

Инженерная Школа Природных Ресурсов
Специальность 21.05.03 Технология геологической разведки
Отделение школы (НОЦ) Отделение Нефтегазового Дела

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

Тема работы
Технология и техника сооружения разведочно-эксплуатационной скважины на газонефтяном месторождении Узень (Мангистауская область, Казахстан)

УДК: 622.143:622.323(574.1)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
225Б	Аманов Данияр Санджарулы		15.06.2020

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Ковалев А.В.	К.т.н.		18.06.2020

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Бондарчук И.Б.	Ст. преподаватель		18.06.2020

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Якимова Т.Б.	К.э.н		17.06.2020

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гуляев М.В.			17.06.2020

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Ростовцев В.В.	К.г.-м.н.		19.06.2020

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Инженерная Школа Природных Ресурсов
 Направление подготовки (специальность) 21.05.03 Технология геологической разведки
 Отделение школы (НОЦ) Отделение Нефтегазового Дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП
 _____ Ростовцев В.В.
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

ДИПЛОМНОГО ПРОЕКТА

Студенту:

Группа	ФИО
225Б	Аманову Данияру Санджаруды

Тема работы:

Технология и техника сооружения разведочно-эксплуатационной скважины на газонефтяном месторождении Узень (Мангистауская область, Казахстан)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№148-б/с от 27.05.2020

Срок сдачи студентом выполненной работы:	18.06.2020
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Объект исследования:
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	1. Технология и техника проведения буровых работ. 2. Обзор и анализ устройств для испытания продуктивных пластов в открытом стволе
Перечень графического материала	1. Структурная карта и геологический разрез. 2. ГТН. 3. Схема расположения бурового оборудования. 4. Схема обвязки цементирования. 5. Схемы устройств для испытания пррдуктивных пластов в открытом стволе. 6. Классификация систем для испытания и опробования пластов.

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
Социальная ответственность	Гуляев М.В.
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Якимова Т.Б

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	27.01.2020
---	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Ковалев А.В.	К т. н.		27.01.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
225Б	Аманов Данияр Санджарулы		27.01.2020

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность) 21.05.03 технология геологической разведки
 Уровень образования Специалитет
 Отделение школы (НОЦ) Отделение Нефтегазового Дела
 Период выполнения осенний / весенний семестр 2019/2020 учебного года

Форма представления работы:

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

(бакалаврская работа, дипломный проект/работа, магистерская диссертация)

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	15.06.20
--	----------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
25.04.2020	<i>Описание теоретической части проекта</i>	50
18.05.2020	<i>Выполнение расчетной части проекта</i>	30
10.06.2020	<i>Устранение недостатков проекта</i>	20

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Ковалев А.В.	К. т. н.		27.01.2020

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Ростовцев В.В.	К. г-м.н.		27.01.2020

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
225Б	Аманов Данияр Санджарулы

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	ОНД
Уровень образования	Специалитет	Направление/специальность	Технология геологической разведки

Тема ВКР:

Технология и техника сооружения разведочно-эксплуатационной скважины на газонефтяном месторождении Узень (Мангистауская область, Казахстан)

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования и области его применения	Объектом исследования является газонефтяное месторождение Узень (Мангистауская область, Казахстан)
---	--

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:	Рассмотреть специальные правовые нормы трудового законодательства; организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.
2. Производственная безопасность:	Анализ потенциально возможных вредных и опасных факторов проектируемой производственной среды. Разработка мероприятий по снижению воздействия вредных и опасных факторов: <i>Опасные факторы:</i> – аппараты, работающие под давлением. – острые кромки, заусеницы и шероховатость на поверхности инструментов и труб; – поражение электрическим током. <i>Вредные факторы:</i> – отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе и в помещении; – недостаточная освещенность рабочей зоны; – повышенный уровень шума и вибрации; – утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу; – повреждения в результате контакта с насекомыми
3. Экологическая безопасность:	– анализ воздействия объекта на атмосферу, гидросферу и литосферу. – решение по обеспечению экологической безопасности.
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	– Анализ 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. – Пожаровзрывоопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения)

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	27.01.2020
---	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гуляев Милий Всеволодович			27.01.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
225Б	Аманов Данияр Санджарулы		27.01.2020

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

Студенту:

Группа	ФИО
225Б	Аманов Данияру Санджарулы

Инженерная школа	Природных ресурсов	Отделение школы (НОЦ)	ОНД
Уровень образования	Специалитет	Направление/ специальность	21.05.03 «Технология геологической разведки» /горный инженер буровик

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

<i>1. Стоимость ресурсов проводимого исследования: материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	Стоимость выполняемых работ, материальных ресурсов, согласно применяемой техники и технологии, в соответствии с рыночными ценами
<i>2. Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	Нормы расхода материалов, нормы амортизационных отчислений, нормы времени на выполнение операций в ходе проведения геологоразведочных работ согласно справочникам Единых норм времени (ЕНВ) и др.
<i>3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Ставка налога на прибыль 20 %; Социальные отчисления 30%; Налог на добавленную стоимость 20%

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<i>1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения исследования с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	Технико-экономическое обоснование целесообразности внедрения новой техники или технологии выполнения работ
<i>2. Планирование и формирование бюджета проекта</i>	Расчет трудоемкости работ и сметной стоимости проектируемых работ. Формирование календарного плана выполнения работ

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	27.01.2020
---	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН	Якимова Т.Б.	к.э.н.		27.01.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
225Б	Аманов Д.С.		27.01.2020

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)
<i>Профессиональные компетенции</i>	
P1	Разрабатывать технологические процессы на всех стадиях геологической разведки и разработки месторождений полезных ископаемых, внедрять и эксплуатировать высокотехнологическое оборудование
P2	Ответственно использовать инновационные методы, средства, технологии в практической деятельности, следуя принципам эффективности и безопасности технологических процессов в глобальном, экономическом, экологическом и социальном контексте
P3	Применять знания, современные методы и программные средства проектирования для составления проектной и рабочей документации на проведение геологической разведки и осуществления этих проектов
P4	Определять, систематизировать и получать необходимые данные с использованием современных методов, средств, технологий в инженерной практике
P5	Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов на основе современных методов моделирования и компьютерных технологий
P6	Эффективно работать индивидуально, в качестве члена команды по междисциплинарной тематике, а также руководить командой для решения профессиональных инновационных задач в соответствии с требованиями корпоративной культуры предприятия и толерантности
	Проводить маркетинговые исследования и разрабатывать предложения по повышению эффективности использования производственных и природных ресурсов с учетом современных принципов производственного менеджмента, осуществлять контроль технологических процессов геологической разведки и разработки месторождений полезных ископаемых
<i>Универсальные компетенции</i>	
P7	Использовать <i>глубокие знания по проектному менеджменту</i> для ведения <i>инновационной</i> инженерной деятельности с учетом юридических аспектов защиты интеллектуальной собственности
P8	Идентифицировать, формулировать, решать и оформлять профессиональные инженерные задачи с использованием современных образовательных и информационных технологий
P9	Эффективно работать индивидуально, в качестве <i>члена и руководителя группы</i> , состоящей из специалистов различных направлений и квалификаций, демонстрировать ответственность за результаты работы и готовность <i>следовать корпоративной культуре</i> организации
P10	Демонстрировать <i>глубокие знания социальных, этических и культурных аспектов</i> инновационной инженерной деятельности, компетентность в вопросах <i>устойчивого развития</i>
P11	<i>Самостоятельно учиться</i> и непрерывно <i>повышать квалификацию</i> в течение всего периода профессиональной деятельности

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 157 страниц, 21 рисунок, 44 таблиц, 6 графических приложения

Ключевые слова: рудная зона, месторождение Узень, бурение скважин, цементирование скважин, опробователь.

Объектом исследования является месторождение Узень, расположенное на полуострове Мангышлак в южной части, Республика Казахстан.

Цель работы – составление проекта поисковых работ на рудное золото с характеристикой геологического строения территории, обоснованием методики проведения поисковых работ.

В процессе исследования проводились работы по изучению геологического строения участка работ, выявлены предпосылки и признаки оруденения, изучены данные геохимических работ.

В результате исследования были выявлены рудные зоны и поставлена методика проведения работ.

Экономическая эффективность/значимость работы: проектируемые работы направлены на оценку прогнозных ресурсов категории Р1 и Р2 с целью укрепления минерально – сырьевой базы Республики Казахстан.

В будущем планируется разработать проект оценочных работ.

Abstract

The final qualification work contains 157 pages, 21 figures, 44 tables, 6 graphic applications

Key words: ore zone, Uzen deposit, well drilling, well cementing, sprayer.

The object of the study is the Uzen deposit, located on the Mangyshlak peninsula in the southern part, the Republic of Kazakhstan.

The purpose of the work is to draw up a project of prospecting works for ore gold with a characteristic of the geological structure of the territory, justifying the methodology for conducting prospecting.

During the study, work was carried out to study the geological structure of the site of work, the prerequisites and signs of mineralization were identified, and the data of geochemical studies were studied.

As a result of the study, ore zones were identified and a methodology for carrying out the work was set.

Economic efficiency / significance of the work: the designed work is aimed at assessing the forecast resources of categories P1 and P2 with the aim of strengthening the mineral and raw material base of the Republic of Kazakhstan.

In the future, it is planned to develop a draft appraisal work.

Определения, обозначения, нормативные ссылки

В работе были использованы следующие определения:

Бурение – процесс разрушения горных пород с использованием специальной техники – бурового оборудования. Бурение делится на три вида: вертикальное, наклонно-направленное и горизонтальное.

Бурение скважин – это процесс сооружения направленной горной выработки большой длины и сравнительно небольшого диаметра, без доступа человека внутрь. Начало скважины на поверхности земли называют устьем, дно – забоем, а стенки скважины образуют ее ствол.

Буровая скважина – цилиндрическая горная выработка, пробуренная с поверхности земли или из подземной выработки без доступа человека к забою под любым углом к горизонту, диаметр которой составляет, как правило, от 75 мм до 500 мм.

Бурильная колонна – спущенная в скважину сборка из бурильных труб (штанг) скрепленных между собой бурильными замками или резьбовым соединением, предназначенную для подачи гидравлической и механической энергии к долоту, для создания осевой нагрузки на долото.

Буровая установка – комплекс машин и агрегатов, предназначенных для выполнения комплекса технологических процессов при бурении скважин.

Дебит скважины – объём жидкости (воды, нефти) или газа, стабильно поступающий из некоторого естественного или искусственного источника в единицу времени.

Долото шарошечное – долото с шарошками, предназначенное для разрушения твердых (скальных) пород.

Колонна обсадная – элемент буровой установки, обеспечивающий защиту скважины от разрушения и попадания в воду породы.

Колонна фильтровая – фильтрующая конструкция, состоящая из надфильтровой трубы, фильтра и отстойника.

Лебедка – грузоподъемное устройство.

Отстойник – накопительная емкость для сбора осадка пород.

Обустройство скважины – комплекс инженерно-строительных работ, направленных на комфортное использование водозаборной скважины. Включает

в себя следующие виды работ: земляные работы, монтаж кессона и водоподъемного оборудования, монтаж автоматики и пуско-наладочные работы.

Освоение скважины – комплекс мероприятий, направленных на введение скважины в эксплуатацию.

Пластовое давление – давление, образуемое породами под действием гравитации.

Скважина разведочная – скважина меньшего диаметра, чем эксплуатационная. Используется для более быстрого поиска водоноса.

Скважина эксплуатационная – скважина для добычи воды.

Скорость вращения редуктора – скорость вращательного движения осевой конструкции.

Скорость проходки – скорость вертикального поступательного движения долота.

Труба буровая (бурильная труба, буровая труба) – прочная труба с буровыми замками, передающая крутящий момент вала вертлюга и вертикальную осевую нагрузку долоту, и обеспечивающая подачу воды или бурового раствора ко дну скважины.

Труба обсадная – металлическая, асбестоцементная или полиэтиленовая труба в готовой скважине, закрывающая устье от породы.

Шлам – выбуренная из скважины порода.

При написании дипломной работы были использованы следующие стандарты:

ГОСТ 632-80 Трубы обсадные и муфты к ним. Технические условия.

ГОСТ 27834 Замки приварные для бурильных труб. Технические условия.

ГОСТ 10704-91 Трубы стальные электросварные прямошовные.

Сортамент.

ГОСТ 1581-96 Портландцементы тампонажные. Технические условия.

ГОСТ 450-77 Кальций хлористый технический. Технические условия.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	16
1. ГЕОЛОГО-МЕТОДИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ.....	17
1.1 Географо-экономические условия проведения работ	17
1.1.1 Административное положение объекта работ	17
1.1.2 Рельеф	17
1.1.3 Климат.....	17
1.1.4. Растительность. Животный мир.....	18
1.1.5. Гидросеть.....	20
1.1.6 Территории природоохранного назначения	21
1.1.7 Пути сообщения.....	21
1.2. Обзор ранее проведенных геологоразведочных работ	21
1.3 Геологическая характеристика объекта геологоразведочных работ	23
1.3.1 Геолого-структурная характеристика.....	23
1.3.2. Тектоника	24
1.3.3 Нефтегазаносность	26
1.3.4 Гидрогеологические условия	36
2. ТЕХНОЛОГИЯ И ТЕХНИКА ПРОВЕДЕНИЯ БУРОВЫХ РАБОТ ...	39
2.1 Обоснование способа бурения	39
2.2 Обоснование конструкции скважины.....	40
2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя	40
2.2.2 Построение совмещенного графика давлений	43
2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска... ..	44
2.2.4 Выбор интервалов цементирования	44
2.2.5 Диаметр ПРИ и обсадных колонн.....	45
2.2.6 Разработка схем обвязки устья скважины	46
2.3 Углубление скважины.....	47

2.3.1	Выбор способа бурения	47
2.3.2	Выбор породоразрушающего инструмента	47
2.3.3	Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород	48
2.3.4	Расчет частоты вращения долота	49
2.3.5	Выбор и обоснование типа забойного двигателя	51
2.3.6	Расчет необходимого расхода бурового раствора.....	53
2.3.7	Выбор компоновки и бурильной колонны.....	56
2.3.8	Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов.....	60
2.3.9	Выбор гидравлической программы промывки скважины.....	64
2.4	Проектирование процессов заканчивания скважин.....	66
2.4.1	Выбор обсадных колонн	66
2.4.1.1	Наружные избыточные давления.....	67
2.4.1.2	Расчет внутренних избыточных давлений	70
2.4.1.3	Конструирование обсадной колонны по длине.....	74
2.4.2	Процесс цементирования скважины.....	74
2.4.2.1	Выбор способа цементирования обсадных колонн	74
2.4.2.2	Расчет объема тампонажной смеси и количества составных компонентов	74
2.4.2.3	Обоснование типа и расчет объема буферной, продавочной жидкостей	75
2.4.3	Гидравлический расчет цементирования скважины.....	75
2.4.3.1	Выбор типа и расчет необходимого количества цементировочного оборудования	75
2.4.3.2	Режим закачки и продавки тампонажной смеси	76
2.4.4	Выбор технологической оснастки обсадных колонн.....	77
2.4.5	Проектирование процессов испытания и освоения скважин..	78
2.5	Расчет усилий в ветвях талевого системы и нагрузки на мачту	78
2.6	Расчет талевого каната	79
2.7	Выбор буровой установки	80
3	СПЕЦИАЛЬНАЯ ЧАСТЬ по теме «Обзор и анализ устройств для испытания продуктивных пластов в открытом стволе»	82
3.1	Классификация способов испытания пластов	82

3.2. Исследование скважин опробователями пластов	84
3.3 Опробователи, сбрасываемые внутрь бурильной колонны	89
3.4 Исследование скважин трубными пластоиспытателями	91
3.4 Качественный анализ диаграмм глубинных манометров	96
3.5 Расчет бурильной колонны и хвостовика при испытании пластов.	99
3.6 Испытание пластов с использованием эжекторного пластоиспытателя.....	106
4. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	110
Введение	110
4.1 Профессиональная социальная безопасность.....	112
4.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	112
4.1.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства.....	112
4.1.2. Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	112
4.2. Производственная безопасность	113
4.2.1 Анализ опасных и вредных производственных факторов.....	115
4.2.2 Общие меры безопасности	115
4.3 Экологическая безопасность.	116
4.3.1 Охрана атмосферного воздуха	116
4.3.2 Охрана поверхностных и подземных вод.	122
4.3.3 Охрана земельных ресурсов.	124
4.3.4 Растительный и животный мир.	128
4.3.5 Охрана недр.....	129
4.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	129
4.4.1 Пожаробезопасность.	130
Вывод	133
5. финансовый менеджмент, ресурсоэффективность ресурсосбережение.	134

5.1	Организационно-экономическая характеристика бурового предприятия.....	134
5.2	Анализ основных технико-экономических показателей месторождения.	135
5.3	Реализация программы восстановления месторождения.	136
5.4	Определение эксплуатационных затрат до внедрения мероприятий.	137
5.5	Расчет фонда оплаты труда (ФОТ)	140
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ	152
	СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	155

ВВЕДЕНИЕ

Нефтяная и газовая отрасли промышленности занимают одно из ведущих мест в народном хозяйстве Республики Казахстан, в значительной мере способствуя развитию прогресса, а тем самым и благосостоянию общества, более 30% современного мирового потребления топливно-энергетических ресурсов приходится на долю нефти.

Добыча нефти и газа являются наиболее интенсивно развивающейся отраслью в экономике Казахстана. В условиях интенсификации процессов освоения нефтегазовых месторождений вопросы повышения эффективности работы скважин и подготовки нефти становятся все более необходимой задачей требующих неотлагательных решений.

При добыче нефти происходит образование устойчивых нефтяных эмульсий, что приводит к большим потерям нефти и загрязнению сточных вод. Обводнение продуктивных пластов нефтяных месторождений создает серьезные осложнения при добыче, сборе и подготовке нефти, связанные с образованием водонефтяных эмульсий.

Нефть месторождения Узень отличается высоковязкостью и высоким содержанием парафина и асфальтеносмолистых веществ. Современные способы и приемы обезвоживания и обессоливания нефти (отстаивание в резервуарах или отстойниках, использование электрических полей различной конфигурации и напряженности, а также гидродинамические методы, различные виды промывок нефтяных эмульсий, применение коалесцирующих фильтров и др.) представляют собой разновидности химического деэмульгирования. Только деэмульгаторы обеспечивают необратимое разрушение защитных слоев смолисто-асфальтеновых веществ (САВ) на поверхности капель эмульгированной воды. Использование добытой сырой нефти возможно при условии удаления из нее эмульгированной воды, так как присутствие солей в пластовой воде увеличивает коррозию оборудования, нейтрализует катализаторы нефтехимических процессов и повышает зольность конечных продуктов переработки нефти.

1. ГЕОЛОГО-МЕТОДИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

1.1 Географо-экономические условия проведения работ

1.1.1 Административное положение объекта работ

Месторождение Узень расположено в полуострове Мангышлак в южной части, известной под названием Южно - Мангышлакский прогиб.

Орфографический Южно-Мангышлакский район представляет собой обширное слабосхолменное плато, слегка наклоненное к югу и юго-западу, в сторону моря с абсолютными отметками от + 260 метров с севера до + 24 метров в юге.

В центральной и южной частях района располагаются обширные бессточные впадины, из которых наиболее крупной является впадина Карагие, имеющая минимальную абсолютную отметку - 132 метра.

1.1.2 Рельеф

Рельеф в районе Узеньского месторождения имеет сложное строение:

Центральную часть занимает плато, расположенное между двумя бессточными впадинами Узень и Тунгракшин. На западе и северо-западе в пределах площади месторождение плато круто обрывается в виде уступов в сторону впадины Узень.

Сарматские известняки и глины, которыми сложено плато, на западе в виде выступа, называемого Хумурунским, выдаются во впадину Узень. Впадина Узень занимает площадь около 500 квадратных километров. Дно впадины изрезанно глубокими оврагами.

В восточной части площади расположена впадина Тунгракшин. Она вытянута в меридиальном направлении, размеры и глубина ее уступают впадине Узень. Абсолютная отметка составляет +132 метра.

1.1.3 Климат

Климат района континентальный лето жаркое и продолжительное. В

отдельные годы температура воздуха повышается до + 45 С.

Зима малоснежная с сильными ветрами, нередко бураном. Среднегодовая скорость ветра 6 - 8 метров в секунду. В наиболее холодные зимы морозы достигают, \\4\\--

30 0 С. Количество осадков не превышает 50-60 мм в засушливые годы. Растительный и животный мир характерен для пустынь и полупустынь.

Освоение нефтяных месторождений на полуострове Мангышлак, в безводной пустынной зоне стало возможными благодаря большим объемам работ по строительству дорог, современных городов для нефтяников и других производственных объектов.

1.1.4. Растительность. Животный мир

Острый недостаток влаги и солонцеватость почв определяют особенности растительного покрова полупустынь – его разорванный, несплошной характер, преобладание засухоустойчивых дерновинных злаков и полукустарников, значительное развитие эфемеров и эфемероидов, иногда лишайников. По составу и структуре травостоя это полынно-злаковые степи. Из злаков наиболее характерны типчак, тырса, ковыль Лессинга (*Stipa lessingiana*), ковыль сарептский (*Stipa sareptana*) (По мнению Т. Б. Вернандер, группировки ковыля сарептского особенно характерны для полупустыни и в зональных условиях свойственны только ей. За пределами этой зоны он встречается лишь «в особых условиях существования»), житняк гребневидный (*Agropyrum cristatum*), житняк сибирский (*A. sibiricum*), житняк пустынный (*A. desertorum*); из полукустарников – белая полынь (*Artemisia lercheana*), черная полынь (*A. rauciflora*), прутняк (*Kochia prostrata*), ромашник (*Pyrethrum achilleifolium*). Типичный эфемероид полупустынь – живородящий мятлик (*Poa bulbosa*), встречаются тюльпаны (*Tulipa*).

Как и почвы, растительный покров полупустынь обладает исключительной пестротой (комплексностью). В Прикаспийской полупустыне растительный комплекс чаще всего бывает трехчленным: типчаково-ромашниковые группировки на светло-каштановых почвах чередуются с полынными и полынно-солянковыми ассоциациями на солонцах и злаково-

луговой степью по западинам и лиманам. По сравнению со злаковыми степями в полупустынях резко сокращается – до 5-12,5 т/га – общий запас растительной массы. Большую часть года, с апреля по ноябрь, полынно-злаковые степи используются в качестве пастбищ. В теплые зимы на юге зоны пастьба скота возможна круглый год. «Разливы» и лиманы используются для заготовки сена.

polupust

«Разливы» – один из замечательных типов местности полупустынь, лучше всего выраженный на севере Прикаспийской низменности. Это лиманы дельтового типа, «устья» бессточных рек. Весной на короткое время разливы превращаются в мелководные озера, летом они покрываются густой луговой растительностью, прерываемой пятнами солончаков, тростниково-камышовыми зарослями, реже озерками. Таковы Камыш-Самарские, Чижинские, Дюринские и др. Значительная часть их покрыта прекрасными пырейными лугами. Об огромных кормовых ресурсах разливов можно судить по тому, что площадь их в многоводные годы только в одной бывшей Западно-Казахстанской области достигает 500 тыс. га.

