2	IV	3,03	6,06	3094	4641	28124
Крановщик КП-25	2	VI	3,03	6,06	4114	6171	37396
Бульдозерист	4	VI	3,03	12,12	4114	6171	74793
Итого:	38						607921
Основной состав бригады по испытанию							
Бурильщик	4	VI	6,9	27,6	4114	6171	170320
Помощник бурильщика	4	V	6,9	27,6	3536	5304	146390
Помощник бурильщика	4	IV	6,9	27,6	3094	4641	128092
Машинист подъемника А-50	4	VI	6,9	27,6	4114	6171	170320
Итого:	16						615122
Вспомогательный состав							
Повар	2	IV	22,4	44,8	2890	4335	194208
Повар	2	III	22,47	44,8	2550	3825	171360
Электрогазосварщик	2	V	12,46	24,92	3298	4947	123280
Эл.монтер по обл. БО	2	V	12,46	24,92	3298	4947	123280
Приготовитель П.Ж	2	III	12,46	24,92	2550	3825	95319
Тракторист	2	V	12,46	24,92	3298	4947	123280
Машинист ЦА-320 (СМН)	2	VI	12,46	24,92	2890	4335	108028
Машинист котельной	4	III	12,46	49,84	2550	3825	190638
Лаборант	2	III	6,9	13,8	2550	3825	52785
Итого:	20						1182178
Всего,	114						6438831

4.4. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности

Одним критерием увеличения показателей экономической эффективности, и уменьшением затрат на проект является безаварийная реализация проекта, а также применение новых технологий для более быстрых скоростей строительства скважины, безаварийности, улучшение условий труда, что будет сказываться на экономической эффективности.

Анализируя вышесказанное, можно сделать вывод, что для увеличения прибыли предприятия необходимо предпринять следующие мероприятия:

- ✓ организовать своевременное обеспечение буровой бригады необходимым оборудованием, инструментом, материалами;
- ✓ вести работы на оборудовании, исключая остановки из-за климатических условий;
- ✓ применять новые технологии и оборудование для передвижки и монтажа буровых установок, которые позволяют монтировать и передвигать буровую установку в минимальные сроки;
- ✓ организовать диспетчерские службы и мобильную связь с руководящими работниками, чтобы уменьшить простои из-за ожидания распоряжений;
- ✓ проводить производственный инструктаж по внедрению новых приёмов труда;
- ✓ уменьшить количество аварий и брака за счёт внедрения нового, наиболее эффективного оборудования и инструмента;
- ✓ принять меры по ликвидации текучести кадров, создать условия для прихода на производство молодых, квалифицированных кадров;
- ✓ улучшить физиологические и эстетические условия труда, организовать проведение досуга и отдыха в вахтовых посёлках, что повысит производительность труда.

В результате сокращения времени на непроизводительное время увеличивается время на механическое бурение, что даёт в конечном итоге увеличение прибыли.

Вывод.

Существует зависимость способствующая увеличению экономической эффективности, она складывается из взаимодействующих между собой ресурсов. Модернизация оборудования, закупка нового обеспечивает увеличение скорости строительства скважины, однако для безаварийной работы на новом оборудовании должны допускаться работники с соответствующей квалификацией, повышение которой должен обеспечить работодатель. Своевременное снабжение снижает непроизводительное время, уменьшает себестоимость скважины, снижая потребление энергоресурсов. Повышение оплаты труда, премирование за работ сверх плана, улучшение трудовых, жилищных условий улучшает психологический настрой работников на выполнение возложенных на него обязанностей, способствует более качественному выполнению работы в кратчайшие сроки. Выше перечисленное обеспечивает рентабельность предприятия, делая его конкурентоспособным, в успешности которого заинтересованы работники получающие за высококвалифицированный труд достойную заработную плату.

5. Социальная ответственность

Введение

Объект исследования: Буровая установка для бурения нефтяной скважины глубиной 2850 метров.

5.1. Профессиональная социальная безопасность

Основные элементы производства формирующие опасные и вредные факторы при проектировании, подготовке и выполнении геолого-технических мероприятий указаны в таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Основные опасные и вредные производственные факторы

Вид работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003 – 74 ССБТ с изменениями 1999 г.	Нормативные документы
<i>Камеральный этап (работа внутри помещения)</i>		
	Вредные	Опасные
Работа за персональным компьютером (ПК) и оборудованием удаленного мониторинга (система телеметрии) расположенного на рабочем месте внутри помещения вагона-офиса инженера по бурению	Превышение уровней шума	
	Недостаточная освещенность рабочей зоны	
	Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны	Электрический ток
	Превышение уровня вибрации	Пожаровзрывобезопасность
<i>Полевой этап</i>		
Работа непосредственно на буровой площадке	Вредные	Опасные
	Отклонение показателей климата на открытом воздухе	

Продолжение таблицы 5.1

	Превышение уровней шума	Движущиеся, вращающиеся части машин и механизмов производственного оборудования	
	Превышение уровня вибрации	Электрический ток	

5.1.1. Анализ вредных производственных факторов

Отклонение показателей микроклимата в помещении.