В животном мире полупустынь исключительную роль играют грызуны. Среди них по обилию и воздействию на ландшафт выделяются малый и желтый (песчаный) суслики (*Citellus pygmaeus*, *C. fulvus*). Малый суслик находит оптимальные условия для своего существования. С выбросами сусликов связано образование бугоркового микрорельефа, усиливающего комплексность почвенно-растительного покрова. Желтый суслик, не встречающийся восточнее Сары-Су, имеет промысловое значение. Весьма характерны для полупустынь степная пеструшка и различные виды тушканчиков, особенно емуранчик (*Scirtopoda telum*); много полевок, мышей, слепушонок (*Ellobius talpinus*). До сих пор часто в полупустынях антилопа сайгак (*Saiga tatarica*), численность которой на территории СССР, включая и полупустыни, достигает 1,9 млн. голов (по данным на 1974 г.). При организованном промысле можно ежегодно добывать десятки тысяч сайгаков без ущерба для их основного поголовья.

Из хищников обычны волк, степной хорь, лисица-корсак. Разнообразен состав птиц: степной орел, дрофа-джек, или вихляй (*Otis undulata*), журавль-красавка (*Anthropoides virgo*), черный и белокрылый жаворонки (*Melanocorypha*

yeltoniensis, M. leucoptera). Очень обилен в полупустыне итальянский прус (*Calliptamus italicus*) – опасный вредитель посевов. «В «саранчовые годы» прус превосходит по массе все другие, взятые вместе, виды насекомых сухих и пустынных степей и служит важнейшим кормом огромному числу животных, от хищных жуков, ящериц и змей до мелких и крупных птиц и многих млекопитающих» (Формозов). Общий запас зоомассы в полупустынях оказывается очень небольшим – в среднем 20-30 кг/га, снижаясь до нескольких килограммов на гектар в засушливых восточных районах зоны.

1.1.5. Гидросеть

Саусканское (179). Расположено в пределах песчаных массивов Саускан-Бастанкум (К-39-VI). Разведано для питьевого водоснабжения нефтепромыслов Жетыбай, Узень и пос. Ералиево. Перспективными для использования являются пресные подземные воды, приуроченные к эоловым пескам массива Саускан. Водоносный горизонт перспективен в центральной части массива и имеет протяженность 30 км. Разделяется на два участка - Северный и Южный. Подземные воды в эоловых отложениях получили не повсеместное распространение, что вызвано различной мощностью четвертичных отложений и неровностью рельефа подстилающих водоупорных пород палеогенового возраста. Площадь Саусканского месторождения, где расположены пресные воды, составляет около 164 км². Мощность водоносного горизонта колеблется от 9.8 до 21.1 м (Северный участок) и от 10.2 до 19.3 м (Южный участок). Глубина залегания уровня в среднем изменяется от 4 до 7 м с разбросом от 1.5 до 24 м. Дебиты скважин изменяются от 0.6 до 4 л/с при понижении уровня на 6.2-19.0 м. Подземные воды месторождения пресные с минерализацией 0.2-0.8 г/л. По содержанию вредных компонентов соответствуют ГОСТу “Вода питьевая” и пригодны для использования в качестве питьевых. Гидрогеологические параметры: коэффициент фильтрации - 4.05 м/сут, уровнепроводность - 3.5×10^2 м²/сут, водоотдача - 0.14. Оценка эксплуатационных запасов месторождения произведена гидродинамическим методом на двух самостоятельных участках: Северном и Южном. Расчетные водозаборы представляют собой два линейных ряда скважин, расположенных на

расстоянии 14.2 км друг от друга. Длина первого - 17.5 км (20 скважин), а второго - 14.2 км (15 скважин). Расчетный дебит скважины - 3 л/с. Глубина скважины - 50 м. К концу амортизационного периода сработка мощности водоносного горизонта на Северном участке составит 0.52-0.80, а на южном - 0.76-0.80. Эксплуатационные запасы месторождения утверждены ГКЗ СССР (протокол № 4749 от 15.12.65 г.) в количестве, тыс. м³/сут: А - 3.2, В - 2.2, С1 - 6.5, А+В+С1 - 11.9. Месторождение эксплуатируется с 1965 года. Современный водоотбор составил 3.674 тыс. м³/сут.

1.1.6 Территории природоохранного назначения

Природные, экономические, исторические, культурные объекты, которые представляли бы высокую экономическую, экологическую, рекреационную ценность, а также особо чувствительные (уязвимые) природные зоны или объекты (природные, культурные и т. п.) в непосредственной близости от объекта отсутствуют.

1.1.7 Пути сообщения

Транспортная связь участка работ с областным центром (г. Жанаозен) осуществляется по автотранспортной дороге с асфальтовым покрытием, расстояние по автотрассе до г. Жанаозен составляет – 15 км.

1.2. Обзор ранее проведенных геологоразведочных работ

Изучение геологического строения Мангышлака начато в конце прошлого столетия. К наиболее важным этапам геологического исследования в дореволюционный период относится отрезок времени с 1887 года по 1916 год, когда здесь работал Андрусов К.И. и его ученики. В результате этих работ была создана монографическая сводка о геологическом строении горного Мангышлака и опубликована первая схема стратиграфического расчленения юрских отложений в этом районе.

Первые признаки нефти на Мангышлаке обнаружены в 1899 – 1901 годах в районе оврагов и колодцев Таспас, при проведении военно-топографической съёмки.

Из наиболее значительных исследований по стратиграфии, тектонике и нефтеносности Мангышлака в более поздний период (1926-1942 годы) следует отметить работы Боярупаса М.В. , Алексейчика С.М. и Мокринского В.В.

Во многих отношениях заслуживает внимания работы Алексейчика С.Н. (1936, 1941 годах), изучавшего геологическое строение Мангышлака в связи с его нефтегазоносностью. Им было выявлено Узенское поднятие. Это был первый исследователь, с убежденностью высказавшийся о том, что нефть на Мангышлаке генетически может быть связана только с юрскими отложениями.

В 1951 году составлена сводка по геологии и нефтеносности Западного Казахстана, проведён анализ всего геологического материала и дана высокая оценка перспектив нефтегазоносности полуострова Мангышлак.

В 1957–1961 годы ВНИГРИ (Даянов В.Ф., Трифонов, и др.) был рекомендован на Мангышлаке ряд районов для проведения поисков и разведки нефти и газа. В пределах Жетыбайской и Узенской структур в 1959–1966 годах проводилась геологическая съёмка в масштабе 1: 50000.

Одновременно с геологической съёмкой и структурно-поисковым бурением проводились сейсморазведочные работы.

На площади Узень 5. 01. 1961 года при бурении структурно-поисковой скважины N 18 впервые получен фонтан газа. Забой скважины при глубине 365,7 м. находился в отложениях Альба. Завершающим этапом поисковых работ на Узенской площади явилось глубокое структурно-поисковое бурение, в задачу которого входило выявление промышленной нефтегазоносности разреза, юрских и нижнемеловых отложений.

В соответствии с Постановлением Совета министров СССР от 15. 09. 1961 года производственным организациям совместно с научно-исследовательскими организациями ВНИГРИ, ВНИИ, ВНИИ газ в 1962 года был составлен проект промышленной разведки месторождения Узень. Запасы нефти были утверждены ГКЗ СССР в мае 1966 года.

Проект опытной эксплуатации и генеральная схема разработки месторождения Узень составлена ВНИИ нефть в 1965 году, утверждена

центральной комиссией по разработке МНП в декабре 1965 года.

Генеральной схемой в утверждённом варианте предусматривалось разрабатывать I и II объекты (XIII+XIV и XV+XVI горизонты) при поперечном разрезании восемью рядами нагнетательных скважин, III объект (XVII горизонт) при законтурном заводнении, а IV объект (XVIII горизонт) без поддержания пластового давления, при режиме вытеснения газированной нефти водой за счёт упругости законтурной области.

Анализ основных технологических показателей и особенностей процесса извлечения нефти из столь мощных многопластовых объектов выявил целый ряд недостатков в их разработке. В результате в начале 1973 года было принято решение о разукрупнении I и II объектов, и выделение каждого в самостоятельный объект эксплуатации.

Промышленная закачка воды началась осуществляться с 1967 года, т.е. спустя два года после начала разработки месторождения Узень. Учитывая специфические особенности узенской нефти, в соответствии с рекомендациями генеральной схемы разработки месторождения с 1970 года ведутся работы по внедрению объектов для закачки горячей воды в продуктивные горизонты.

В настоящее время горячая вода подготавливается на различных установках. Так как приготовление горячей воды связано с большими затратами на её нагрев, разработан циклический метод закачки горячей воды. Сущность его заключается в том, что в продуктивный пласт закачивают поочерёдно заданные объёмы, то горячей, то холодной водой. В процессе закачки горячей воды нагревается кровля и подошва пласта. В этом случае холодная вода нагревается за счёт поступающего тепла из нагретой кровли и подошвы пласта, а при закачке холодной воды горячая вода вытесняется в глубь пласта.

1.3 Геологическая характеристика объекта геологоразведочных работ

1.3.1 Геолого-структурная характеристика

Отложения, включающие продуктивные горизонты месторождения Узень, являются терригенными, континентальными и лагунно-континентальными среднеюрскими образованиями байосского и ааленского ярусов.

Литологические породы на месторождении представлены частым и неравномерным чередованием песчаников, алевролитов и глин, содержащих большое количество углистых растительных остатков и отпечатков флоры, присутствуют тонкие линзовидные прослои углей. Текстура пород горизонтальная, пологоволнистая, неяснослоистая, линзовидная, реже массивная. Для пород характерна как вертикальная, так и латеральная литологическая изменчивость.

Песчаники преимущественно мелкозернистые, с подчиненными прослоями среднезернистых разностей, с различной степенью цементации. В зависимости от содержания рассеянного обугленного растительного детрита и глинистого материала окрашены в серые до темно-серых, буровато-серые тона.

Алевролиты неравномерно песчаные, с включениями мелкого и крупного обугленного растительного детрита, темно-серые.

Глины серые и темно-серые до черных содержат значительное количество мелкого, реже крупного обугленного растительного детрита.

Черное углисто-глинистое вещество распределено, в основном, по слоистости в виде небольших линз и включений.

Основными породообразующими компонентами песчаников и алевролитов являются обломки кремнистых, слюдисто-кремнистых, глинистых и эффузивных пород, зерна кварца и полевых шпатов, листочки мусковита и биотита. Форма зерен угловатая или полуокатанная. Цемент по составу глинистый, основным компонентом в нем является каолинит с примесью гидрослюд и хлорита. Тип цемента пленочный гидрослюдистый, поровый каолинитовый, порово-пленочный, крустификационный хлоритовый и, редко, порово-базальный глинистый.

1.3.2. Тектоника

Узеньская структура расположена в северной приподнятой части Жетыбай-Узеньской тектонической ступени, приуроченной к северному

горизонту Южно-Мангышлакского прогиба. Она занимает наиболее высокое структурное положение и выделяется своими крупными размерами.

Узеньская структура на севере граничит с южно-восточной периклиналью, от соседнего Тенгизского поднятия.

Узеньская складка соседствует с Карамандыбасской структурой. Структура Узень относится к типу брахиантиклинальной.

Отношение длины оси к короткой в пределах изогипса увеличивается до 411 метров.

Узеньская структура протянулась в направлении с востока и юго-востока на запад и северо-запад. Ось складки изогнута.

Одной из характерных особенностей Узеньской складки является ее слабая дислоцированность разрывных нарушений.

На структурных картах, построенных по XIII горизонтам выделяется пять нарушений, из которых два являются более достоверным, чем остальные. К достоверным нарушениям относятся два нарушения в районе скв. 517, 668 (III-разрезающий ряд), в районе скв. 51, 62 (VI-A разрезающий ряд).

К предполагаемым нарушениям - три в районе скв. 82, 87 (между рядами IV-A и IV).

Первое тектоническое нарушение (считая с востока на запад) северо-восточное (III- ряд) проводится условное между скв. 1177 -1045. Оно предполагается на основании несовпадения линий изотип. Здесь неясно строение складки северо-восточного крыла структуры. Второе дизъюнктивное нарушения (III-A ряд) проводится достаточно обоснованно. Для прослеживания этого нарушения были построены ряд профилей через скв. 214, 228 и 514, 465. Нарушение хорошо прослеживается в скв. 517 и подтверждается скважиной 668.

В этой скважинах выпадение части продуктивного разреза составляет величину около 35 м. В разрезе скв. 517 отсутствует нижняя часть XIII

горизонта мощного 9 м., на северном крыле складки, в районе скв. 270-265, и на юге от района скв. 1198-309, нарушение пока ее выявляется, возможно потому, что на севере и на юге от района скв. 517 и 668 амплитуда нарушения уменьшается и оно затухает.

Эти нарушения являются практически первым, которые установлены по результатам сопоставления разрезов ряд скважин.

Сопоставление структурных карт составленных по меловым отложениям, кровле XIII горизонта и нижележащих продуктивных горизонтов, показывает полную идентичность форм и ориентированность структур по различным горизонтам средней, верхней юры, нижнего и верхнего мела. Это обстоятельство показывает, что основные черты строения складки с глубиной полностью сохраняются. Наряду с этим сопоставление указанных структурных карт указывает на закономерность увеличения со стратиграфической глубиной углов падения пластов и амплитуды складки.

1.3.3 Нефтегазаносность

В 1997 году из месторождения Узень добыто 2884500 тонн нефти. Распределение отборов нефти по горизонтам следующие: (%) XIII горизонт - 27,5; XIV горизонт - 39,9; XV горизонт - 12; XVI горизонт - 10,9; XVII горизонт - 5,7; XVIII горизонт - 1,7; Хумурунский купол - 1,2; Северо-западный купол - 1,4; Парсумурунский купол - 1,6%. В течении 1980 годов интенсивно разбуривались продуктивные горизонты: Хумурунского, Северо-западного и Парсумурунского куполов. Это способствовало увеличению отборов нефти из них на 4,66 и 58 % соответственно. Наибольшей добычей нефти и жидкости характеризуется XIII - XIV горизонты. Добытая нефть из них составила 64 % от всей добытой нефти из месторождения. Среднесуточный дебит одной добывающей скважины на месторождении по горизонтам от 3,1 до 5,4 т / сут. по нефти, от 6,7 до 15,8 т /сут. по жидкости. XIII - XIV горизонты разделены рядами нагнетательных скважин на 64 блока самостоятельной разработки. Блоки даже в пределах одного горизонта существенно различаются между собой начальными балансовыми извлечёнными запасами коллекторов и свойствами продуктивных пластов, степенью разбуренности и поэтому добыча нефти и жидкости

изменяется в широком диапазоне. Характеристика отборов нефти и жидкости по способам эксплуатации на 1.01. 2001 год: основная добыча нефти из месторождения (97 %) осуществляется глубинно-насосными (ШГН) и газлифтным способом эксплуатации. Несмотря на то, что фонд газлифтных скважин составляет только 9,2 % всего добывающего фонда, добыча нефти газлифтным способом составляет 16,6 %, а добыча жидкости - 24 % всей добычи из месторождения. Это объясняется тем, что средние дебиты нефти и жидкости по газлифтным скважинам в 3 – 3,5 раза выше, чем по скважинам, оборудованных глубинными насосами, количество которых достигает 92,7 % всего добываемого фонда.

Газы узенского месторождения относятся к типу метановых, при некотором увеличении этана с глубиной. Газоносные горизонты содержат преимущественно « сухой » метановый газ с примесью азота, углекислого газа. Плотность газа невысока в пределах 0,562 – 0,622 кг / м³

Распространение по площади пластов коллекторов определено по картам эффективных нефтенасыщенных толщин пластов, объектов разработки и горизонтов в целом.

Продуктивные отложения месторождения Узень относятся к самостоятельному классу коллекторов – коллекторам полимиктового состава, отличающимся определённым своеобразием свойств. Основным фактором, обуславливающим принадлежность данного коллектора к этому классу, является высокий процент в составе пород, неустойчивость к химическим и механическим воздействиям минералов, которые подвергаются энергетическим преобразованием.

Если в кварцевых песчаниках кварц составляет примерно 95 %, то в полмиктовых коллекторах месторождения Узень содержание кварца составляет около 30 %, а 70 % относятся к неустойчивым минералам.

Преобразование пород, которые в основном сводятся к свинчиванию скелетной фракции, уплотнению и цементированию, приводит к образованию большого объёма микропор. В результате значение пористости для отдельных образцов достигает 30 % и более. Объёмы микропор обуславливают также и

высокие значения водонасыщенности при сравнительно низких значениях проницаемости (таблица 1.1;1.2).

Таблица 1.1 – Значения пористости, определенные по геофизическим данным

Горизонты	m , %
XIII	21
XIV	22
XV , XVI	23
XVII , XVIII	24

Проницаемость является основной характеристикой пластов – коллекторов месторождения Узень. Для массовых определений этого параметра на месторождении были использованы промыслово-геофизические материалы.

На основании исследований прошлых лет было установлено наличие достаточно тесных коррелятивных связей между коэффициентом проницаемости пластов по данным анализа керна и геофизическими параметрами этих пластов. Было показано, что проницаемость связана с показателями собственных потенциалов (СП) и гамма метода. Полученные значения проницаемости использовались при характеристике блоков, выделенных зон и горизонтов в целом. Для удобства дальнейшего использования сведений и механизации счётных операций все данные о проницаемости по каждой наносились на перфокарты. Затем по специально составленной программе на ЭВМ определялись статистические ряды, и показатели по каждому слою, пласту, пачке в блоке и горизонте в целом .

Таблица 1.2 – Результаты расчётов по блокам и горизонтам.

Горизонты	к ср., мкм ²	Количество скважин.	h н., ср., m

XIII	0.206	458	10.8
XIV	0.290	349	24.0
XV	0.167	373	15.5
XVI	0.207	311	18.4
XVII	0.276	96	23.4
XVIII	0.178	63	19.8

Средние значения проницаемости по блокам колеблются от 0,72 мкм² (блок Ia XVI горизонта) до 0,384 мкм² (блок Ia XVII горизонта). Колебания средних значений проницаемости характерны и для каждого горизонта.

В таблице 1.2 также приведены средние арифметические значения нефтенасыщенной толщины, определённые по количеству скважин. Рассмотрение этих данных указывают на то, что горизонты и блоки в горизонтах имеют различную нефтенасыщенную толщину. Наименьшей толщиной характеризуется XIII горизонт.

В строении XV горизонта отмечается определённая геологическая закономерность: наряду с чётким ритмичным строением, представленным чередованием мелкозернистых песчаников, геология алевролитов, глин, тонких пропластков известняков и мергелей, выделяются участки наиболее отсортированных средне и крупнозернистых песчаников, достигающих больших толщин 10 – 47,3 м. Эти песчаные тела прослеживаются в виде узких полос шириной 200 – 700 м. Для монолитных песчаников характерны высокие

значения проницаемости (0,2 – 1,2 мкм². и более) и слабая гидродинамическая связь с основной частью горизонта, обусловленная резким уменьшением толщин пластов коллекторов с 10 – 51 м. до 0,6 – 1,5 м. и проницаемостью до 0,05 мкм. кв. Поэтому для анализа выработанности коллекторов и распределения начальных балансовых запасов весь фактический материал был впервые обработан отдельно для зон ВПЗ и НПЗ в целом для горизонта. Кроме того, новый дополнительный материал по скважинам и геологические построения позволили уточнить особенности распространения типов коллекторов по площади и положения внутреннего и внешнего контуров нефтеносности.

Продуктивный XV горизонт включает в себя комплекс отложений, относящихся к нижней части батского яруса средней юры. Общая толщина горизонта колеблется от 40 до 50 м. Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина горизонта составляет 15 м. Как и выше залегающие горизонты, представляет собой сложный многопластовый объект разработки. Сложность обусловлена резкой изменчивостью литологических свойств пластов. XV горизонт представлен чередованием песчано-алевролитовых и глинистых отложений. В разрезе горизонта выделяются три литологические пачки А, Б и В объединяющие 8 продуктивных пластов: а1 ,а2 ,б1 ,б2 ,б3 ,б4 ,в1 ,в2.

На основе новых данных обработки материалов ГИС уточнены геолого-физические характеристики. Построены восемь пластовых карт эффективных нефтенасыщенных толщин с сечением изопахит через 2 м. и карта суммарных их значений для горизонта в целом с сечением через 5 м. Построенные карты позволили уточнить геологическое строение XV горизонта и продуктивных пластов в целом, выявить, подтвердить изложенные ранее, характерные основные особенности его строения.

Для XV горизонта характерна значительная расчленённость разреза, изменчивость толщин, эффективная нефтенасыщенная толщина горизонта колеблется от 1,6 до 46 м., зональность в распространении продуктивных пластов, количество которых на западе не превышает 4 – 5, количество песчаных пластов увеличивается до 8; в направлении с запада на восток пласт а2 верхней части А (а1 – на западной половине площади отсутствует), пласты б1, б2, б3,

средней пачки Б, хотя и имеют площадное распространение, однако они в разной степени осложнены многочисленными литологическими экранами.

Вниз по разрезу горизонта площадь распространения пласта б4 пачки. Б и пластов в1 и в2 нижней части В резко сокращается, их развитие тяготеет к восточной части залежи, на большей части территории они отсутствуют - замещают глинистыми породами, имеют весьма расчленённые полосообразные и линзовидные формы. Толщина рассматриваемых отдельных пластов колеблется от 0 до 11 м., в большинстве разрезов, вскрытых скважинами, они характеризуются малыми значениями (1 – 4 реже 6 м.), лишь на небольших локальных участках, вскрытых одной скважиной, представляющих местные накопления осадков, достигает до 8 – 11 м. Особенность физических свойств пластов коллекторов рассматриваемого горизонта является их изменчивость на небольших расстояниях, как по площади, так и по разрезу. Их коллекторские свойства (проницаемость) колеблются от 0,01 до 1,0 мкм², характеризуется большой степенью неоднородности.

Для XV горизонта среднее значение проницаемости коллекторов составляет 0,179 мкм², а вычисленные средние значения по блокам колеблются от 0,125 до 0,323 мкм². Перечисленные особенности физических параметров XV горизонта и сложный характер распространения его коллекторов были приняты при составлении проекта разработки.

Нефти месторождения Узень имеют сравнительно небольшое давление насыщения, среднюю вязкость в пластовых условиях 3-4 сПз, являются малосернистыми, смолистыми. Содержание парафина в нефти около 20 %, что обуславливает очень высокую температуру застывания +30⁰ С. Нефти различных продуктивных горизонтов относительно мало отличаются друг от друга.

Температура насыщения пластовой и дегазированной нефти парафином.

Исследования температуры насыщения пластовой нефти парафином на месторождении Узень проводились с момента ввода его в разработку.

Результаты экспериментальных исследований показали, что нефти месторождения Узень в первоначальных пластовых условиях насыщены или близки к насыщению парафином. Отмечается закономерность в изменении температуры насыщения нефти парафином по площади и соответствие этой

величины пластовым изотермам. По XV горизонту наблюдается температура насыщения пластовой нефти в пределах 66-70 °С.

Давление насыщения нефти газом определялось по пробам пластовой нефти для каждого горизонта экспериментальным путём. Количество исследованных проб нефти из различных горизонтов не было одинаковым.

Для каждого из горизонтов после детального анализа имеющихся результатов исследования были рассчитаны среднеарифметические значения давления насыщения. Скважины XV горизонта, из которых отобраны глубинные пробы нефти, расположены по структуре относительно равномерно. Кроме того, среднеарифметическое значение величины давления насыщения для этого горизонта практически совпадает с величиной, полученной на основании проведённых исследований и глубины залегания пласта, учитывая это давление насыщения по XV горизонту следует принять 9,8 Мпа.

Газосодержание пластовой нефти определялось экспериментально путём разгазирования проб пластовой нефти. Для каждого горизонта по имеющимся исследованиям были подсчитаны среднеарифметические значения газосодержания: для XV горизонта оно равно $59,9 \text{ м}^3 / \text{м}^3$. Анализ результатов исследования показал, что газосодержание изменяется по площади: наибольшие значения газосодержания относятся к сводовой части залежи; на крыльях складки газосодержание снижается. Наиболее четко это наблюдается по XIV горизонту. Для залежей нефти остальных горизонтов также прослеживается подобный характер изменения газосодержания по площади, несмотря на то, что по этим горизонтам исследованы глубинные пробы из меньшего количества скважин, неравномерно расположенных по площади.

Объёмные коэффициенты пластовой нефти рассчитывались по результатам экспериментального исследования глубинных проб нефти. Среднеарифметическое значение объёмного коэффициента XV горизонта составляет 1,21.

Среднеарифметические значения средних коэффициентов растворимости газа в нефти, вычислены для каждого горизонта, изменяются от горизонта к горизонту с определённой закономерностью: уменьшается сверху вниз от 0,68 $\text{м}^3 / \text{м}^3 / \text{кг} / \text{см}^2$ для XIII горизонта, до 0,55 $\text{м}^3 / \text{м}^3 / \text{кг} / \text{см}^2$ - для XVIII горизонт.

Коэффициент сжимаемости пластовой нефти определяется экспериментально по большому количеству глубинных проб нефти. Вычисленные среднеарифметические значения коэффициента сжимаемости для каждого из горизонтов меняется в небольших пределах: от $12,7 \cdot 10^{-5}$ до $14,4 \cdot 10^{-5} 1/кг/см^2$.

Определение динамической вязкости пластовой нефти месторождения Узень проведено по отобраным пробам. Анализ показал что минимальные значения вязкости приурочены к сводовой части складки, а к крыльям её вязкость нефти увеличивается.

Для каждого горизонта на основании экспериментальных данных вычислены среднеарифметические значения вязкости дегазированной нефти при температурах $40, 50^{\circ}C$ и t^{nl} , приведены в таблице 1.3.

Таблица 1.3

Температура, °С	горизонты					
	XIII	XIV	XV	XVI	XVII	XVIII
40	25,6	22,4	21,0	20,9	22,2	20,3
50	13,0	13,1	12,8	13,2	14,2	12,1
t_{nl}	10,2	9,5	8,7	8,1	9,5	9,5

Экспериментального определения вязкости выделившегося из нефти газа не проводилось. Поэтому проведена оценка вязкости газа по корреляционным кривым Бичера и Катца. Для всех горизонтов в поверхностных условиях вязкость газа приблизительно равна 0,01сПз, в пластовых условиях (60-70⁰ С и 120 кг/м² ≈0,02 сПз.

Как в пластовых, так и в поверхностных условиях, нефть всех горизонтов месторождения Узень является лёгкой. Среднеарифметические значения плотности нефти в пластовых и поверхностных условиях изменяются от горизонта к горизонту в небольших пределах: от 0,763 до 0,077 г/см³ (в пластовых условиях).

Для каждого горизонта рассчитаны среднеарифметические значения плотности выделившегося газа. Они изменяются от 1,243 (XIII горизонт) до 1,049 г/л (XVII горизонт), причем наблюдается уменьшение плотности с увеличением глубины залегания горизонтов.

При изучении состава и плотности выделившегося газа для всех горизонтов было отмечено увеличение плотности газа в направлении от сводовой залежи к контурам нефтеносности. Для северо-западной части залежи XIII горизонта (так же, как и для XIV) характерно повышенное значение плотности попутного газа.

Величины начальных пластовых давлений в XIII-XVII горизонтах месторождения Узень определялись в процессе опробования и исследования

пластов и скважин: в нефтяных скважинах - глубинными манометрами; в водяных скважинах - путём расчетов, по формуле учитывающей положение статического уровня и плотность воды в стволе скважины.

К сожалению, для каждого горизонта в отдельности имеется сравнительно небольшое количество замеров. Более того, величина начального пластового давления, приведённые на одну и ту же отметку в пределах одного горизонта, в зависимости от точности замеров и других условий иногда отличаются от 0,2-1,0 МПа.

Указанные обстоятельства затрудняют непосредственно определить истинное значение начального пластового давления в отдельном горизонте. Поэтому при оценке такого важного параметра целесообразно построить общую для всех горизонтов зависимость изменения давления от глубины с использованием всех имеющихся фактических данных.

С целью выявления более достоверных замеров пластовых давлений их величины были приведены к абсолютной отметке – 1140 м, почти совпадающей с отметкой ВНК большинства горизонтов. В результате установлено, что большинство значений приведённого пластового давления в нефтяных и водяных скважинах находится в диапазоне 12,4-12,8 МПа. Некоторые значения приведённых пластовых давлений в нефтяных скважинах XIII-IX горизонтов оказались несколько меньше нижнего предела указанного диапазоне. В то же время из 13 определений пластового давления в водяных скважинах, пробуренных на те же горизонты, лишь 2 были меньше 12,4 МПа.

На основании полученных данных можно предположить, что при исследовании некоторых скважин время их остановки для замера полностью восстановленного пластового давления было недостаточным. При построении зависимости изменения начального пластового давления от глубины для XII-XVII горизонтов аномально низкие и высокие значения приведённых давлений, т. е. явно ошибочные замеры, не учитывались. Были использованы только те фактические замеры пластовых давлений, приведённые величины которых находились в пределах 12,4-12,8 МПа. Значения давления для XIII-XVII горизонтов приводятся в таблице 1.4.

Таблица 1.4

горизонты	Сводовая часть		Середина нефтяной части залежи		Приконтурная зона	
	Абсол. отметка ГНК, м	$P_{пл.нач.}$ МПа	Абсол. Отметка, м	$P_{пл.нач.}$ МПа	Абсол. Отметка, м	$P_{пл.нач.}$ МПа
XIII	-825	10,18	-978	11,33	1130	12,48
XIV	-836	10,64	-1011	11,66	1135	12,53
XV	-930	10,98	-1035	11,78	1140	12,58
XVI	-1030	11,53	-1070	12,13	1140	12,63
XVII	-1040	11,68	-1095	12,33	1150	12,78
XVIII	-1080	12,18	-1113	12,41	1140	12,63

1.3.4 Гидрогеологические условия

В разрезе месторождения Узень в 1965 году на основании имеющихся данных по стратиграфии, литологии, коллекторских свойств вскрытых глубоким бурением части мезозойских отложений Южно – Мангышлакского прогиба выделены два гидрогеологических этажа: меловой и юрский. Между ними расположена водоупорная толща представленная более чем 100 м. глин и глинистых мергелей, оксородского и верхнего келловейского ярусов.

Водоносность юрского комплекса.

В отложениях юрского комплекса выделяются два водоносных комплекса: терригенный, включающий коллекторы келловейского яруса, верхней юры, среднюю и нижнюю юру, и карбонатный верхнеюрский.

Терригенный водоносный комплекс.

Представлен чередованием неогенных и глинистых пород, общей толщиной 800 – 1000 м. Общая минерализация вод юрского терригенного водоносного комплекса достигает 12,7 – 15,2 мг/л. Содержание хлора при этом, составляет 2700÷2900 мг. экв. / л., магния – 140÷180мг. экв. / л., кальция –

400÷500 мг. экв./л., гидрокарбонат йода – 2÷3 мг. экв./л., концентрация йода незначительна и колеблется в пределах 3÷8 мг. /л. Для юрских вод на месторождении Узень характерно довольно высокое содержание аммония до 60÷70 мг. экв. /л. Эти воды относятся к хлориднокальциевому типу.

Карбонатный водоносный комплекс.

Комплекс отделён от глинисто – мергелевой толщей в литологическом отношении представлен известняками с прослоями песчаников. Воды рассматриваемых отложений отличаются от терригенных, как по общей минерализации, так и по содержанию отдельных компонентов. Общая минерализация составляет 23,3 – 36,8 мг./л. Содержание йода 2÷3 мг./л. Вода относится к сульфатно–натриевому типу. Одним из основных источников питания водоносных комплексов для условий Южного – Мангышлака могут считаться уплотняющиеся под действием гидростатического давления глин.

Меловой комплекс.

Меловой этаж сложен чередованием песчано-алевролитовых отложений 700÷800 м. В терригенных отложениях мелового возраста выделяются два водоносных комплекса: неокомский и альбсеноманский. Региональным водоупором, отделяющим их друг от друга, является устойчивая пачка аптских глин. Общая минерализация неокомских вод достигает 19,3 – 21,7 г/л. Воды , содержат брома до 45 мг./ л., алюминия 10 мг./л., сульфатов 5 – 10 мг./л. По типу они хлориднокальциевые.

Пластовые воды альбсеноманского водоносного комплекса изучены лучше неокомского. Общая минерализация пластовых вод составляет 11,32 – 14,71 мг./л. Содержание сульфатов колеблется от 40 до 50 мг. экв./л., причём отмечено снижение концентрации их сверху – вниз по разрезу до 5 – 10 мг. экв./л., йода не выше 1 – 3 мг./л., алюминия около 10 мг./л. Воды относятся к типу гидрокарбонатно – натриевых, сульфатно – натриевых и хлоридномагниевого.

По химическому составу пластовые воды месторождения Узень разделяются на две группы: первая группа – воды меловых, вторая группа – юрских отложений. Воды меловых горизонтов относятся в основном к сульфатно – натриевому типу с минерализацией до 10 г/л. Пластовые воды

продуктивных юрских горизонтов (XIII – XXIII), представлены однообразными по составу хлориднокальциевыми рассолами с минерализацией 130–170 г/л. Воды бессульфатные с промышленным содержанием брома до 500 мг/л., йода до 20 мг/л., и других ценных компонентов. Объёмный газовый фактор вод не превышает 0,5–0,9 м³/м³ и лишь вблизи контуров нефтяных и газовых залежей, а также в водах глубокозалегающих горизонтов он достигает 1,0–1,2 м³/м³.

Водо-растворённый газ представлен на 80 – 90 %, метаном на 4 – 8 %, тяжёлыми углеводородами на 3,2 – 13 %, азотом на 0,5 – 7,3 %, углекислым газом. Сероводород отсутствует. Средние значения плотности пластовых вод изменяются от 1081 (XIII горизонт) до 1105 кг/м³ (XXIV горизонт), составляет в среднем для всех горизонтов 1098 кг./м³ в нормальных условиях (20°). Физические свойства пластовых вод, определённые для воды с минерализацией 140г/л., пластового давления 11,4 М Па и температуры 62°С составляет: вязкость – 0,6 м Па·с, объёмный коэффициент – 1,015, коэффициент сжимаемости – 3,2 М Па⁻¹.

2. ТЕХНОЛОГИЯ И ТЕХНИКА ПРОВЕДЕНИЯ БУРОВЫХ РАБОТ

2.1 Обоснование способа бурения

Выбор способа сооружения конструкции скважины является первым этапом в процессе проектирования конструкции скважины, так как на основании данного выбора рассчитывается конструкция скважины, производим выбор породоразрушающего инструмента, проектируем технологию бурения, определяется инструмент и оборудование для сооружения скважины, формируем базу производственного обеспечения.

Опираясь на современный опыт работы при сооружении скважин на нефть и газ, можно сделать вывод, что при бурении глубоких скважин в основном применяют вращательный способ бурения с использованием винтовых забойных двигателей и ротора. В стадии разработки находятся и другие способы бурения, но они не нашли широкого применения. Каждый из них имеет свои преимущества и недостатки, которые учитываются при проектировании для конкретных условий.

Проектная глубина скважины составляет 2600 метра по вертикали, зоны с аномально низкими и с аномально высокими давлениями отсутствуют, т.е. не будут применяться азрированные (облегченные) и утяжеленные растворы. Таким образом, исходя из геологических данных и справочной информации, а также учитывая опыт буровых работ в Западном Казахстане, проектируем наиболее оптимальный, известный и хорошо себя зарекомендовавший способ бурения с использованием гидравлических забойных двигателей (винтовой забойный двигатель) и ротора.

Использование этого способа бурения позволит:

- использовать максимальный крутящий момент, определяемым расчетом ВЗД, и не зависимым от глубины скважины и механических свойств разбуриваемых пород;
- увеличить коэффициент передачи мощности от источника энергии к ПРИ больше, чем при роторном бурении;

- облегчить условия работы КБТ в скважине по сравнению с устьевым оборудованием;

Недостатками данного способа бурения являются:

- ухудшение очистки ствола от шлама;
- увеличение вероятности прихвата инструмента;
- малая гидравлическая мощность, реализуемая в долоте за счет струйных насадок;
- исключение возможности регулирования частоты вращения породоразрушающего инструмента с целью оптимизации процесса бурения;

Анализируя имеющиеся преимущества и недостатки, можно сказать, что наиболее рациональным способом бурения в нашем случае является вращательное бурение, реализуемое с помощью винтовых забойных двигателей. При прохождении интервала под направление применим роторный способ бурения. Интервалы под кондуктор и эксплуатационную колонну бурятся с использованием винтовых забойных двигателей.

2.2 Обоснование конструкции скважины

2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя

Конструкция эксплуатационного забоя - это конструкция низа эксплуатационной колонны расположенной в интервале продуктивного пласта.

1. Тип коллектора - поровый

2. Определение однородности коллектора.

- 2.1. Согласно геологическим данным, продуктивный пласт является литологически неоднородным (имеет место переслаивание песчаников, аргиллитов и алевролитов).

2.2. Границы изменения проницаемости пород в пропластках: $k_1 = 0,001$ мкм²; $k_2 = 0,05$ мкм²; $k_3 = 0,3$ мкм².

Средняя проницаемость – $k_3 = 0,117$ мкм². Таким образом, коллектор является высокопроницаемым, неоднородным по проницаемости.

2.3. Продуктивный пласт является неоднородным по типу флюида, т. к. существуют близко расположенные к продуктивному пласту водонапорные горизонты.

2.4. Согласно геологическим данным, $\Delta P_{пл} = 0,1$ МПа/10 м (нормальное пластовое давление), следовательно, продуктивный пласт по величине градиента пластового давления однородный.

3. Расчет коллектора на устойчивость.

Оценка устойчивости пород в призабойной зоне производится сравнением прочности породы коллектора на одноосное сжатие с радиальной сжимающей нагрузкой на породу в призабойной зоне скважины. Породы устойчивы, если выполняется условие:

$$\sigma_{сж} \geq \sigma_{сж}^{расч}, \quad (2.1)$$

где $\sigma_{сж}$ – предел прочности пород продуктивного пласта при одноосном сжатии (для гранулярного коллектора составляет 30 МПа), МПа; $\sigma_{сж}^{расч}$ – расчетное значение предела прочности пород продуктивного пласта при одноосном сжатии, МПа.

$$30 < 73,02 \text{ МПа.}$$

Условие (1) не выполняется, следовательно, коллектор не устойчив.

4. Определение конструкции забоя.

Коллектор порового типа, неоднородный, неустойчивый. Имеются близко расположенные к продуктивному пласту водонапорные горизонты.

Для данного типа коллектора принимается конструкция забоя закрытого типа, в которой продуктивный объект перекрывается сплошной колонной с обязательным цементированием. Конструкция забоя представлена на рисунке 2.1.

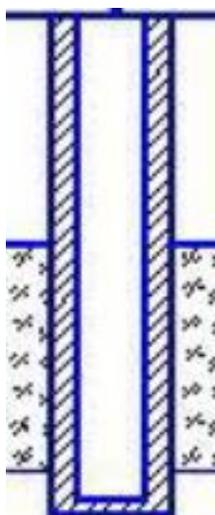


Рисунок 2.1 – Конструкция забоя

2.2.2 Построение совмещенного графика давлений

Совмещенный график давлений представлен на рисунке 2.2

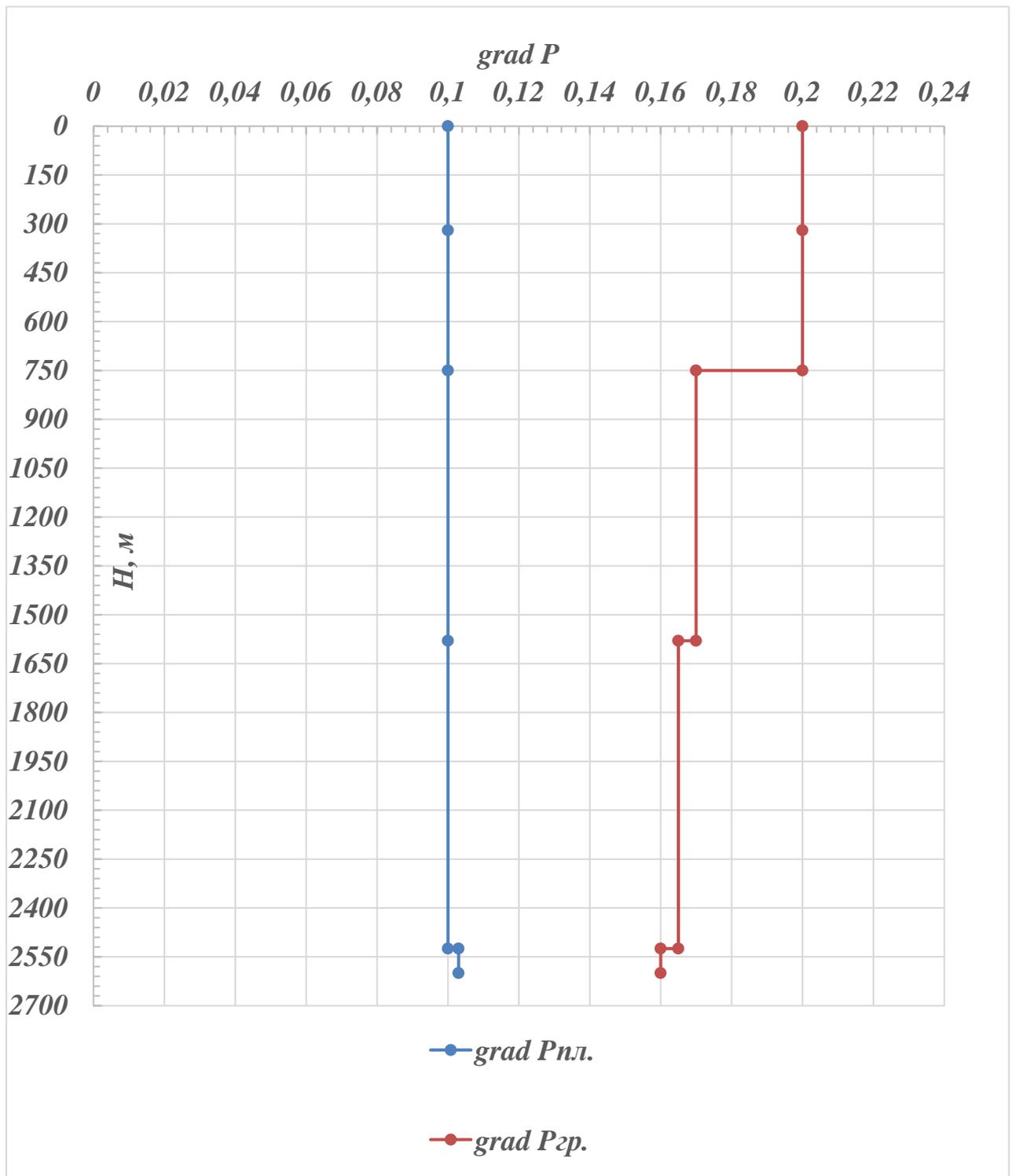


Рисунок 2.2 – Совмещенный график давлений

Анализ совмещенного графика давлений позволяет сделать заключение, что зон несовместимых по условиям бурения в разрезе нет. Поэтому проектируется одноколонная конструкция скважины.

2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска

Мощность четвертичных отложений составляет 60 метров, поэтому предварительный расчет глубины спуска направления составляет 80 м с учетом посадки башмака в устойчивые горные породы.

Минимальное значение глубины спуска кондуктора составляет 594,6 м, но выбирается глубина 900 м с учетом опыта строительства скважин на данном месторождении, а также для обеспечения посадки башмака кондуктора в устойчивые горные породы.

Эксплуатационная колонна спускается на глубину 2600 метров с учетом перекрытия подошвы продуктивного пласта на 55 метров.

2.2.4 Выбор интервалов цементирования

Интервал цементирования направления 0–80м;

Интервал цементирования кондуктора: 0 – 900 м;

Интервал цементирования эксплуатационной колонны: 750 - 2600 м.

В интервале 1580-1615 м наблюдаются интенсивные, а в интервалах 750-1580 и 1615-2600 - слабые осыпи и обвалы стенок скважины. Учитывая, что в данных интервалах будет вестись либо набор угла, либо стабилизация параметров кривизны, предполагаем, что возможно интенсивное желобообразование и, как следствие, посадки и затяжки инструмента. Необходимо соблюдать технологическую скорость бурения и следить за плотностью бурового раствора.

В интервалах 0-320, 750-1580 м возможны водопроявления. Поэтому необходимо следить за плотностью бурового раствора, а также целесообразно использовать загустители.

2.2.5 Диаметр ПРИ и обсадных колонн

Диаметр эксплуатационной колонны выбирается в соответствии с ожидаемым дебитом многопластовой залежи (36,5 м³/сут нефти) – 114,3 мм.

Диаметры обсадных колонн и ПРИ под каждую представлены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Диаметры обсадных колонн и ПРИ под каждую

Обсадная колонна	Диаметр колонны, мм	Диаметр ПРИ, мм
Направление	273,1	349,2
Кондуктор	177,8	222,3
ЭК	114,3	146

Схема конструкции скважины представлена на рисунке 2.3.