Таблица 5.2– Допустимые параметры микроклимата на рабочих местах производственных помещений

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

Для улучшения микроклимата в вагоне-офисе в летний период работают кондиционеры для создания комфортной температуры в жаркие дни. В зимний период тепло поддерживают масляные электрообогреватели, пол с подогревом.

Отклонение показателей климата на открытом воздухе.

Таблица 5.3 –Погодные условия при которых работы на открытом воздухе приостанавливаются работодателем согласно активирования района

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

Недостаточная освещенность.

В таблице 5.4 представлены нормируемые параметры естественного и искусственного освещения.[2]

Таблица 5.4– Нормируемые параметры естественного и искусственного освещения

Помещения	Рабочая поверхность и плоскость нормирования КЕО и освещенности (Г-горизон.) В – вертикальная) и высота плоскости над полом, м	Естественное освещение		Совмещенное освещение		Искусственное освещение			
		КЕО e_n , %		КЕО e_n , %		Освещенность, лк			
		При комбинированном освещении	при боковом освещении	при верхнем или комбинированном освещении	и	при боковом освещении	при комбинированном освещении		при общем освещении
							всего	от общего	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	
проектные конструкторские организации,									
Помещения для работы с дисплеями, залы ЭВМ	Г-0,8 Экран монитора: В-1,2	3,5	1,2	2,1	0,7	500	300	400	

Таблица 5. 5 –Требование к освещенности буровых установок

Роторный стол	100лк
Путь движения талевого блока	30лк
Помещения вышечного и насосного блоков	75лк
Превенторная установка	75лк
Лестницы, марши, сходы, приемный мост	10лк

Освещение помещений и превышенного оборудования на буровой производится с помощью прожекторов и светильников во взрывобезопасном исполнении.

Превышение уровней шума.

Работающие механизмы, ДВС создают высокий уровень шума. Норма для помещения управления составляет 80 дВ, а значение уровня звука на рабочем месте составляет 60-65 дВ.[4]

Применяются следующие мероприятия по устранению шума:

- применение коллективных средств защиты (планово-предупредительные ремонты, смазки, кожухи, установка экранов, кабин, звукоизоляции, звукопоглощения, глушителей);

- применение средств индивидуальной защиты (наушники, беруши, противошумный шлем).

Превышение уровней вибрации. Работающие подвергаются воздействию повышенного уровня вибрации от работающего оборудования. Мероприятия для устранения превышения уровня вибрации включают в себя усиление рамы крепления ДВС.

Таблица 5.6–Уровень звукового давления на буровой

Частота, Гц		63	125	250	500	1000	2000	4000			
ПДУ для буровых установок, дВ		91	83	77	73	70	68	66			
Вибрация	Направление формирования вибрации	Среднегеометрические частоты, Гц									
		1	2	4	8	16	31,5	63	125	250	500
Общая	Вертикальное (по оси)	20	7,1	2,5	1,3	1,1	1,1	1,1	1,1	-	-
		132	123	114	108	107	107	107	107	-	-
Локальная	По каждой оси	-	-	-	5,0	5,0	3,5	2,5	1,8	1,3	0,9
		-	-	-	120	120	117	114	111	108	105

Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны.

Втаблице 5.7 представлены предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны. Гигиенические нормативы. [6]

Таблица 5.7–Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны. Гигиенические нормативы

Таблица 5.7

Наименование веществ	Формула	ПДК	
		% по объему	мг/м ³
Азота окислы (в пересчете на NO ₂)	NO+NO ₂	0,00025	5
Акролеин	CH ₂ -CH-C- ОН	-	0,7
Альдегид масляный	-	-	5
Углерода окись	CO	0,0016	20
Масла минеральные(нефтяные)	-	-	5
Сероводород	H ₂ S	0,00066	10
Углеводороды в пересчете на С	-	-	300
Формальдегид	CH ₂ O	-	300

Мероприятия для защиты от вредных веществ: установка вентиляций и вытяжек в помещении, ежемесячная чистка оборудования и рабочих помещений.

5.1.2. Анализ выявленных опасных факторов

Движущиеся части оборудования представляют опасность травмирования рабочего в виде ушибов, порезов, переломов и др., которые могут привести к временной и постоянной потере трудоспособности, летальному исходу.