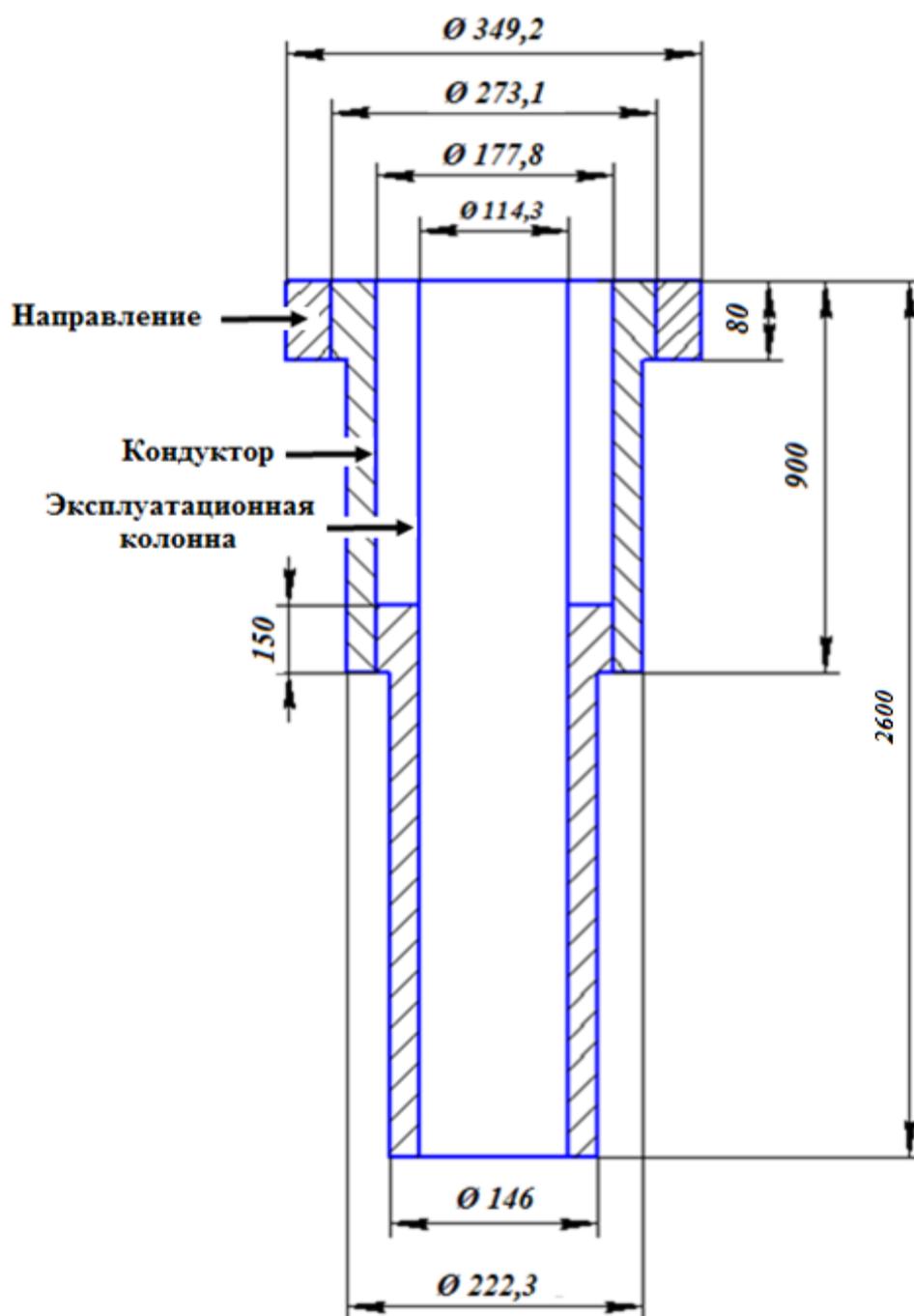


Рисунок 2.3 – Проектная конструкция скважины

2.2.6 Разработка схем обвязки устья скважины

Величина максимального устьевого давления составляет 26,26 МПа.

Следовательно, проектируется ПВО ОП5 – 180/80x35 (180 – 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 – ОКК1–35–146x178 (обвязываются кондуктор и эксплуатационная колонна).

2.3 Углубление скважины

2.3.1 Выбор способа бурения

Выбор способа бурения по интервалам производился с учетом опыта уже пробуренных на месторождении скважин, а также с учетом исходных горно-геологических и технологических условий бурения. Запроектированные способы бурения приведены в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Способы бурения по интервалам скважины

Интервал, м	Обсадная колонна	Способ бурения
0-80	Направление	Роторный
80-900	Кондуктор	С применением ГЗД(винтовой забойный двигатель)
900-2600	Эксплуатационная колонна	С применением ГЗД(винтовой забойный двигатель)

2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента

Для строительства проектируемой скважины под направление было выбрано шарошечное долото, а бурение кондуктора и эксплуатационной колонны будет производиться с помощью долот типа PDC, поскольку они позволяют обеспечить максимальное значение величины механической скорости бурения при минимальном количестве рейсов. Выборка долот типа PDC производилась из продуктовой линии ООО «НПП «Буринтех». Характеристики выбранных долот представлены в таблице 2.3.

Таблица 2.3 - Характеристика выбранных долот

Интервал	0-80	80-900	900-2600

Шифр долота		349,2 MTR115	БИТ 222,3 В 516 УСВ	БИТ 146 ВТ 613 Н
Тип долота		шарошечное	PDC	PDC
Диаметр долота, мм		349,2	222,3	146
Тип горных пород		М	М, С	С
Присоединительная резьба	ГОСТ	3-117	3-117	3-88
	API	4 1/2 Reg	4 1/2 Reg	3 1/2 Reg
Длина, м		0,455	0,385	0,255
Масса, кг		114	42	25
G, тс	Рекомендуемая	10-20	10	2
	Предельная	27	18	10
n, об/мин	Рекомендуемая	60-400	100	60
	Предельная	600	210	200

2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород

Согласно известной методике расчета для интервалов бурения выбираются соответствующие нагрузки. Результаты проектирования осевой нагрузки на долото по интервалам бурения представлены в таблице 2.4.

Осевая нагрузка для шарошечного долота определяется по формуле:

$$G_2 = q * D_d, \quad (2.2)$$

где q – удельная нагрузка на один миллиметр долота, кН/см (таблица 2.4)

D_d – диаметр долота, мм.

$$G_2 = 1,5 * 34,92 = 52,38 \text{ кН}$$

Таблица 2.4 - Осевая нагрузка на долото по интервалам бурения

Интервал	0-80	80-900	900-2575
Исходные данные			
α	1	-	-
$P_{ш}, \text{кг/см}^2$	2418,96	-	-
$D_{д}, \text{см}$	34,92	-	-
η	1	-	-
$\delta, \text{см}$	0,15	-	-
$q, \text{кН/мм}$	1,5	-	-
$G_{пред}, \text{кН}$	235,35	186,32	78,45
$F, \text{см}^2$	2,619	1,667	1,095
Результаты проектирования			
$G_1, \text{кН}$	21,37	84,99	111,66
$G_2, \text{кН}$	52,38	88,92	28,616
$G_3, \text{кН}$	188,28	149,056	62,76
$G_{проект}, \text{кН}$	188,28	88,92	62,76

2.3.4 Расчет частоты вращения долота

Для всех интервалов бурения проектируются частоты вращения породоразрушающего инструмента согласно известной методике, обеспечивающие требуемую линейную скорость на периферии долота и эффективность процесса разрушения горных пород. Результаты проектирования частоты вращения инструмента по интервалам бурения представлены в таблице 2.5.

Частота вращения инструмента существенно влияет на условия и показатели работы породоразрушающего инструмента.

Каждому классу пород и типу долот соответствуют свои оптимальные частоты вращения инструмента, при которых разрушение горных пород максимально. Расчет частоты (об/мин) вращения ведется по формуле:

$$n = 19,1 \frac{V_{\text{л}}}{D_{\text{д}}}, \quad (2.3)$$

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

$D_{\text{д}}$ – диаметр долота, м.

Расчет частоты вращения при бурении первого интервала от 0 до 80 м:

$$n_2 = 19,1 * \frac{3,4}{0,3492} = 185,967 \approx 186 \text{ об/мин.}$$

Частота вращения при бурении второго интервала от 80 до 900 м:

$$n_2 = 19,1 * \frac{2,8}{0,2223} = 191,63 \approx 192 \text{ об/мин.}$$

Расчет частоты вращения при бурении первого интервала от 900 до 2600

м:

$$n_3 = 19,1 * \frac{1,8}{0,146} = 231,64 \approx 232 \text{ об/мин.}$$

Таблица 2.5 - Результаты проектирования частоты вращения инструмента по интервалам бурения

Интервал		0-80	80-900	900-2600
Исходные данные				
V _л , м/с		3,4	2,8	1,8
D _д	м	0,3492	0,2223	0,146
	мм	349,2	222,3	146
τ, мс		5	5	-
z		24	22	-
α		0,7	0,5	-
Результаты проектирования				
n ₁ , об/мин		185,97	191,63	231,64
n ₂ , об/мин		325	254,5	-
n ₃ , об/мин		604,63	351,23	-
n _{проект} , об/мин		186	192	232

2.3.5 Выбор и обоснование типа забойного двигателя

Для интервала бурения 80-900 метров (интервал бурения под кондуктором) выбирается гидравлический винтовой забойный двигатель прямого исполнения ВЗД Д-195, который отвечает требованиям по диаметру забойного двигателя, а также позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения горной породы. Для интервала бурения под эксплуатационную колонну проектируется гидравлический винтовой забойный двигатель прямого исполнения Д1 -127, который обеспечивает высокий рабочий момент на долоте, что актуально при разрушении средних горных пород, содержащихся в разрезе скважины. В таблице 2.6 приведены результаты проектирования параметров забойных двигателей по интервалам бурения.

Таблица 2.6 - Результаты проектирования параметров забойных двигателей по интервалам бурения

Интервал	0-80	80-900	900-2600	
Исходные данные				
D _д	м	-	0,2223	0,146
	мм	-	222,3	146,0
G _{ос} , кН	-	89	63	
Q, Н*м/кН	-	1,5	1,5	
Результаты проектирования				
D _{зд} , мм	-	178-200	117-132	
M _р , Н*м	-	2603	1270	
M _о , Н*м	-	111	73	
M _{уд} , Н*м/кН	-	28	19	

В таблице 2.7 приведены технические характеристик запроектированных двигателей по интервалам бурения.

Таблица 2.7 - Характеристики запроектированных двигателей Д-195 и Д1-

127

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
Д-195	80-900	195	7,5	1380	20-40	150-200	9,0-12,0	100-190
Д1-127	900-2600	127	5,45	400	10-20	120-240	3,8-5,5	40-95

2.3.6 Расчёт необходимого расхода бурового раствора

Произведен расчет требуемого расхода бурового раствора, 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 таблицах 2.8 и 2.9.

Расход раствора:

$$Q_1 = V_{кр} S_{max} + V_{м} S_{заб} \frac{p_n - p_p}{p_{см} - p_p} \text{ м}^3/\text{с} \quad (2.4)$$

$$S_{max} = \frac{\pi}{4} \times (D_c^2 - d_{бт}^2) \text{ м}^2 \quad (2.5)$$

$$D_c = K_k \times D_d, \quad (2.6)$$

Таблица 2.8 – Проектирование расхода бурового раствора

Интервал	0-80	80-900	900-2600
Исходные данные			
Дд, м	0,3492	0,2223	0,146
К	0,65	0,5	0,3
Кк	1,3	1,25	1,25
V _{кр} , м/с	0,15	0,15	0,12
V _м , м/с	0,011	0,0083	0,0055
d _{бт} , м	0,14	0,127	0,073
d _{мах} , м	0,219	0,178	0,108
d _{нмах} , м	0,0222	0,0064	0,0056
n	3	3	4
V _{кпмин} , м/с	0,5	0,5	0,5
V _{кпмах} , м/с	1,3	1,3	1,5
ρ _{см} – ρ _р , г/см ³	0,02	0,02	0,02
ρ _р , г/см ³	1,15	1,15	1,15
ρ _п , г/см ³	2,26	2,31	2,41
Исходные данные			
Q ₁ , л/с	62,2	19,4	5
Q ₂ , л/с	16,2	5	2
Q ₃ , л/с	112	31	16,1
Q ₄ , л/с	55	18	8,4
Q ₅ , л/с	39	28,1	37
Q ₆ , л/с	-	20-40	10-20

Дополнительные проверочные расчеты			
Qтабл, л/с	-	20-40	10-20
ρтабл, кг/м ³	1000	1000	1000
ρбр, кг/м ³	1150	1150	1150
M, Н*м	-	4660	1757
Mтабл, Н*м	-	12000	5500
m	-	2	2
n	-	0,9	0,9
Qн, л/с	-	15,6	7,2
Qпров1, л/с	-	14,9	8,1
Qпров2, л/с	-	28,08	12,96

Таблица 2.9 – Проектирование областей допустимого расхода бурового раствора

Интервал	0-80	80-900	900-2600
Исходные данные			
Q ₁ , л/с	62,2	19,4	5
Q ₂ , л/с	16,2	5	2
Q ₃ , л/с	112	31	16,1
Q ₄ , л/с	55	18	8,4
Q ₅ , л/с	39	28,1	37
Q ₆ , л/с	-	20-40	10-20
Области допустимого расхода бурового раствора			
ΔQ, л/с	62 - 112	19 - 31	5 - 37,4
Запроектированные значения расхода бурового раствора			
Q, л/с	-	28	13

Дополнительные проверочные расчеты (оценка создаваемого момента на забойном двигателе)			
$Q_{тн}$, л/с	-	30	20
ρ_1 , кг/м ³	-	1000	1000
$\rho_{бр}$, кг/м ³	-	1140	1076
$M_{тм}$, Н*м	-	10500	4500
$M_{тб}$, Н*м	-	8312,5	1361

2.37 Выбор компоновки и бурильной колонны

Выбор компоновки бурильной колонны производился для интервала бурения под эксплуатационную колонну, поскольку для остальных интервалов расчеты идентичные. Произведен выбор бурильных утяжеленных и стальных труб, требуемые расчеты бурильной колонны на прочность при нагрузках на растяжение, сжатие и изгиб. Выбор оборудования произведен с учетом требуемого нормативного запаса. Результаты выбора бурильной колонны для интервала бурения под эксплуатационную колонну приведены в таблицах 2.10-2.11.

В таблице 2.10 приведены параметры компоновок низа бурильной колонны. В таблице приводятся КНБК для всех интервалов бурения.

Таблица 2.10 – Проектирование бурильной колонны для интервала бурения под эксплуатационную колонну

УБТ				
№секции	Тип	Диаметр, мм	Длина, м	Масса, кг
1	УБТ-108	108	8	504
Бурильные трубы				
№секции	Тип	Диаметр, мм	Длина, м	Масса, кг
1	ПК 89×11	89	57279,54	2566

Таблица 2.11 – Расчеты на прочность бурильной колонны для интервала бурения под эксплуатационную колонну

Расчет на наружное избыточное давление					
P_n , кгс/мм ²	3,70	Выполняется условие запаса прочности ($n > 1,15$)			
$P_{кр}$, кгс/мм ²	6,24	<u>Да</u>	Нет		
$P_{кр} / P_n$	1,68				
Расчет на статическую прочность при отрыве долота от забоя					
<i>В вертикальном участке ствола</i>					
№секции	q, кгс/м	l, м	$\gamma_{бр}$, гс/см ³	$\gamma_{ст}$, гс/см ³	Q _б , кгс
1	22,1	2600	1,11	7,85	61489,3
Σ					61489,3
Q _{кнбк} , кгс	1096	Выполняется условие запаса прочности ($n > 1,4$)			
K	1,15				
ΔP , кгс	14,3	<u>Да</u>	Нет		
F _к , мм ²	3478,96				
σ_t , кгс/мм ²	36,78				
Определение максимальной глубины спуска в клиновом захвате и максимальной секции бурильных труб					
№секции	q, кгс/м	l, м	$\gamma_{бр}$, гс/см ³	$\gamma_{ст}$, гс/см ³	Q _б , кгс
1	22,1	2600	1,11	7,85	61489,3
Σ					61489,3
Q' _{тк} , кгс	110300	Максимальная глубина спуска в клиновом захвате, м		<u>2809</u>	
Q _{кнбк} , кгс	1325				
n	1,45				
q _м , кгс/м	22,3				
K _т	1				

К	1,15	Максимальная длина секции бурильных труб, м	<u>3004</u>
n	1,45		
F _к , мм ²	3478,96		
σ _т , кгс/мм ²	50		

Таблица 2.12 – Проектирование КНБК по интервалам бурения

№ п/ п	Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса, кг	Длина , м	Назначение
	от	до				
1	0	80	349,2 MTR115	114	0,455	Бурение вертикальног о участка под направление
			Переводник М 171/152	77,8	0,4	
			Калибратор К-349,2 МС	407	1,27	
			УБТ -219	8103,6	36	
			Калибратор К-349,2 МС	407	1,27	
			Переводник П 147/171	62,8	0,521	
			УБТ -178	2496	16	
			ПК 140×9	934,02	24	
			Σ	12602,2	80,02	

2	80	900	БИТ 222,3 В 516 УСВ	42	0,385	Бурение вертикального участка под кондуктор
			Калибратор КЛН-222,3 МС	220	0,873	
			ВЗД Д-195	1380	7,5	
			Обратный клапан КОБ-172	98	0,8	
			Переливной клапан ПК-172	75	0,44	
			УБТ -178	1248	8	
			ПК 140×9	34403,1	884	
			Σ	37466,1	901,99	
3	900	2600	БИТ 146 ВТ 613 Т.10	18	0,38	Бурение вертикального участка под эксплуатационную колонну
			Калибратор КЛН-146 СТ	140	0,255	
			ВЗД Д1-127	400	5,45	
			Переливной клапан ПК-127	49	0,55	
			Обратный клапан КОБ-127	31	0,355	
			Переводник П 86/102	23	0,42	
			УБТ-108	504	16	
			ПК 89Х11	57279,54	2584	
			ФБ-70	15	0,5	
			Σ	58619,54	2607,5	

2.3.8 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

Для строительства проектируемой скважины выбраны следующие типы буровых растворов по интервалам: для бурения интервалов под направление,

кондуктор полимерглинистый, под эксплуатационную колонну (зона вскрытия продуктивного пласта) – биополимерный

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

Запроектированные параметры буровых растворов по интервалам бурения приведены в таблице 2.13. В таблице 2.14 представлен компонентный состав бурового раствора, а на рисунке 2.4 приведена схема очистки бурового раствора.

Таблица 2.13 – Запроектированные параметры бурового раствора по интервалам бурения

Исходные данные										
Интервал бурения (по стволу), м		k	Рпл, МПа	H, м	g, м/с ²	ρбр, кг/м ³	ρгп, кг/м ³	К	d, м	
от	до									
0	80	1,3	0,78	80	9,81	1140	2200	1,3	0,015	
80	900	1,25	7,1	900	9,81	1140	2230	1,25	0,008	
900	2600	1,25	16,67	2600	9,81	1076	2400	1,25	0,003	
Результаты проектирования										
Интервал бурения (по стволу), м		Плотность, г/см ³	СНС 1, дПа	СНС 10, дПа	Условная вязкость, сек	Водоотдача, см ³ /30 мин	рН	Содержание песка, %	ДНС, Па	ПВ, мПа*с
от	до									
0	80	1,121	40	146	24	8,35	8-9	2	20	9
80	900	1,121	20	70	24	8,35	9	2	20	9
900	2600	1,076	9	25	23	8,6	8-9	1	10	7

Таблица 2.14 – Компонентный состав бурового раствора по интервалам бурения

Интервал (по стволу), м		Название (тип) бурового раствора и его компонентов
от (верх)	до (низ)	
0	80	Полимерглинистый, Глинопорошок ПБМВ, КМЦ-700, Барит Na_2CO_3
80	900	Полимерглинистый Соляро-бentonитовая смесь, Глинопорошок ПБМВ, NaOH, Барит, полимер «Петросорб»
900	2600	Биополимерный КМЦ-700, НТФ, NaOH, KCL, Na_2CO_3

Для предотвращения полного поглощения бурового раствора на интервале 525-550 м было принято решение использовать полимер «Петросорб» в качестве добавки к буровому раствору. По опытным и расчётным данным было решено использовать 1% раствор полимера. По схожим условиям для ликвидации этого осложнения будет закачана на забой соляро-бentonитовая смесь с добавкой полимерного суперабсорбента «Петросорб». Для приготовления и закачки смеси использовать следующие материалы и технику: дизельное топливо – 15 м³; бентонит – 10 т.; «Петросорб» – 20 кг; ЦА-320 – 2 ед.; ЦМ-20 – 1 ед.

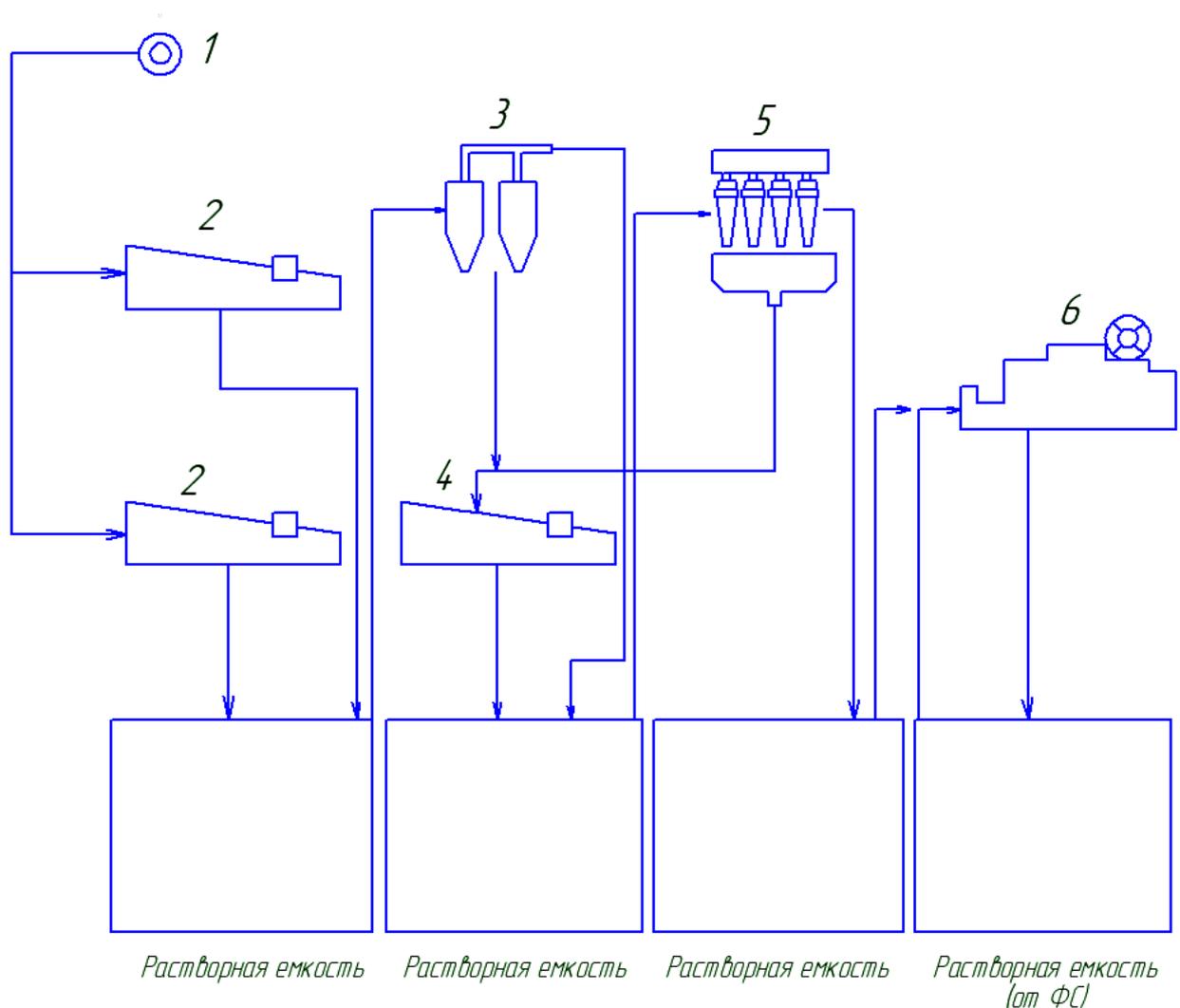


Рисунок 2.4 – Схема очистки бурового раствора:

- 1 – устье скважины; 2 – желоб; 3 – вибросита MI Swaco Mongoose PT;
- 4 – гидроциклоны (песко-, ило-отделители) MI Swaco;
- 5 – центрифуга высокой комплектации GNLW;
- 6 – блок приготовления бурового раствора (гидроворонка, механический перемешиватель);
- 7, 8 – емкости для химической обработки; 9 – шламовый насос;
- 10 – буровой насос УНБ-600; 11 – манифольд

2.3.9 Выбор гидравлической программы промывки скважины

Производится расчет гидравлической программы промывки для интервала бурения под эксплуатационную колонну. Для остальных интервалов бурения –

расчеты идентичные. Определяются потери давления на гидравлические сопротивления при прокачке бурового раствора по циркуляционной системе.

Исходные данные для расчета приводятся в таблице 2.15, а в таблице 2.16 приводятся результаты расчета гидравлической программы промывки для интервала бурения под эксплуатационную колонну.

Таблица 2.15 – Исходные данные для расчета гидравлической программы промывки скважины

Н (по стволу), м	d_d , м	К	$P_{пл}$, МПа	$P_{гр}$, МПа	$\rho_{п}$, кг/м ³
2600	0,146	1,25	26,26	40,8	2400
Q, м ³ /с	Тип бурового насоса	V_m , м/с	$\eta_{п}$, Па·с	τ_t , Па	$\rho_{пж}$, кг/м ³
0,01296	УНБ-600	0,0055	0,009	20	1076
КНБК					
Элемент	d_n , м	L, м		d_b , м	
УБТ-108	0,108	16		0,038	
ПВ 89X11	0,089	2584		0,067	

Таблица 2.16 – Результаты проектирования гидравлической программы промывки скважины

$\rho_{кр}$, кг/м ³	φ	d_c , м	$V_{кп}$, м/с	$\Delta P_{зд}$, МПа	ΔP_o , МПа
1800	0,18	0,20125	0,67	11,1	0,02
ΔP_g , МПа	ΔP_p , МПа	V_d , м/с	Φ , м ²	d, мм	
0,33	3,97	81,6	0,00012	12	

КНБК					
Кольцевое пространство					
Элемент	Reкр	Re кп	Скп	$\Delta P_{кп}$	$\Delta P_{мк}$
УБТ 146-57Д	17606,86	33603,28	93,58649	17660,044	-
ПК 127-9 Д	25379,56	23673,85	174,8448	3755923,5	0,82
Д1-127	10352,75	57879,41	33,83857	61399,803	-
Внутри труб					
Элемент	Reкр	Re кп	λ	$\Delta P_{т}$	
УБТ 146-57Д	14747,34	40058,65	0,034	0,03	
ПК 127-9 Д	26517,25	22719,83	0,032	0,05	

2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин

2.4.1 Выбор обсадных колонн

Исходные данные к выбору представлены в таблице 2.17.

Таблица 2.17 – Исходные данные к выбору обсадных колонн

Параметр	Значение	Параметр	Значение
плотность продавочной жидкости $\rho_{прод}$, кг/м ³	1000	плотность буферной жидкости $\rho_{буф}$, кг/м ³	1100
плотность облегченного тампонажного раствора $\rho_{тр обл}$, кг/м ³	1500	плотность тампонажного раствора нормальной плотности $\rho_{тр н}$, кг/м ³	1900
плотность нефти ρ_n , кг/м ³	846	глубина скважины, м	2600
высота столба буферной жидкости h_1 , м	750	высота столба тампонажного раствора нормальной плотности h_2 , м	121
высота цементного стакана $h_{см}$, м	10	динамический уровень скважины h_d , м	1733

2.4.1.1 Наружные избыточные давления

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

На рисунке 6 представлена схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении (с учетом выхода буферной жидкости до поверхности) для эксплуатационной колонны.

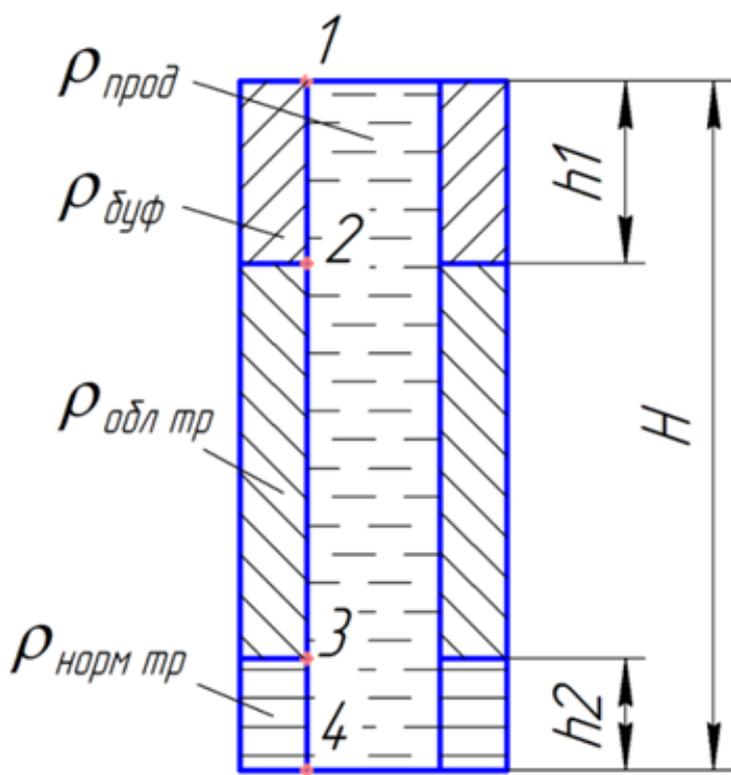


Рисунок 2.5 – Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении

В таблице 2.18 представлены результаты расчета наружных избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении.

Таблица 2.18 – Результаты расчета наружных избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении

Номер точки	1	2	3	4
Глубина расположения точки, м	0	750	2479	2600
Наружное избыточное давление, МПа	0	0,735	9,2	10,2

В связи с тем, что внутреннее давление в конце эксплуатации флюида ($P_{кз} = 9,8$ МПа) меньше давления при испытании обсадных колонн на герметичность

путем снижения уровня жидкости ($P_2 = 10,2$ МПа), наиболее опасным является случай в конце эксплуатации.

2 случай: конец эксплуатационной колонны

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

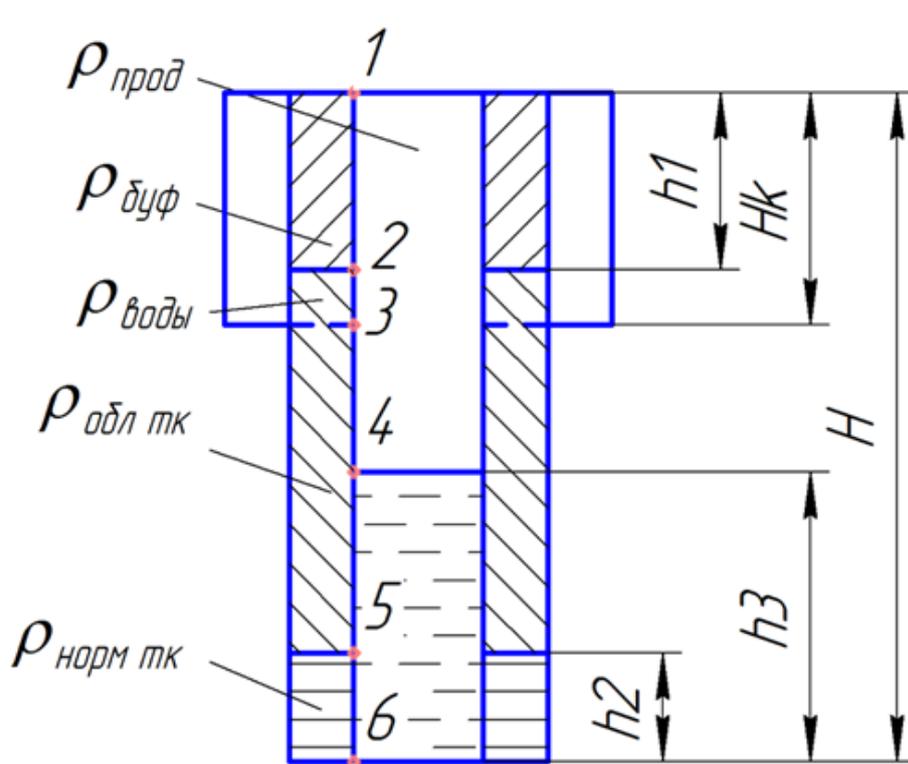


Рисунок 2.6 – Схема расположения жидкостей в конце эксплуатационной колонны нефтяной скважины

В таблице 2.19 представлены результаты расчета наружных избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении.

Таблица 2.19 – Результаты расчета наружных избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении

Номер точки	1	2	3	4	5	6
Глубина расположения точки, м	0	750	900	1733	2479	2600
Наружное избыточное давление, МПа	0	8,085	9,55	18,74	20,78	21,47

Эпюра наружных избыточных давлений представлена на рисунке 2.7.

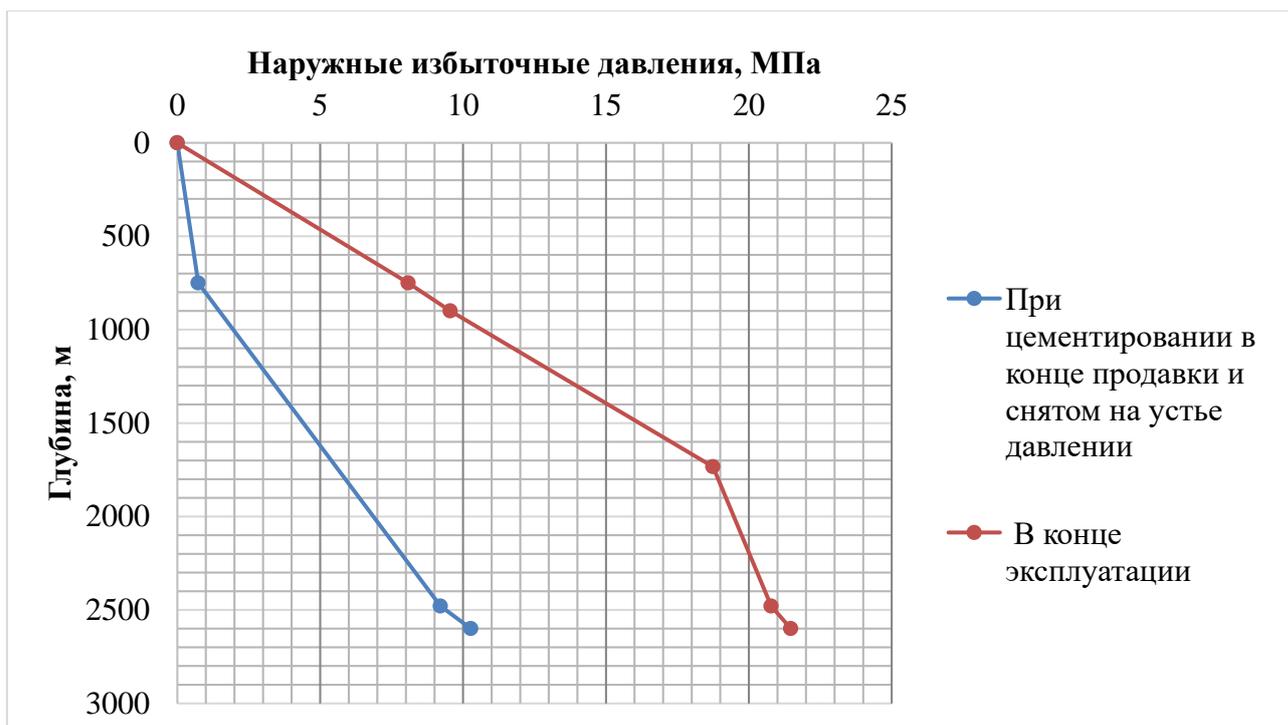


Рисунок 2.7 – Эпюра наружных избыточных давлений

2.4.1.2 Расчет внутренних избыточных давлений

1 случай: при цементировании в конце продавки тампонажного раствора

На рисунке 2.8 представлена схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора, когда давление на цементировочной головке

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

Максимальное давление в цементировочной головке $P_{цг}$ составляет 20,07 МПа.

В таблице 2.20 представлены результаты расчета внутренних избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце продавки тампонажного раствора.

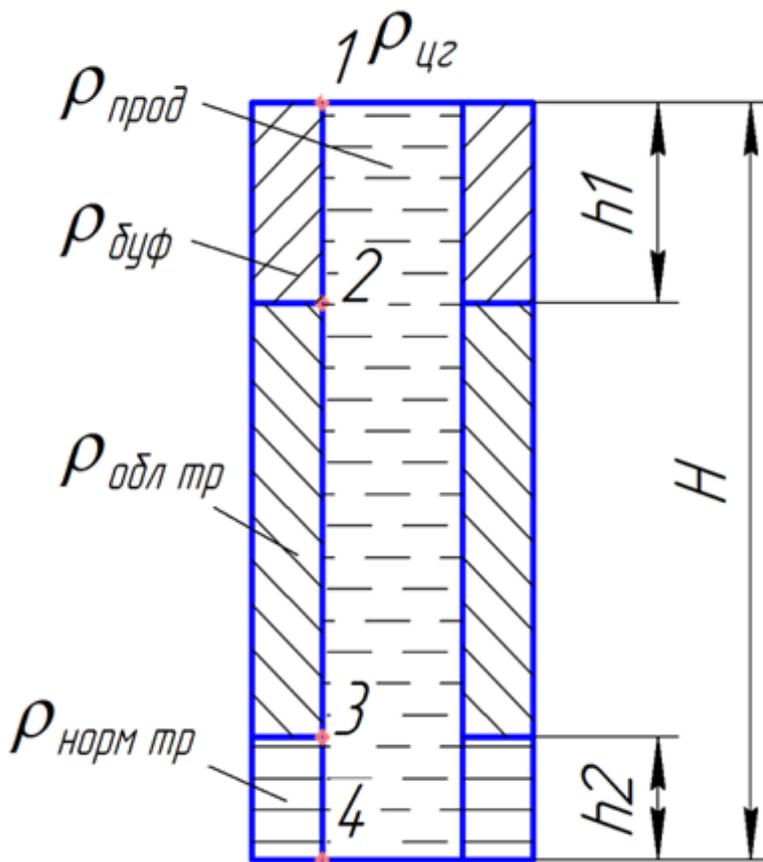


Рисунок 2.8 – Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения

Таблица 2.20 – Результаты расчета внутренних избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце продавки тампонажного раствора

Номер точки	1	2	3	4
Глубина расположения точки, м	0	750	2479	2600
Внутреннее избыточное давление, МПа	20,07	19,33	10,86	9,8

2 случай: опрессовка эксплуатационной колонны

На рисунке 2.10 представлена схема расположения жидкостей при опрессовке эксплуатационной колонны (с учетом выхода буферной жидкости до поверхности).

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

В таблице 2.21 представлены результаты расчета внутренних избыточных давлений при опрессовке эксплуатационной колонны.

Таблица 2.21 – Результаты расчета внутренних избыточных давлений при опрессовке эксплуатационной колонны

Номер точки	1	2	3	4	5
Глубина расположения точки, м	0	750	900	2479	2600
Внутреннее избыточное давление, МПа	12,5	11,765	11,765	9,83	9,32

Эпюра внутренних избыточных давлений представлена на рисунке 2.11.

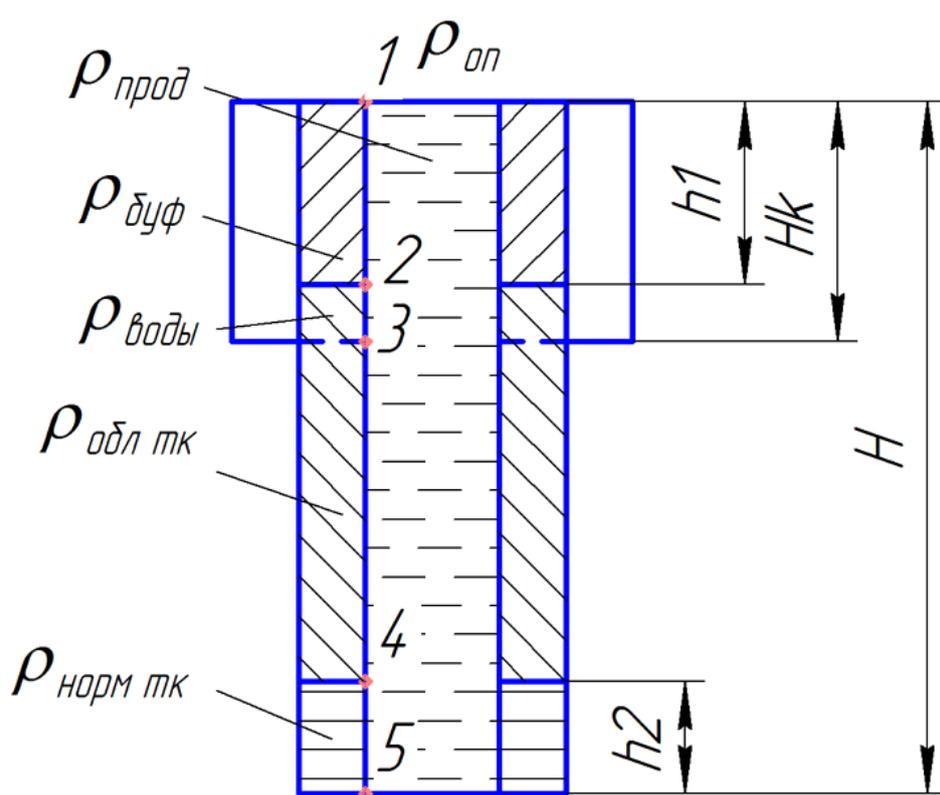


Рисунок 2.10 – Схема расположения жидкостей при опрессовке обсадной колонны

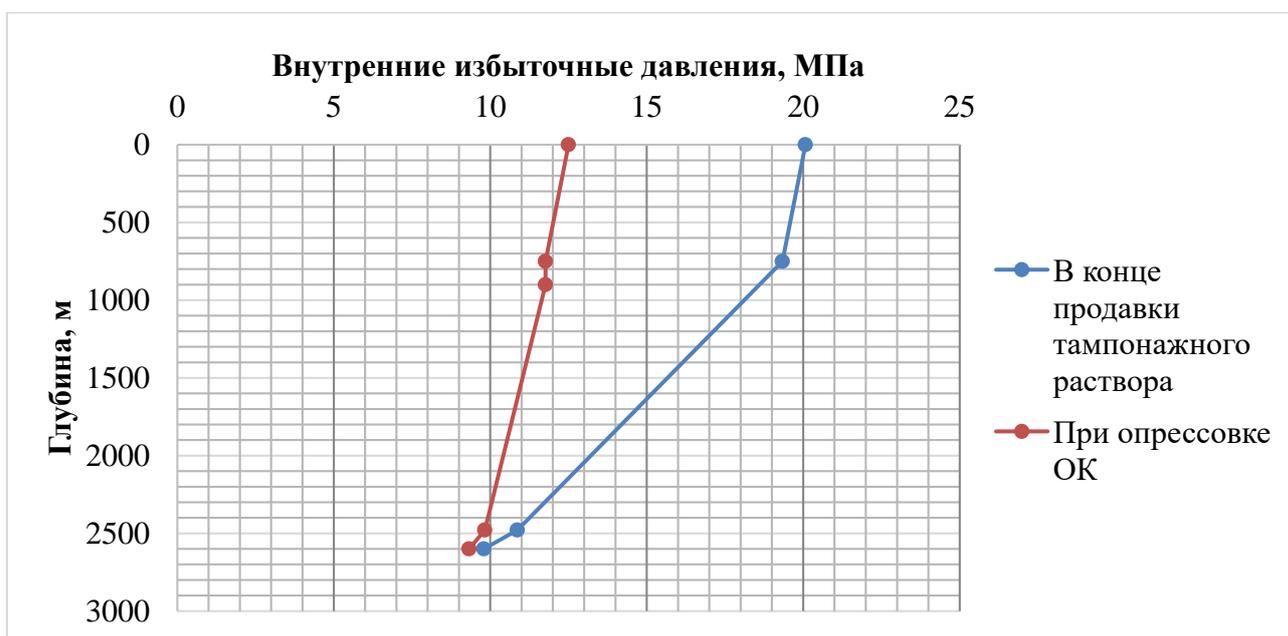


Рисунок 2.11 – Эпюра внутреннего избыточного давления

2.4.1.3 Конструирование обсадной колонны по длине

Параметры секций представлены в таблице 2.21.

№ секций	Группа прочности	Толщина стенки, мм	Длина, м	Вес, кг			Интервал установки, м
				1м трубы	секций	суммарный	
1	Д	6,4	121	17,2	2740,82	2740,82	2600-2459
2	Д	5,7	2479	15,6	38703,1	41443,88	2459-0

2.4.2 Процесс цементирования скважины

2.4.2.1 Выбор способа цементирования обсадных колонн

Проверяется условие недопущения гидроразрыва пластов по формуле:

$$P_{гс\text{ кп}} + P_{гд\text{ кп}} \leq 0,95 * P_{гр}, \quad (2.7)$$

35,9 < 42 МПа. Условие (1) выполняется, следовательно, проектируется прямое одноступенчатое цементирование.

2.4.2.2 Расчёт объёма тампонажной смеси и количества составных компонентов

Результаты данного расчета сводятся в таблицу 27.

Расчет объема цементного раствора производится по формуле:

$$V = 0.785 * (D_1^2 - D_2^2) * H * k, \text{ м}^3, \quad (2.8)$$

где k – коэффициент заполнения пустот, $k = 1,3$;

D_1 и D_2 – диаметры скважины и наружный диаметр обсадных труб, 0,195 и 0,127 мм;

H – высота цементируемого интервала, 10 м.

$$V = 0.785 * (0,195^2 - 0,127^2) * 10 * 1,3 = 1,3.$$

Таблица 2.22 – Объём тампонажной смеси и количество составных КОМПОНЕНТОВ

Тампонажный раствор нормальной плотности и облегчённый	Объём тампонажного раствора, м ³	Масса тампонажной смеси для приготовления требуемого объёма тампонажного раствора, кг	Объём воды для затворения тампонажного раствора, м ³
$\rho_{тр}=1900 \text{ кг/м}^3$	1,3	1899,36	1,49
$\rho_{тробл}=1500 \text{ кг/м}^3$	18,73	14983,68	6,01
Сумма	20,03	16883,04	7,5

2.4.2.3 Обоснование типа и расчёт объема буферной, продавочной жидкостей

Объемы буферной и продавочной жидкости представлены в таблице 28.

Таблица 2.23 – Объём буферной и продавочной жидкости

Наименование жидкости	Расчётный объём, м ³
Буферная	10,23
Продавочная	22,37

2.4.3 Гидравлический расчет цементирования скважины

2.4.3.1 Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования

На рисунке 2.12 приведен пример спроектированной технологической схемы с применением осреднительной емкости.