Основной величиной характеризующей опасность подвижных частей является скорость их перемещения. Опасной скоростью перемещения частей оборудования считается скорость более 0,15 м/с.[7]

Движущиеся части оборудования, являющиеся источником опасности, должны быть ограждены.[8]

Для снижения опасности движущихся частей оборудования проводят следующие мероприятия[9]:

1. Устанавливают предохранительные и блокирующие устройства.
2. Устанавливают защитные устройства – кожуха, крышки.
3. На наружной стороне ограждений наносят предупреждающие знаки, окрашивают в сигнальные цвета.

Поражение током от проводников и оборудование под напряжением.

Электробезопасность - система организационных и технических мероприятий и средств, обеспечивающих защиту людей от вредного и опасного воздействия электрического тока. [10] Безопасность обслуживающего персонала обеспечивается следующими мероприятиями:

- 1) Для снижения напряженности электрических и магнитных полей допустимых норм применяются специальные устройства;
- 2) Установка предупреждающей сигнализации;
- 3) Блокировки аппаратов и ограждающих устройств для предотвращения доступа к токоведущим частям;
- 4) Изоляция токоведущих частей;

Помещение относится к 1 категории помещений по степени опасности поражения электрическим током, невысокая влажность, ток непроводящий пол, заземление электроустановок обеспечивают электробезопасность. [11]

Пожаровзрывобезопасность.

Источником могут послужить оборудование под напряжением, высоким давлением, оборудование, работающее с горючими веществами.

Пожарная безопасность представляет собой единый комплекс организационных, технических мероприятий по предупреждению пожаров. Общие требования пожарной безопасности изложены в техническом регламенте. [12] Ответственными за обеспечение пожарной безопасности назначаются лица занимающие руководящие должности, в их обязанности входит:

- 1) Обеспечение своевременного выполнения противопожарных мероприятий;
- 2) Соблюдение работниками правил пожарной безопасности;
- 3) Контроль за поддержанием в исправном состоянии первичных средств пожаротушения;

Категория пожаровзрывоопасности помещения и кустовой площадки согласно техническому регламенту: класс пожароопасности – П-II (зона, расположенная в помещении, где выделяются горючие пыли или волокна), класс взрывоопасности – 2

(зона, в которых при нормальном режиме работы оборудования не образуются взрывоопасные смеси газов или паров жидкостей с воздухом, но возможно образование такой взрывоопасной смеси газов или паров жидкостей только в результате аварии или повреждения технологического оборудования. Категория здания по пожароопасности – В1 (пожароопасное).[12]

5.2. Экологическая безопасность

Воздействия на окружающую среду регулируются согласно Федеральному закону «О безопасности производственных процессов добычи, транспортировки и хранения газа» (таблица 5.8).[13]

Таблица 5.8–Вредные воздействия на природную среду в результате выполнения геолого-технических мероприятий и природоохранные мероприятия по их устранению

Природные ресурсы и компоненты окружающей среды	Вредные воздействия	Природоохранные мероприятия
Земля и земельные ресурсы	Разрушение плодородного слоя почвы в месте кустовой площадки	Рекультивация земель, рациональное планирование мест установки
	Загрязнение почвы химреагентами, маслами, сточными водами.	Сооружение специальных сливных поддонов, уничтожение отработавших химреагентов
	Уничтожение растительности, создание неровностей поверхности при передвижении установки	Засыпка создаваемых неровностей
Вода и водные ресурсы	Попадание химреагентов, масел со сточными водами.	Хранение хим. Реагентов и ГСМ в специальных складах защищенных от атмосферных осадков
Недра	Нарушение состояния геологической среды, путем закачки жидкости в пласт под высоким давлением	Инженерно-геологические и гидрогеологические наблюдения в скважинах
Воздушный бассейн	Выбросы пыли и токсичных газов, от рабочих механизмов системы	Установка специализированных фильтров в систему вентиляции

5.3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайная ситуация (ЧС) – обстановка на определенной территории, сложившаяся в результате аварии, опасного природного явления, катастрофы, стихийного или иного бедствия, которые могут повлечь за собой человеческие жертвы, ущерб здоровью людей или окружающей природной среде, значительные материальные потери. [14]

На буровой могут произойти такие чрезвычайные ситуации как:

1. Возгорание
2. Взрыв
3. Подтопление
4. Выброс

Возгорание может привести к частичному и полному уничтожению бурового оборудования, находящегося на кустовой площадке, серьезным авариям и человеческим жертвам. [15]

Мероприятия при возникновении пожара:

- сообщить начальнику смены о возникновении пожара;
- сообщить в пожарную часть о возгорании;
- обесточить объект возгорания;
- удалить из опасной зоны всех работников;
- попытаться устранить пожар своими силами согласно боевого расчета с применением первичных средств пожаротушения;
- оказать первую помощь пострадавшим.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы приведены расчеты и обоснования по всем вопросам освещенным в ней. В общей и геологической части приведены развернутые географо-экономические характеристики района работ, характеристики нефтегазоносности района и геологические условия разреза Игольско Талового месторождения.