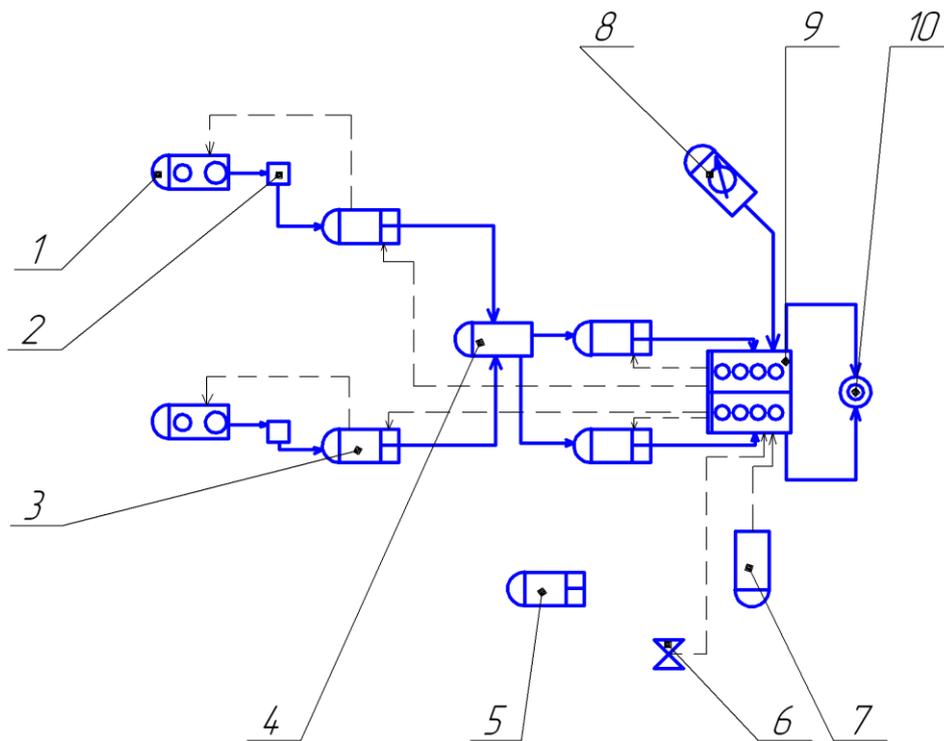


Рисунок 2.12 – Технологическая схема обвязки цементировочного оборудования:

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

2.4.3.2 Режим закачки и продавки тампонажной смеси

В таблице 2.24 приведены сводные данные о режимах работы цементировочных агрегатов.

Таблица 2.24 – Режимы работы цементируемых агрегатов

Скорость агрегата	Объем раствора, закачиваемого на данной скорости, м ³
V	34
IV	4
III	4
II	0,5

Общее время закачки и продавки тампонажного раствора $t_{цем}$ составляет 85 мин.

2.4.4 Выбор технологической оснастки обсадных колонн

Проектируется использование следующей технологической оснастки:

- башмак типа БКМ-114 с трапецеидальной резьбой ОТТМ;
- ЦКОД –Т 114-ОТТМ;
- цементирующая головка типа ГЦУ-114 А;
- разделительные пробки ПРП-Ц-127;
- центраторы ПЦ2А-114/144 (интервалы установки и их количество представлены в таблице 2.25).

Таблица 2.25 – Интервалы установки и количество применяемых центраторов

Интервал установки, м	Обозначение	Количество, шт.
900-2600	ПЦ2А-114/144	14

2.4.5 Проектирование процессов испытания и освоения скважин

Для герметизации устья скважины используется фонтанная арматура типа АФК1 – 65х21.

Для вторичного вскрытия продуктивного пласта проектируется использовать кумулятивный перфоратор ПК105-Э. Интервал перфорации составляет 6 м. Поскольку мощность пласта составляет 16 м по вертикали, то требуется не менее трех спусков перфоратора для полного вскрытия пласта.

Вызов притока на данной скважине будет производиться при помощи струйных аппаратов, которые обеспечивают требуемую депрессию путем снижения давления в подпакерной зоне до значений, меньших гидростатического. Струйный аппарат выполняет функцию насоса, создающего разрежение за струей на выходе насадки (рисунок 2.13).

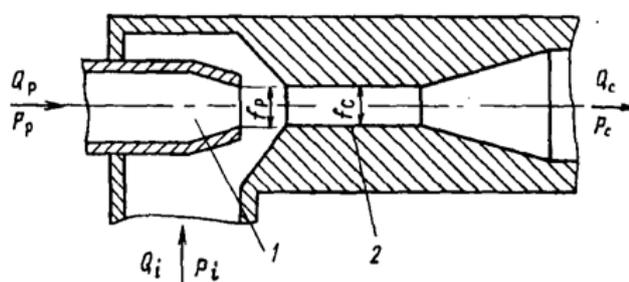


Рисунок 2.13 – Схема струйного аппарата:

1 - рабочая насадка; 2 - камера смешивания с диффузором

2.5 Расчет усилий в ветвях талевой системы и нагрузки на мачту

Для всех схем талевой системы усилие в любой ветви определяется по формуле В.Г. Храменкова:

$$P = \frac{Q_{кр.}}{m * \eta * \beta^k}, \text{ кГс}, \quad (2.9)$$

где $Q_{кр}$ – в кГс;

m – число рабочих струн, для ТС 0х1 $m = 1$;

k – порядковый номер рабочей струны (отсчет со стороны лебедочного конца), для лебедочного конца (ходовой ветви талевой системы) $k = 0$; для неподвижного конца каната талевой системы $k = m + 1$.

Максимальное усилие на канат достигается в лебедочном конце каната.

$$P_{л} = \frac{1095,86}{1*0,966*1,04^0} = 1826 \text{ кГс}$$

$$4000 \text{ кГс} > 1134 \text{ кГс}$$

Максимальный вес снаряда не превышает грузоподъемность вышки, следовательно, талевая система пригодна для подъема данного снаряда.

2.6 Расчет талевого каната

Расчет и выбор талевого каната производится по статическому разрывному усилию каната, определяемому по формуле:

$$R_{к} \geq kP_{л.мах}, \text{ кГс} \quad (2.10)$$

где k – запас прочности талевого каната по технике безопасности ($k = 2,5$);

$P_{л.мах}$ – максимальное усилие лебедки на минимальной скорости навивки каната на барабан с учетом возможной перегрузки двигателя.

$$P_{л.мах} = \frac{1000N_{дв}*\lambda*\eta_{п}}{V_{л.мин}}, \text{ кГс} \quad (2.11)$$

где $N_{дв}$ – номинальная мощность двигателя бурового станка, = 79 кВт;

λ – коэффициент перегрузки двигателя (для двигателя внутреннего сгорания $\lambda = 1,1$);

$\eta_{п}$ – КПД передач от двигателя до барабана лебедки, ;

$V_{л.мин}$ – минимальная скорость навивки каната на барабан лебедки,
 $V_{л.мин} = 0,2$

$$P_{л.мах} = \frac{1000*77*1,1*0,95}{0,2} = 402325 \text{ кГс};$$

$$R_k = 2,5 * 402325 = 1005812,5 \text{ кГс}$$

2.7 Выбор буровой установки

На основании расчетов бурильных и обсадных труб, вес наиболее тяжелой обсадной колонны составляет 66 т, а вес бурильной колонны – 44 т. Исходя из этого с учетом глубины бурения проектируется использование буровой установки БУ 3000/200 ЭУК – 1М.

Результаты проектировочных расчетов по выбору грузоподъемности буровой установки, расчету ее фундамента и режимов СПО приведены в таблице 2.26.

Таблица 2.26 – Результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины

<i>Выбранная буровая установка</i>			
Максимальный вес бурильной колонны, тс (Q _{бк})	59,35	[G _{кр}] / Q _{бк}	3,4
Максимальный вес обсадной колонны, тс (Q _{об})	66,3	[G _{кр}] / Q _{об}	3,02
Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс (Q _{пр})	86,19	[G _{кр}] / Q _{пр}	2,32
Допустимая нагрузка на крюке, тс (G _{кр})	200		
<i>Расчет фундамента буровой установки</i>			
Вес вышечно-лебёточного блока, т (Q _{вלב})	150	k _{по} = P _о / P _{бo} (k _{по} > 1,25)	

Вес бурильной колонны, т ($Q_{бк}$)	59,35		
Вес обсадной колонны, т ($Q_{ок}$)	66,3		
Коэффициент, учитывающий возможность прихвата ($K_{п}$)	1,3		
Вес бурового раствора для долива, т ($Q_{бр}$)	55,6		
Площадь опорной поверхности фундаментов, м ² ($F_{бo}$)	475,5		
<i>Расчет режимов СПО</i>			
Скорость	Количество свечей	Поднимаемый вес, кН	
2	208	365,7	
3	104	182,8	
4	38	91,4	

3 СПЕЦИАЛЬНАЯ ЧАСТЬ ПО ТЕМЕ «ОБЗОР И АНАЛИЗ УСТРОЙСТВ ДЛЯ ИСПЫТАНИЯ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ В ОТКРЫТОМ СТВОЛЕ»

3.1 Классификация способов испытания пластов

Под испытаниями пласта понимается комплекс работ, обеспечивающих вызов притока жидкости и газа из пласта, отбор проб пластовых жидкостей и газа, выявление газонефте содержания пласта, определение основных гидродинамических параметров пласта.

Испытание проводится как в процессе бурения скважины, так и после окончания бурения, спуска и цементирования эксплуатационной колонны.

Испытание и опробование пластов в процессе бурения проводится в последовательности разбуривания перспективных горизонтов (метод «сверху вниз»).

Испытание пластов после завершения строительства скважины проводится в крепленном (обсаженном) стволе в последовательности «снизу вверх» с учетом результатов испытания в открытом стволе. Поэтому обычно число объектов, испытываемых в колонне меньше, чем при испытании в процессе бурения.

Преимущества испытания пластов в процессе бурения заключаются в том, что данные о гидродинамических характеристиках пласта получаются более объективными, т.к. призабойная зона пласта еще интенсивно не загрязнена буровым и цементным растворами и на проведение исследований требуется меньшее время, чем на испытание в обсаженном стволе.

Различают опробование и испытание продуктивных пластов.

Опробование пластов обычно ограничивается отбором проб пластовых флюидов.

Испытание пластов кроме отбора проб пластового флюида предусматривает гидродинамические исследования.

Задачами испытания пластов являются:

1. Оценка продуктивности объекта (пласта).
2. Отбор проб пластовых флюидов для исследования.
3. Оценка коллекторских свойств пласта.
4. Оценка степени загрязнения призабойной зоны пласта (ПЗП).

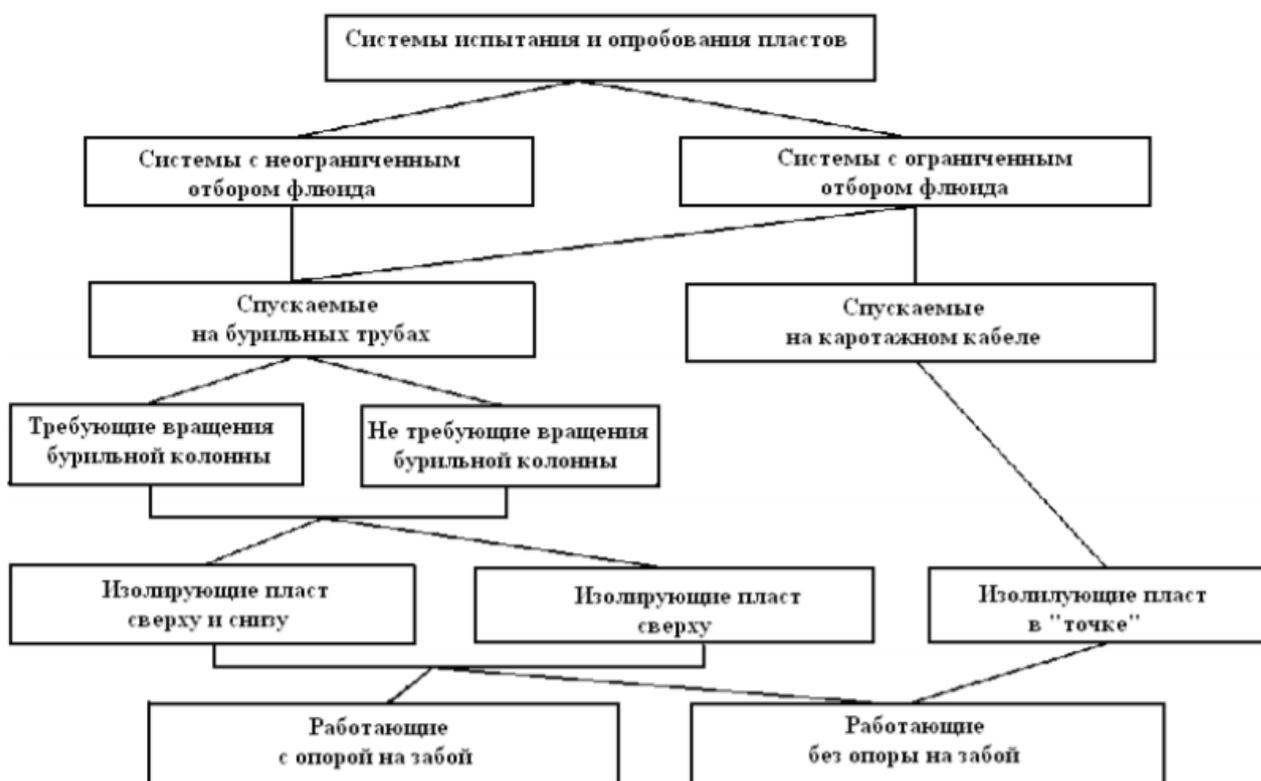


Рисунок 3.1. Классификация систем для испытания и опробования пластов

Сущность испытания пласта состоит в следующем: 1. Изоляция пласта (или его участка) от остального разреза скважины. 2. Создание депрессии на пласт и вызов притока пластового флюида. 3. Регистрация изменения давления и притока пластового флюида на различных режимах отбора проб.

На рис. 3.1. показана классификация используемых в настоящее время систем испытания и опробования пластов.

3.2. Исследование скважин опробователями пластов

Для оценки нефтегазоносности пластов в процессе бурения используют опробователи, спускаемые в скважину на кабеле, или сбрасываемые внутрь бурильной колонны.

Опробователи, спускаемые на каротажном кабеле

При планировании и проведении работ, а также при интерпретации полученных данных необходимо учитывать особенности опробователей такого типа. К ним относятся:

- 1) точная привязка испытуемых пластов к каротажным диаграммам;
- 2) высокая избирательность – опробование проводится на очень маленьком участке пласта (точечное опробование) – и возможность исследования близко расположенных участков;
- 3) небольшие затраты времени на проведение операции; даже в глубоких скважинах на одну операцию затрачивается 2 - 4 ч.;
- 4) отсутствие необходимости специально готовить скважину; опробование можно провести после промежуточного каротажа этой же каротажной партией;
- 5) получение притока нефти и газа из пласта различной проницаемости за счет высокой депрессии и небольшого объема отобранных проб; приборами можно отбирать даже незначительные притоки углеводородов;
- 6) полностью исключена возможность нефтегазопроявлений и открытого фонтанирования.

Использование опробователей, спускаемых на кабеле, способствует повышению достоверности интерпретации данных промыслово-геофизических исследований, выделению нефтеносных, газоносных и водоносных пластов,

установлению водонефтяных и газожидкостных контактов. Результаты опробования приборами на кабеле позволяют оценивать свойства пласта, изучать его проницаемость.

Отечественной промышленностью освоен выпуск каротажных опробователей пластов трех типов: ОПК7-10; ОПК4-5 и термостойкий ОПТ7-10. Первые два типа приборов аналогичны по конструкции и принципу действия и отличаются только размерами. В приборе ОПТ7-10 для управления работой гидравлической системы вместо пороховых зарядов используется золотниковый переключатель, который приводится в действие электромагнитом. Приборы работают на трехжильном, а при установке специальной головки на одножильном кабеле с типовым наземным оборудованием для промысловогеофизических работ. Конструкцией прибора ОПК предусмотрена возможность, до создания перепада давлений, сделать канал кумулятивным перфоратором, размещенным в опробователе. Объект опробования выбирают по результатам бурения, и это во многом зависит от опыта геологов. Если в процессе бурения замечены нефтегазоводопроявления (по газокаротажу, шламу, выходам углеводородов с буровым раствором), то, как правило, проводится промежуточный каротаж для изучения вскрытой зоны. Интерпретация результатов каротажа может быть основанием для планирования опробования пласта. В этом случае обязательно проведение кавернометрии для определения интервала, где можно установить прибор, так как при попадании его в каверну герметизирующее и прижимающее устройства могут не сработать и процесс окажется неудачным. Для установки прибора необходимо подбирать участок скважины без каверн.

Чем меньше времени прошло после вскрытия пласта бурением до начала опробования, тем более достоверный результат можно ожидать. Успешность процесса зависит также от величины пластового давления испытываемого интервала. Чем выше пластовое давление, тем меньше времени необходимо на наполнение баллона. Обычно баллон держат открытым 5-20 мин.

На рис. 3.2. показана схема работы опробователя типа ОПК. Положение I – прибор при спуске в скважину. Положение II - прибор на уровне испытываемого пласта, произведен выстрел нижней пробки, поршень переместился, приведя в рабочее положение элементы прижимной системы, произведен выстрел кумулятивным перфоратором, флюид из пласта поступает в пробоотборник (баллон). Положение III - произведен выстрел верхней пробки, прижимное устройство и герметизирующий элемент возвращены в транспортное положение.

Не рассматривая комплекса подготовительно-заключительных работ при опробовании пласта прибором, спускаемым на кабеле, можно выделить три стадии, связанные непосредственно с поведением пласта во время опробования:

- 1) возникновение и распространение гидродинамического возмущения в пласте;
- 2) уменьшение давления в некотором объеме пласта вследствие перемещения жидкости и газа из пласта в баллон;
- 3) восстановление пластового давления в зоне опробования после прекращения перетока.

Представляет интерес определение расстояния, на которое может повлиять процесс опробования, или радиуса дренирования. Работами, выполненными лабораторией опробования пластов Волго-Уральского филиала ВНИИгеофизики, определены радиусы дренирования для различных пластов. Подсчитано, что для пластов большей мощности при применении баллонов вместимостью до 10 л радиус дренирования составляет 50 см. На радиус дренирования существенно влияет пористость пласта. При опробовании пропластков радиус дренирования больше. В связи с неоднородностью пластов можно предполагать, что он может составлять 80-100 см.

Практика показывает, что баллоны наполняются пластовыми жидкостями и газом, фильтратом бурового раствора, буровым раствором. Соотношения их объемов различны. В зависимости от объема пластовой жидкости выбирают

метод ее использования. Так, если объем нефти более 0,5 л, проводят полный анализ нефти. Для проб меньшего объема ограничиваются измерением плотности, вязкости и люминесцентными исследованиями. Способ определения характеристик пластовых воды и газа зависит от их объема и наличия лабораторий для проведения исследований.

Кроме описанных, известны другие конструкции опробователей пластов, спускаемых на кабеле. Например опробователь пластов ОП-150 конструкции ВНИИКанефтегаза – ВНИИгеофизики выполнен на базе сверлящих грунтоносов, применяющихся для отбора керна из стенки необсаженной скважины.

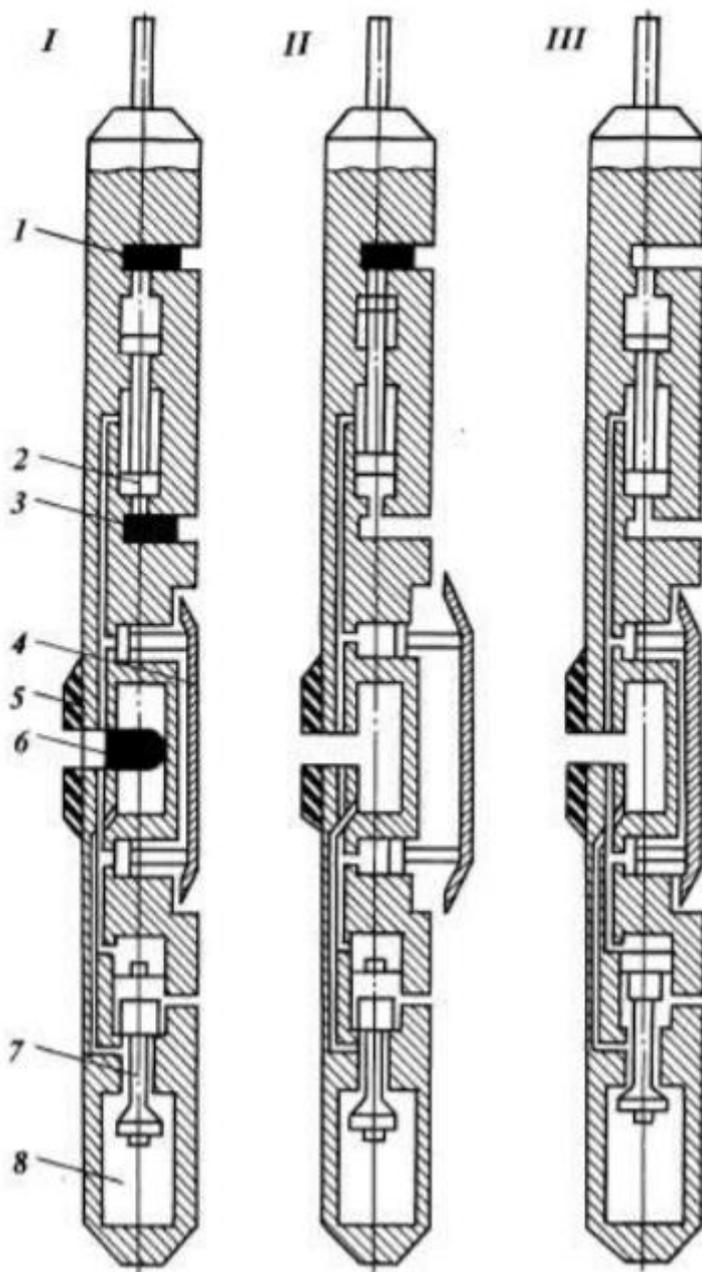


Рисунок 3.2. Схема опробователя пластов, спускаемого на каротажном кабеле:

I – при спуске в скважину; II – при отборе пробы пластового флюида; III – при подъеме из скважины; 1 – верхний пороховой заряд и заглушка; 2 – дифференциальный возвратный поршень; 3 – нижний пороховой заряд и заглушка; 4 – прижимная лапа; 5 – герметизирующая накладка; 6 – кумулятивный заряд; 7 – впускной клапан; 8 – баллон для пробы флюида.

При использовании этого опробователя возможен одновременный отбор образца грунта и насыщающих его жидкостей, причем пробу не загрязняют газы,

образующиеся от взрывчатых веществ. Наличие двух баллонов (верхнего и нижнего) позволяют отбирать как загрязненные, так и более чистые образцы пластового флюида. Опробователь опускается в скважину на кабель-тросе с помощью лебедки самоходной станции сверлящих грунтоносов.

3.3 Опробователи, сбрасываемые внутрь бурильной колонны

Опробователи, сбрасываемые внутрь бурильной колонны, используются при роторном способе бурения.

Сбрасываемый внутрь бурильной колонны опробователь позволяет вызывать приток сразу после вскрытия продуктивного пласта и отбирать пробу пластовой жидкости. Для этого в компоновку низа бурильной колонны (КНБК) над долотом устанавливают специальное пакерующее устройство, которое в процессе бурения не препятствует циркуляции бурового раствора по затрубному кольцевому зазору (рис.3.3). После спуска пробоотборника в пакерующее устройство, открываются каналы по которым буровой раствор под давлением подается под пакерующий элемент и вызывает его расширение вплоть до полного контакта со стенками ствола скважины и перекрытия кольцевого зазора. Таким образом происходит изоляция призабойной зоны скважины от остального ствола.

С повышением давления внутри бурильной колонны открывается клапан в пробоотборнике. За счет того, что пробоотборник заполнен воздухом при атмосферном давлении, давление в подпакерной зоне резко понижается, в результате чего пластовый флюид проникает в скважину и попадает в пробоотборник. Одновременно регистрирующим манометром записывается кривая восстановления давления в пробоотборнике.

По истечении времени, отведенного для опробования пласта, давление в бурильной колонне снижают (сбрасывают), в результате чего закрывается клапан в пробоотборнике и пакер постепенно возвращается в исходное положение.

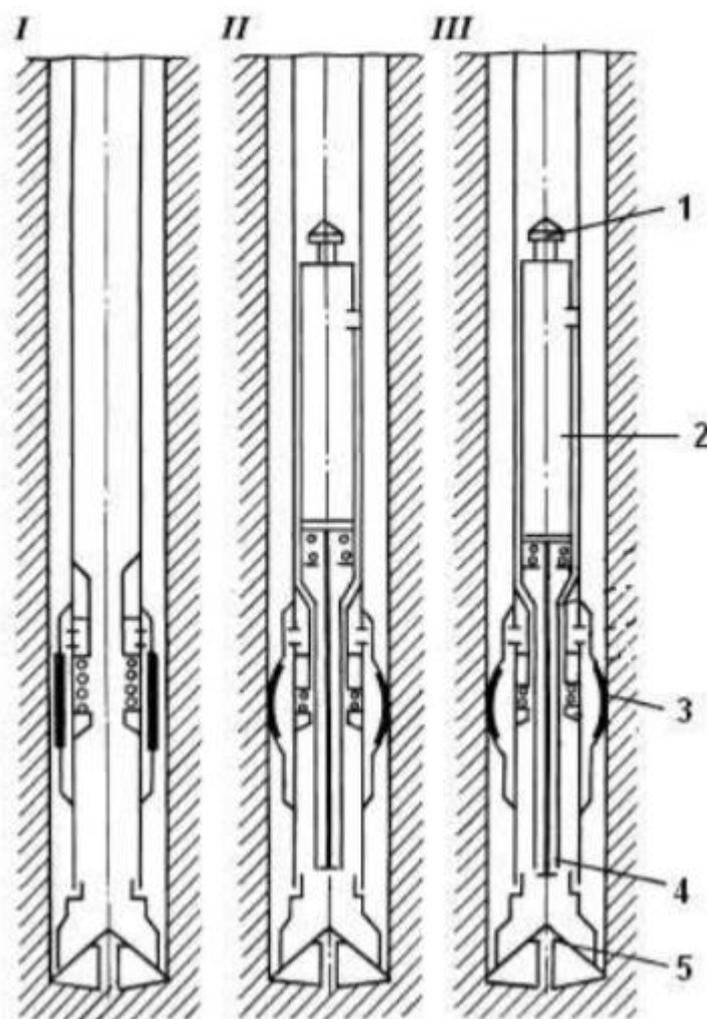


Рисунок 3.3. Схема опробователя пластов, сбрасываемого внутрь бурильной колонны:

I – в процессе бурения; II – в процессе пакеровки; III – в процессе отбора пробы пластового флюида; 1 – шлиповая головка; 2 – пробоотборник; 3 – пакерующее устройство; 4 – впускной клапан; 5 – долото.

Для подъема пробоотборника внутрь бурильной колонны на тонком стальном канате спускают специальное устройство (овершот), которым производится захват пробоотборника за шлиповую головку и подъем его на поверхность. Процесс бурения может быть продолжен.

Иногда пробоотборник извлекают на поверхность вместе с бурильной колонной.

3.4 Исследование скважин трубными пластоиспытателями

Аппараты, спускаемые в скважину на колонне бурильных труб, называются трубными пластоиспытателями. Они получили наибольшее распространение при испытании пластов в процессе бурения (типа КИИ, МИГ), т.к. дают возможность не только отбирать пробы пластового флюида, но и проводить гидродинамические исследования.

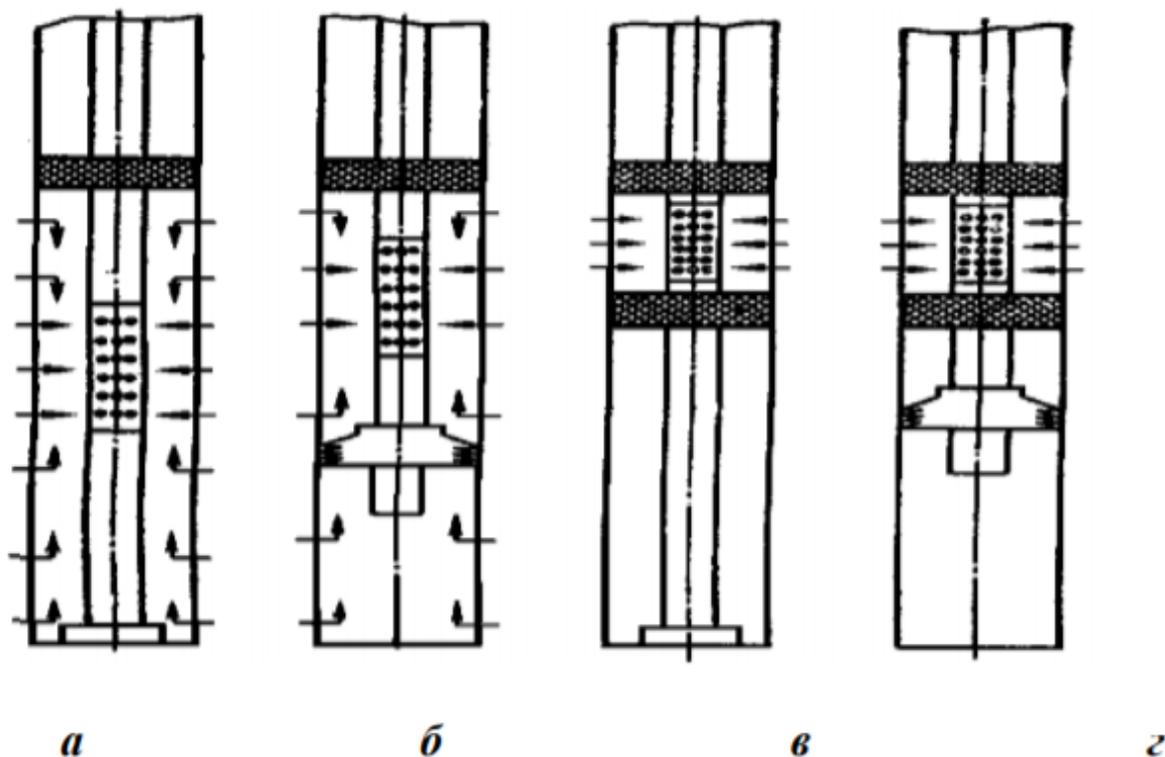


Рисунок. 3.4. Схемы изоляции пластов при испытании в открытом стволе

а - опора на забой, изоляция пласта сверху,

б - опора на стенки, изоляция пласта сверху,

в - опора на забой, изоляция пласта сверху и снизу,

г - опора на стенки, изоляция пласта сверху и снизу.

При этом пласт может изолироваться сверху, сверху и снизу, с опорой на забой или на стенки скважины (рис. 3.4).

Схема компоновки наиболее часто используемого пластоиспытателя с одним пакером и опорой на забой приведена на рис. 3.5.

Фильтр-хвостовик пластоиспытателя предназначен для опоры на забой при создании сжимающей нагрузки, размещения приборов и для задержки

твёрдой фазы в период притока пластового флюида. Длина хвостовика для предотвращения потери устойчивости при сжатии обычно не превышает 50 м.

Безопасный замок предназначен для отсоединения буровой колонны и пластоиспытателя при возможном прихвате фильтра-хвостовика за счёт обвалов стенок скважины при высоких депрессиях.

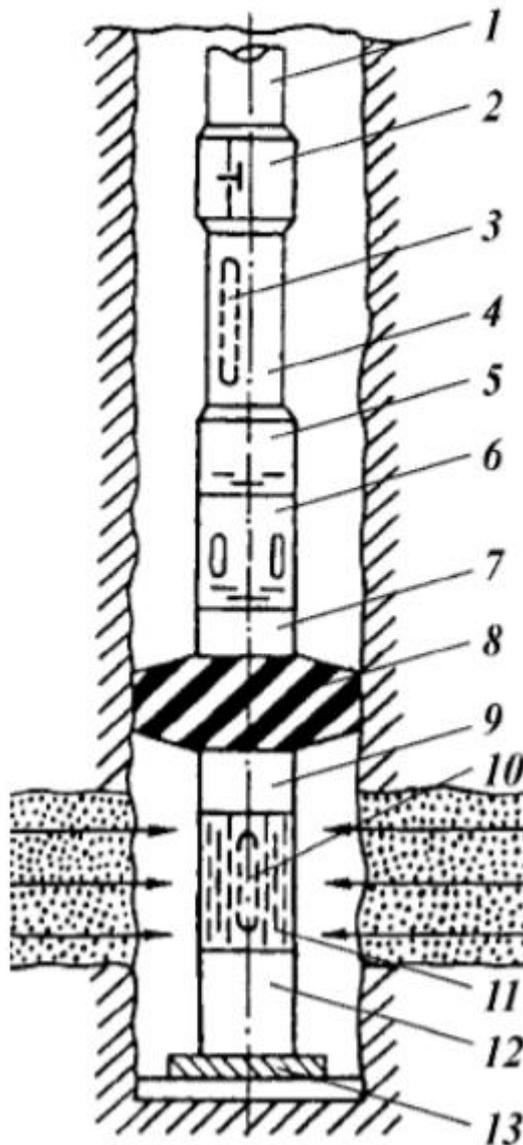


Рисунок 3.5. Схема компоновки трубного пластоиспытателя МИГ

Пакер предназначен для перекрытия затрубного пространства, изоляции пласта от вышележащего разреза скважины. Гидравлический ящик используется для облегчения распаковки и освобождения нижней части компоновки при незначительных прихватах.

Пластоиспытатель включает в себя впускной (главный), уравнильный клапаны и гидравлическое реле времени, которые позволяют проводить испытание пласта в режиме притока.

Запорно-поворотный клапан (ЗПК) может быть одинарного или многоциклового действия, он позволяет прекращать поступление пластового флюида внутрь бурильной колонны и исследовать пласт в режиме восстановления давления.

Циркуляционный клапан предназначен для восстановления циркуляции жидкости в процессе подъема бурильной колонны и вымыва из нее отобранного пластового флюида.

Технология испытания пласта с использованием компоновки многоциклового испытателя МИГ, состоит в следующем.

После сборки компоновки она спускается на забой на колонне бурильных труб. Поскольку при спуске впускной клапан пластоиспытателя и циркуляционный клапан закрыты, то самозаполнения колонны не происходит, это вынуждает доливать колонну водой или буровым раствором сверху до глубины, которая рассчитывается исходя из необходимой депрессии на пласт в процессе испытания.

Пакер в транспортном положении имеет диаметр 0,8-0,9 от диаметра скважины, что при определенных условиях может явиться причиной высоких импульсов давлений на стенки скважины (эффект поршневания) и гидроразрыва слабых пластов. Для уменьшения этого явления конструкцией пластоиспытателя предусмотрено, что отверстия уравнильного клапана при СПО открыты. Это позволяет части жидкости перетекать из подпакерного пространства через уравнильный клапан.

После достижения забоя на компоновку создается сжимающая нагрузка, достаточная для раскрытия пакера. При прижатии резинового элемента к

стенкам скважины происходит изоляция испытуемого пласта (объекта) от вышележащего разреза скважины.

Одновременно с пакеровкой при создании сжимающей нагрузки включается в работу гидравлическое реле времени, которое через 3-5 минут открывает впускной клапан пластоиспытателя. Задержка в открытии впускного клапана необходима для предотвращения его открытия при спуске инструмента в случае посадок компоновки на уступы и каверны в скважине.

При открытии впускного клапана пластоиспытателя происходит сообщение подпакерной зоны (зоны испытуемого объекта) с полостью бурильной колонны. Это приводит к резкому падению давления в подпакерной зоне до давления столба жидкости в бурильных трубах, создается депрессия на пласт, что является необходимым условием притока пластового флюида.

Если давление в призабойной зоне снизилось и стало ниже пластового, то происходит очистка ПЗП и пластовый флюид поступает через фильтр и впускной клапан внутрь бурильной колонны. Начинается первый открытый период притока. Уровень жидкости в колонне растет, увеличивается давление на забой, что фиксируют глубинные манометры, установленные в нижней части компоновки.

Продолжительность первого открытого периода составляет 3-5 мин. По истечении этого времени закрывают ЗПК путем вращения бурильной колонны на 10 оборотов. Приток жидкости (газа) в бурильную колонну прекращается. Начинается первый закрытый период испытания пласта. В этот период происходит быстрое восстановление давления в подпакерной зоне вплоть до пластового. Продолжительность первого закрытого периода составляет 10 - 40 мин.

Затем снова вращают бурильную колонну на 10 оборотов, ЗПК открывается, начинается второй открытый период притока пластового флюида в

бурильную колонну. Давление столба жидкости в ней растет, на диаграммах глубинных манометров записывается кривая притока.

Продолжительность второго открытого периода от 15 мин до 1 часа и более. О наличии притока можно судить по объему и скорости выхождения воздуха из бурильной колонны. Обычно не допускается выход пластового флюида на поверхность в процессе испытания пласта, но обвязка устья скважины должна предусматривать такую возможность.

По истечении второго открытого периода притока закрывают ЗПК, вращая колонну на очередные 10 оборотов. Начинается второй закрытый период испытания, в период которого идет быстрое повышение давления в подпакерной зоне, снимается конечная кривая восстановления давления (КВД).

Однако это восстановление идет более медленно, т.к. пласт дренирован на большую глубину и не всегда в конце этого периода давление в подпакерной зоне достигает пластового.

Общее время нахождения компоновки пластоиспытателя на забое не должно превышать допустимое время оставления колонны без движения в скважине, которое определяется заранее.

После завершения процесса испытания пласта создают растягивающую нагрузку на компоновку. При этом сначала открывается уравнительный клапан, который сообщает подпакерную зону с полостью затрубного пространства выше пакера, происходит выравнивание давления в этих зонах, т.е. на пласт снова начинает действовать давление столба бурового раствора в скважине с необходимой репрессией, пласт задавливается.

При дальнейшем создании растягивающей нагрузки пакер приходит в транспортное положение и начинают извлечение бурильной колонны с 33 компоновкой пластоиспытателя на поверхность. Если при освобождении пакера ощущаются трудности, то сначала работают гидравлическим яссом, если это не помогает освободить компоновку, производят рассоединение от прихваченной

части в безопасном замке. При подъеме бурильной колонны при закрытом ЗПК и циркуляционном клапане жидкость в колонне вместе с отобранным пластовым флюидом движется к устью.

После достижения уровня жидкости в бурильной колонне поверхности, с помощью буровых насосов или ЦА повышается давление внутри бурильной колонны, открывается циркуляционный клапан. Обратной промывкой производится, вымыв отобранного флюида из бурильной колонны с отбором проб. Дальнейший подъем бурильной колонны проходит с открытым циркуляционным клапаном.

3.4 Качественный анализ диаграмм глубинных манометров

В компоновку испытательного оборудования, спускаемого в скважину на колонне бурильных труб (КИИ, МИГ), включают от 2 до 5 глубинных манометров. Наибольшую информацию несет диаграмма манометра, установленного в зоне фильтра. На рис. 3.6 представлен общий вид такой диаграммы.

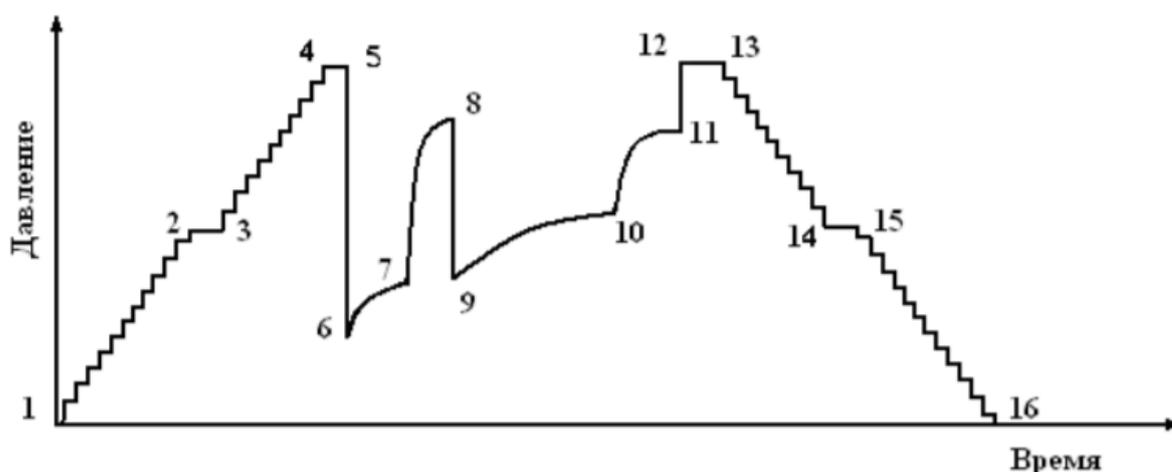


Рисунок 3.6. Диаграмма глубинного манометра, установленного в зоне фильтра МИГ

Наиболее характерны следующие участки этой диаграммы:

- 1-2 и 3-4 - спуск инструмента в скважину. Отмечается ступенчатое повышение давления, действующего на манометр при сборке и спуске бурильной колонны из отдельных труб или «свечей».

- 2-3 - долив бурильной колонны буровым раствором или водой с целью создания расчетной депрессии на пласт в период испытания.
- 4-5 - пакеровка, закрытие уравнительного клапана и работа гидравлического реле времени.
- 5 - открытие впускного (главного) клапана.
- 6-7 - первый открытый период, кривая притока.
- 7 - закрытие ЗПК.
- 7-8 - первый закрытый период, начальная кривая восстановления давления, в точке 8 может быть зарегистрирована величина пластового давления.
- 8 - открытие ЗПК.
- 9-10 - второй открытый период притока, кривая притока.
- 10 - закрытие ЗПК.
- 10-11 - второй закрытый период, конечная кривая восстановления давления. - 11 - открытие уравнительного клапана.
- 12-13 - распаковка.
- 13-14 и 15-16 - подъем бурильной колонны.
- 14-15 - открытие уравнительного клапана и вымыв отобранного флюида.

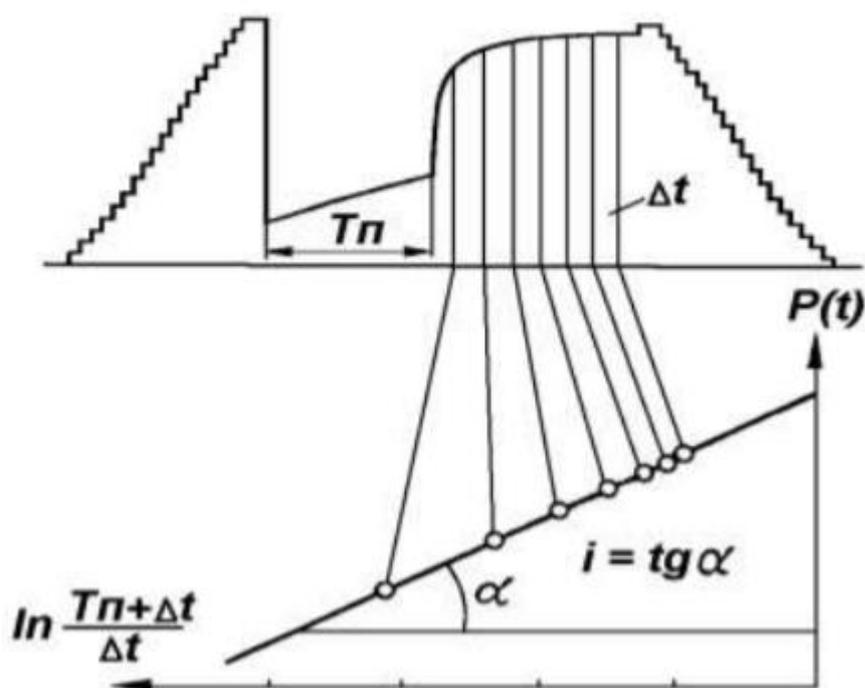


Рисунок 3.7. Обработка диаграммы пластоиспытателя методом Хорнена

По результатам интерпретации диаграмм глубинных манометров рассчитывают:

- коэффициент продуктивности:

$$k_{\text{ПП}} = \frac{Q_{\text{СР}}}{P_{\text{ПЛ}} - P_{\text{КП}}} \quad (3.1)$$

- коэффициент закупорки:

$$k_3 = k/k_{\text{ЭКВ}} \quad (3.2)$$

- скинэффект:

$$S_{\text{К}} = (k_3 - 1) \ln \frac{R_{\text{К}}}{R_{\text{С}}} \quad (3.3)$$

В приведенных формулах приняты следующие обозначения:

РПЛ - пластовое давление;

РКП - давление в скважине в конце открытого периода, притока;

QСР - средний дебит (приток) флюида в открытый период;

k - проницаемость незагрязненного коллектора (пласта);

kЭКВ - эквивалентная проницаемость пласта в пределах до контура питания (загрязненной и незагрязненной зоны);

РК- радиус контура питания;

РС - радиус скважины;

3.5 Расчет бурильной колонны и хвостовика при испытании пластов.

В процессе всего цикла испытания пласта с использованием трубных пластоиспытателей КИИ или МИГ на колонну бурильных труб действуют различные нагрузки – растягивающие и сжимающие, сминающие, изгибающие, как статические, так и динамические. Расчет бурильной колонны и хвостовика проводится на максимальные нагрузки, возникающие в процессе испытания пласта.

Бурильная колонна рассчитывается на растяжение при распаковке с вращением, на смятие при максимальном ее опорожнении и на избыточное внутреннее давление, если в период притока выкидная линия из колонны бурильных труб закрывается.

Поверочный расчет бурильной колонны заключается в определении соответствия фактических нагрузок и напряжений допустимым.

Наиболее опасное сечение при расхаживании колонны в процессе распаковки - верх колонны.

Условие прочности бурильных труб при растяжении с кручением выразится как:

$$\sigma_T \geq k_P \sqrt{\sigma_z^2 + 4\tau^2} \quad (3.4)$$

где σ_T - предел текучести материала труб, Па;

k_P - коэффициент запаса прочности на растяжение ($k_P = 1,5$);

σ_z - осевые (растягивающие) напряжения, Па;

τ - тангенциальные (касательные) напряжения, Па;

Осевые растягивающие напряжения в теле бурильных труб составят:

$$\sigma_z = G_K + P_{\text{доп}} / F_{\text{тр}} \quad (3.5)$$

где G_K - нагрузка от веса бурильной колонны и пластоиспытателя, Н;

РДОП - дополнительная растягивающая нагрузка при расхаживании колонны, Н;

F_{TP} - площадь тела трубы, м².