В технологической части приведены решения задач для строительства скважины: бурение, проектирование и конструкция скважины, углубление, заканчивание скважины, крепление скважины, параметры сооружения эксплуатационной скважины, а также выбрана буровая установка.

В экономической части приведены штатное расписание персонала, проведен расчет ТЭП, определена нормативная продолжительность строительства скважины.

В разделе социальная ответственность уделено внимание вредным и опасным факторам влияющие на здоровье рабочего персонала, а также, как действовать в чрезвычайных ситуациях.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Групповой рабочий проект на строительство эксплуатационных скважин на Игольско-Таловом. - Томск, 2006 г.
2. Басаргин Ю.М., Булатов А.И. Заканчивание скважин: Учебное пособие. - М.: Недра, 2000. – 670 с. .
3. Рязанов В.И. Направленное бурение глубоких скважин. Практик. Пособие, Томск: Изд. ТПУ, 1999. – 84 с.
4. Редутинский Л.С. Расчет параметров цементирования обсадных колонн. Томск: Изд. ТПУ, 1997. – 46 с.
5. Инструкция по расчету обсадных колонн для нефтяных и газовых скважин. - М.: ВНИИТнефть, 1997. – 194 с.
6. ПБ 08-624-03. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности. - М.: НПО ОБТ, 2004. – 160 с.
7. Борисов К.И., Рязанов В.И. Практическое пособие по выполнению курсового проекта по дисциплине «Технология бурения нефтяных и газовых скважин».
8. Единые нормы времени на бурение скважин на нефть и газ и другие полезные ископаемые. - М.: Недра, 1994. – 140с.
9. Иогансен К.В. Спутник буровика: Справочник. -М.: Недра, 1990. -302 с.
10. Басаргин Ю.М., Булатов А.И. Технология бурения нефтяных и газовых скважин: Учебное пособие. - М.: Недра, 2001. – 679 с.
11. Элияшевский Н.В. и др. Типовые задачи и расчеты в бурении. -М: Недра, 1982.- 296 с.
12. Рязанов В.И. Баранов А.Н., Борисов К.И. Расчет бурильной колонны: Учебное пособие. – Томск: Изд.ТПУ, 1996-68 с.
13. Чубик П.С. Практикум по промывочным жидкостям. -Томск: Изд. ТПИ, 1991. - 100 с.
14. Леонов Е.Г., Исаев В.И. Гидромеханика в бурении. Учебник –М.: Недра, 1997.– 174 с.
15. Соловьев Е.М. Заканчивание скважин: Учебник для вузов. - М.: Недра, 1979. – 303 с.

16. Попов А.Н., Спивак А.И. Технология бурения нефтяных и газовых скважин: Учебное пособие. - М.: Недра, 2003. – 509 с.
17. Ягафарова Г.Г., Баряхнина В.Б. Утилизация экологически опасных буровых отходов. : журнал Нефтегазовое дело, 2006 г.
18. Лукьянов В.Т., Воевода Р.Б. Заканчивание скважин. -М.: Недра, 1987.-205 с.
19. Инструкция по охране окружающей среды при строительстве скважин на нефть и газ.
20. Абалаков А.Д. Экологическая геология. Учебное пособие: Иркутск, 2007. – 267 с.
21. Пустовойтенко И.П. Предупреждение и ликвидация аварий в бурении. - М.: Недра, 1988. – 279 с.
22. Инструкция по составлению проектно-сметной документации на строительство нефтяных и газовых скважин. М.: Госстрой СССР, 1991.
1. СанПиН 2.2.4.548-96 | Гигиенические требования к | микроклимату производственных помещений
1. СанПин 2.2.1/2.1.1.1278-03 Гигиенические требования к естественному, искусственному и совместному освещению жилых и общественных зданий.
2. ПБ НГП Правила нефтяной и газовой промышленности
3. ГОСТ 12.1.003-83 (1999) ССБТ. Шум. Общие требования безопасности
4. ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования.
5. ГН 2.2.5.1313–03. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны. Гигиенические нормативы.
6. ГОСТ 12.2.009-80 Станки | металлообрабатывающие общие требования безопасности.
7. ГОСТ 12.2.003-74 Оборудование производственное.
8. ГОСТ 12.4.026-76 ССБТ. Цвета сигнальные и знаки безопасности.
9. (ГОСТ 12.1.009-82. ССБТ. Электробезопасность.
10. ПУЭ Правила устройства электроустановок.