Нагрузка от веса бурильной колонны и пластоиспытателя (G_K) составит:

$$G_K = [\sum q_j l_j + q_y l_y + M_{ИП} + q_x l_x] g (1 - \rho_p / \rho_m) \quad (3.6)$$

где q_j - масса погонного метра бурильных труб, кг;

q_y - масса погонного метра УБТ, кг;

q_x - масса погонного метра хвостовика, кг;

l_j - длина секции бурильных труб с одной толщины стенки, м;

l_y - длина утяжеленных бурильных труб, м;

l_x - длина хвостовика, м;

$M_{ИП}$ - масса комплекта пластоиспытателя, кг;

ρ_p - плотность бурового раствора, кг/м³ ;

ρ_m - плотность металла труб, кг/м³ ;

Дополнительную растягивающую нагрузку при расхаживании бурильной колонны в случае ее прихвата рекомендуют принимать до 30% от веса бурильной колонны ($РДОП \leq 0,3 G_K$).

Тангенциальные напряжения в верхней части колонны при круговом расхаживании составят:

$$\tau = \pi d_H \varphi G_{KP} / [Z_{ПАК} - l_y (1 - J_{KP} / J_{KPy})] \quad (3.7)$$

где d_H - наружный диаметр бурильных труб, м;

φ - число оборотов, на которое закручивается верх бурильной колонны при расхаживании;

GKP - модуль упругости второго рода (для стальных труб $GKP \approx 73$ ГПа);

ZПАК - глубина установки пакера, м;

l_y - длина утяжеленных бурильных труб, м;

JKP и JKPy - полярные моменты инерции сечения соответственно бурильных труб и УБТ, м⁴;

Условие прочности бурильной колонны на смятие после пакеровки (до открытия впускного клапана):

$$P_{CM} \geq k_{CM} [\rho_p Z_{BT} - \rho_{ж} (Z_{BT} - Z_{ж})]g \quad (3.8)$$

где P_{CM} - сминающее давление для бурильных труб, Па;

k_{CM} - коэффициент запаса прочности на смятие ($k_{CM} = 1,3$); Z_{BT} - глубина соединения бурильных труб и УБТ, м;

$Z_{ж}$ - глубина уровня жидкости в колонне, м; ρ_p - плотность бурового раствора, кг/м³ ;

$\rho_{ж}$ - плотность жидкости в бурильной колонне, кг/м³

Наиболее опасное сечение при расчете колонны на смятие - низ бурильной колонны (место соединения с УБТ).

Условие прочности бурильной колонны на разрыв (избыточное внутреннее давление) при полном замещении жидкости в колонне на пластовый флюид и герметизации устья скважины:

$P_{кр} \geq k_{вн} (P_{пл} - \rho_n g L_{пл})$ - для нефтяной скважины;

$P_{кр} \geq k_{вн} P_{пл} \exp[0,034 \rho_{ог} L_{пл} / \beta_{сж} T_{ср}]$ - для газовой скважины

(3.9, 3.10)

где РКР - внутреннее критическое давление (давление разрыва) бурильных труб, Па;

$k_{вн}$ - коэффициент запаса прочности на разрыв бурильных труб ($k_{вн} = 37$ 1,15);

$P_{пл}$ - пластовое давление, Па; ρ_n - плотность нефти, кг/м³ ;

$\rho_{ог}$ - относительная (по воздуху) плотность газа;

$L_{пл}$ - глубина залегания пласта, м;

$\beta_{сж}$ - коэффициент сжимаемости газа;

$T_{ср}$ - средняя температура в скважине, °К.

Наиболее опасное сечение при расчете колонны на разрыв - верх бурильной колонны (при компоновке ее из труб одинаковой прочности).

Хвостовик комплекта пластоиспытателя при опоре на забой рассчитывается на статическую нагрузку в период притока жидкости и на ударную нагрузку при открытии впускного клапана.

Условие прочности хвостовика при сжатии:

$$\sigma_T \geq k_{сж} (\sigma_Z + \sigma_{и} + \sigma_T)$$

(3.11)

где $k_{сж}$ - коэффициент запаса прочности при расчете на сжатие ($k_{сж} =$ 1,3);

σ_Z - сжимающие напряжения в теле хвостовика, Па;

σ_I - изгибающие напряжения в теле хвостовика, Па;

σ_T - температурные напряжения в теле хвостовика, Па;

Сжимающие напряжения в теле хвостовика возникают от суммы нагрузки от пакеровки (РСП) и гидравлической нагрузки (РГ) на пакер, уменьшенной на величину силы трения пакера (РТР) о стенки скважины:

$$\sigma_Z = (P_{СП} + P_G - P_{ТР}) / F_X \quad (3.12)$$

Нагрузка, необходимая для пакеровки (РСП) выбирается по технической характеристике применяемого пакера.

Статическая гидравлическая нагрузка на хвостовик (РГ) после открытия впускного клапана составит:

$$P_G \approx 0,785(d_C^2 - d_X^2) [\rho_p Z_{ПАК} - \rho_{Ж} (Z_{ПАК} - Z_{Ж})] g \quad (3.13)$$

где d_C - диаметр скважины, м;

d_X - диаметр хвостовика, м;

ρ_p - плотность бурового раствора, кг/м³ ;

$\rho_{Ж}$ - плотность жидкости в бурильной колонне, кг/м³.

$Z_{ПАК}$ - глубина установки пакера, м;

$Z_{Ж}$ - глубина уровня жидкости в колонне, м;

Силу трения пакера о стенки скважины можно определить по формуле П.С. Лапшина:

$$P_{ТР} = C_{ТР} \mu_{ТР} \Delta P \pi d_C h_{РП} (d_{РП}^2 - d_{Ш}^2) / (d_C^2 - d_{Ш}^2) \quad (3.14)$$

где $C_{ТР}$ - опытный коэффициент ($C_{ТР} \approx 0,2$);

μ_{TP} - коэффициент трения резинового элемента пакера о стенки скважины ($\mu_{TP} \approx 0,1$);

ΔP – избыточное наружное давление на пластоиспытатель в начале испытания пласта:

$$\Delta P = [\rho_p Z_{ПАК} - \rho_{Ж} (Z_{ПАК} - Z_{Ж})] g \quad (3.15)$$

d_C - диаметр скважины, м; $d_{ш}$ - диаметр штока пакера, м;

$h_{РП}$ - высота резинового элемента пакера,

$d_{РП}$ - диаметр резинового элемента пакера, м;

$Z_{ПАК}$ - глубина установки пакера, м; ρ_p - плотность бурового раствора, кг/м³ ;

$\rho_{Ж}$ - плотность жидкости в бурильной колонне, кг/м³.

Иногда силу трения пакера о стенку скважины не учитывают, это повышает коэффициент запаса прочности при расчете хвостовика на статическую сжимающую нагрузку.

Изгибающие напряжения в теле хвостовика составят:

$$\sigma_{и} = 5,04 (d_C - d_X) \sqrt[3]{E J q_X^2 g^2 (1 - \rho_p / \rho_M)^2 / W_X} \quad (3.16)$$

где d_C - диаметр скважины, м;

d_X - диаметр хвостовика, м;

E - модуль упругости материала (для стали $E = 2,1 \cdot 10^{11}$ МПа);

J_X - полярный момент инерции сечения хвостовика, м⁴ ;

q_X - масса погонного метра хвостовика, кг;

ρ_p - плотность бурового раствора, кг/м³;

ρ_m - плотность металла труб хвостовика, кг/м³;

W_X - момент сопротивления сечения хвостовика, м³;

Температурные напряжения в теле хвостовика составят:

$$\sigma_t = \alpha_T E \Delta t,$$

где α_T - температурный коэффициент линейного расширения материала хвостовика (для стали $\alpha_T = 12 \cdot 10^{-6} \text{ К}^{-1}$);

E - модуль упругости материала хвостовика (для стали $E = 2,1 \cdot 10^{11} \text{ МПа}$);

Δt - изменение температуры в подпакерной зоне в процессе притока пластового флюида, °К.

Условие прочности хвостовика при ударной нагрузке можно выразить как:

$$[P_{уд}] \geq (P_{сп} + P_{г}) \sqrt{1 + 2EF_X(Z_{пак} - h_{пр})(d_0 / d_c)^4 / (\mu l_x P_{г})} \quad (3.17)$$

где $[P_{уд}]$ - допустимая ударная нагрузка на хвостовик, Н;

$P_{сп}$ - сжимающая нагрузка при пакеровке, Н;

$P_{г}$ - гидравлическая нагрузка на пакер при открытии впускного клапана, 39 Н;

E - модуль упругости материала (для стали $E = 2,1 \cdot 10^{11} \text{ МПа}$);

F_X - площадь тела хвостовика, м²;

$Z_{пак}$ - глубина установки пакера, м;

$h_{пр}$ - приведенная высота столба бурового раствора, м:

$$h_{пр} = (Z_{пак} - Z_{ж}) \rho_{ж} / \rho_{р} \quad (3.18)$$

d_0 - диаметр отверстия штуцера в пластоиспытателе, м;

d_c - диаметр скважины, м;

μ - коэффициент расхода штуцера пластоиспытателя ($\mu_{Ш} = 0,6 \div 0,65$);

l_x - длина хвостовика, м.

Допустимая ударная нагрузка на хвостовик определится как:

$$[P_{уд}] = k_{уд} F_x (\sigma_T - \sigma_{И} - \sigma_z') / k_{\delta} \quad (3.19)$$

где $k_{уд}$ - коэффициент, учитывающий возрастание предела текучести хвостовика при динамическом нагружении ($k_{уд} = 2 \div 2,35$);

F_x - площадь тела хвостовика, м²;

σ_T - предел текучести материала труб хвостовика, Па;

$\sigma_{И}$ - изгибающие напряжения в теле хвостовика, Па;

σ_z' - сжимающие напряжения в теле хвостовика от нагрузки при пакеровке:

$$\sigma_z' = P_{СП} / F_x; \quad (3.20)$$

k_{δ} - коэффициент безопасности при расчете хвостовика ($k_{\delta} = 1,3$).

3.6 Испытание пластов с использованием эжекторного пластоиспытателя

Технология испытание пластов с использованием эжекторного многофункционального пластоиспытателя пластов (ЭМПИ) заключается в следующем.

В скважину на колонне НКТ спускают компоновку, включающую:

- воронку (расширитель) – устанавливается не ближе 20 метров от кровли исследуемого пласта;

- пакер – устанавливается в зависимости от решаемых задач на расстоянии 50-100 метров от кровли исследуемого объекта;

- эжекторный насос – устанавливается на две трубы (15-20 метров) выше пакера;

После пакерования устанавливают фонтанную арматуру и производят ее обвязку с насосным агрегатом, сепаратором, замерной емкостью в соответствии со схемой (рис. 3.8).

Обратный клапан устанавливается в нагнетательную линию при высоких пластовых давлениях.

Количество и тип насосных агрегатов определяют в зависимости от геологических характеристик пласта и решаемых задач.

В линию нагнетания рабочей жидкости обязательно устанавливают фильтр во избежание засорения сопла струйного насоса.

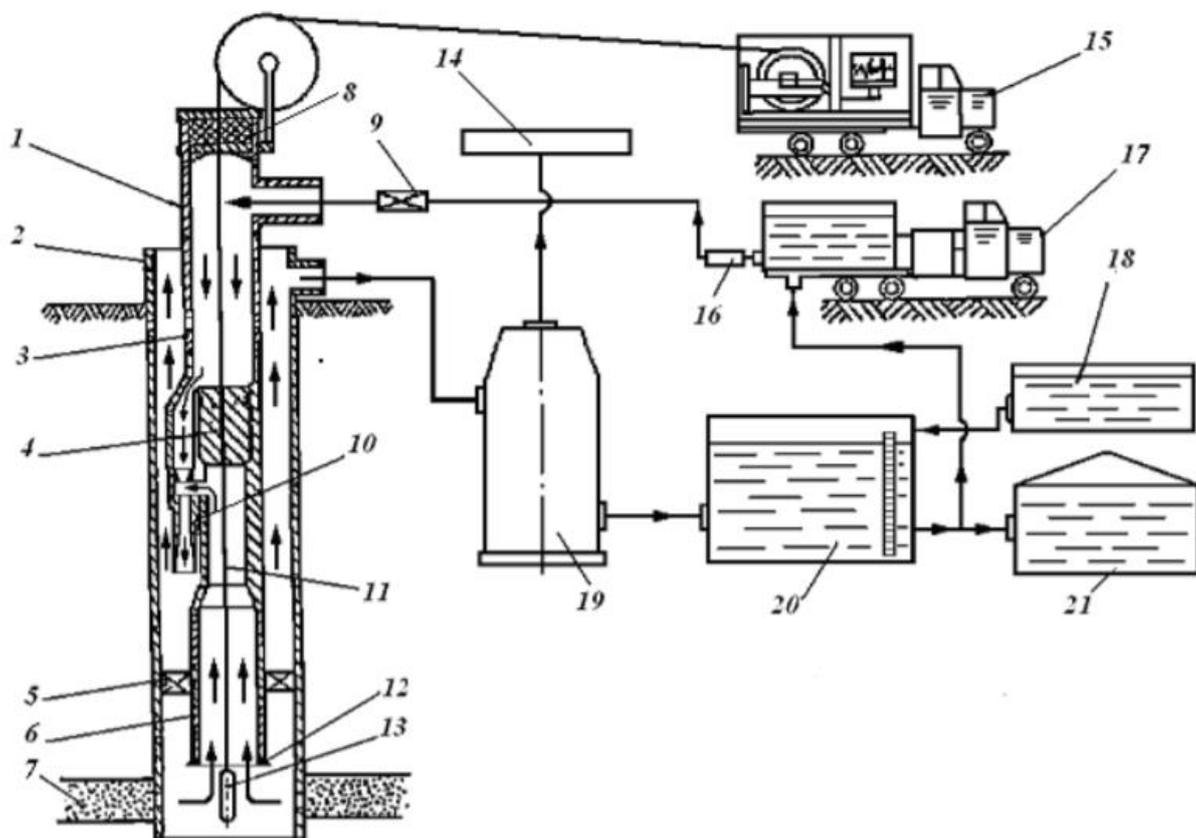


Рисунок 3.8. Схема обвязки скважинного и наземного оборудования при работе с эжекторным многофункциональным пластоиспытателем.

1 – фонтанная арматура; 2 – обсадная колонна; 3 – колонна НКТ; 4 – герметизирующий узел; 5 – пакер; 6 – хвостовик; 7 – пласт; 8 – лубрикатор; 9 – обратный клапан; 10 – эжекторный насос; 11 – кабель, 12 – воронка; 13 – манометр; 14 – коллектор газа; 15 – каротажная станция; 16 – фильтр; 17 – насосный агрегат; 18 – емкость для долива технологической жидкости; 19 – сепаратор; 20 – замерная емкость; 21 – емкость для технологической жидкости.

После установки пакера в колонну НКТ на каротажном кабеле спускают манометр. Выше манометра на кабеле подвижно устанавливают герметизирующий узел. Манометр устанавливают в интервал пласта, а герметизирующий узел садится в корпус ЭМПИ, разобщая нагнетательный и всасывающий каналы струйного насоса. Автономные приборы можно спускать на проволоке.

При прокачке через ЭМПИ рабочей жидкости (технической воды, нефти или солевого раствора) на срезе сопла создается разрежение, вследствие чего происходит всасывание жидкости из подпакерного пространства, соответственно давление под пакером снижается. Величина депрессии зависит от скорости прохождения рабочей жидкости через сопло и регулируется давлением насосного агрегата. Как правило, для работы используют агрегаты ЦА – 320 или 4АН – 700. Снижение давления под пакером до проектной величины происходит за 0,5 – 3 минуты, в зависимости от объема подпакерного пространства.

После снижения забойного давления до величины ниже пластового, происходит приток пластового флюида, который перемешивается с восходящим потоком рабочей жидкости и выходит на поверхность. В устьевой обвязке выходящая смесь направляется в сепаратор, где происходит отделение газа, а дегазированный раствор поступает в замерную емкость. Герметизирующий узел не препятствует перемещению манометра в интервале подпакерного пространства. В том случае, если нет необходимости в спуске дистанционного прибора, можно работать с депрессионной вставкой, сбрасываемой в полость

НКТ. Для извлечения депрессионной вставки используют ловитель с яссом, спускаемым на кабеле или проволоке. К нижней части депрессионной вставки можно крепить автономный манометр.

После остановки работы эжекторного насоса (прекращение прокачки технологической жидкости) обратный клапан на всасывающей линии (на рис. 2.8 не показан) закрывается и в подпакерном пространстве сохраняется пониженное давление, созданное струйным насосом. После этого в подпакерном пространстве начинается процесс восстановления давления за счет энергии пласта. Манометр записывает кривую восстановления давления.

После восстановления прокачки технологической жидкости через струйный насос давление во всасывающей линии понижается, обратный клапан открывается и снова происходит вызов притока из пласта.

Таким образом, испытание пласта с применением комплекса ЭМПИ можно проводить в моноцикловом режиме.

4. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Введение

Нефтегазодобывающая промышленность относится к числу основных отраслей-загрязнителей окружающей среды. Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений сопровождается техногенным воздействием на окружающую среду и недра.

Охрана окружающей среды и недр должна осуществляться в соответствии с действующим законодательством Республики Казахстан и соответствовать международным нормам и правилам.

Основные требования по охране окружающей среды при разработке и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений изложены в «Единых правилах разработки нефтяных и газовых месторождений Республики Казахстан», утвержденных 18 июня 1996 года, которые составлены на основании Законов Республики Казахстан: «О нефти», «Об охране окружающей природной среды», «О лицензировании», «О недрах и недропользовании» и других нормативных актах.

Производственный филиал (ПФ) “Узеньмунайгаз” уделяет большое внимание по охране и улучшению экологического состояния окружающей среды. С этой целью в 1998 году организовано ТОО “Экология-Мунай”. В начале, из-за отсутствия практики и недостаточного финансирования, товарищество занималось предоставлением спецтехники для проведения работ по очистке территории нефтепромыслов от замазученного грунта и разлитой нефти (бюджет ТОО “Экология-Мунай”: 2000г. – 149159 тыс. тенге, 2001г. – 433305 тыс. тенге, 2002г. – 460766 тыс. тенге). С сентября месяца 2001 года ТОО “Экология-Мунай” (с начала этого года – Управление по химизации и экологии - отделение ПФ “Узеньмунайгаз”) начал работы по технической рекультивации территории нефтепромыслов. Для выполнения этой задачи используется 4 экскаватора, 10 гидропогрузчиков, 20 бульдозеров, 30 самосвалов. С начала работ по сегодняшний день рекультивирована территория площадью 2004663м².

В 1999 году решением руководства ОАО “Узеньмунайгаз” начаты работы по уборке территории нефтепромыслов от сливно-нефтяных отходов и замазученного грунта. На выполнение этих работ привлечено 10 местных товариществ с ограниченной ответственностью, каждый год 1000 человек обеспечено работой.

4.1 Профессиональная социальная безопасность.

4.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

4.1.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства

К самостоятельному выполнению работ по бурению скважин допускаются лица, возраст которых соответствует установленному законодательством, прошедшие медицинский осмотр в установленном порядке и не имеющие противопоказаний к выполнению данного вида работ, имеющие соответствующую квалификацию и допущенные к самостоятельной работе в установленном порядке. Перед допуском к самостоятельной работе рабочий проходит стажировку в течение 2...14 смен (в зависимости от характера работы, квалификации работника) под руководством специально назначенного лица.

Все рабочие, специалисты и студенты-практиканты при работе в районах, опасных по эпидемическим заболеваниям, подлежат обязательным предохранительным прививкам в порядке, устанавливаемом Министерством здравоохранения Республики Казахстан.

Рабочий должен пройти инструктажи по безопасности труда:

- при приеме на работу – вводный и первичный на рабочем месте;
- в процессе работы не реже одного раза в 6 месяцев – повторный;

Работа в условиях повышенной опасности должна производиться по наряду-допуску с указанием необходимых мер безопасности. Перечень работ, на выполнение которых необходимо выдавать наряд-допуск, и лица, уполномоченные на их выдачу, утверждаются главным инженером предприятия.

4.1.2. Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

При проведении буровых работ буровые установки обеспечиваются контрольно-измерительной аппаратурой, средствами механизации и автоматизации, согласно существующим требованиям. Буровые площадки должны иметь соответствующие размеры для размещения оборудования и

проезда транспорта. Перед началом опасных работ (перевозка вышки, ликвидация аварий и осложнений и т.д.) буровым мастером (или лицом, его заменяющим) проводится дополнительный инструктаж по безопасному ведению работ.

4.2. Производственная безопасность

Геологоразведочные работы выполняются под открытым небом. Необходимо соблюдать современные требования техники безопасности и необходимые санитарные нормы работников геологических организаций.

Во время выполнения запланированных работ важно учитывать вредные и опасные факторы, для данного проекта факторы приведены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Основные элементы производственного процесса геологоразведочных работ, формирующие опасные и вредные факторы.

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ		Нормативные документы
	Транспортировка и монтаж-демонтаж оборудования	Бурение и вспомогательные работы	
1.Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе.	+	+	ГОСТ 12.1.006-84[15] ГОСТ 12.1.045-84[17]
2.Повышенный уровень шума и	+	+	

вибрации на рабочем месте			ГОСТ 12.1.019-79[14]
3.Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны		+	ГОСТ 12.1.038-82[32] СанПиН 2.2.4.548-96 [16]
4.Недостаточная освещенность рабочей зоны		+	СанПиН 2.2.2/2.4.134
5.Повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека		+	0-03[26] ГОСТ 12.4.123-2001 ССБТ[52] СНиП 23-05-95[24]
6. Повреждения в результате контакта с насекомыми	+	+	СНиП 21-01-97[23] ГОСТ 12.1.004-91[13] СНиП 2.04.05-91[11] ГОСТ 12.1.005-88[12]]

4.2.1 Анализ опасных и вредных производственных факторов

К производственным опасностям и профессиональным вредностям на нефтегазодобывающих предприятиях относятся: неблагоприятные метеорологические условия (ветер, пыль, туман), вредные вещества, шум, вибрации, взрывоопасные вещества.

В процессе гидроразрыва пласта рабочий агент нагнетают в пласт под высоким давлением. Поэтому особое внимание с точки зрения техники безопасности следует обратить на прочность, герметичность и теплоизоляцию насосных и технологических установок, водоводов и контроль-измерительных приборов и другого, применяемого при нагнетании оборудования.

К сооружениям системы ГРП относятся смесительные агрегаты (блендеры), насосные и агрегаты, водораспределительные пункты, водопроводы, нагнетательные агрегаты, блок манифольдов.

Опасность и вредность нефти зависит от количества тяжелых и легких углеводородных фракций. Метан, этан, пропан, бутан относятся к числу неядовитых. Вдыхание их в небольшом количестве не оказывает заметного действия на организм человека. При содержании их в воздухе около 10%, человек испытывает недостаток кислорода, а при большом содержании может произойти удушье.

4.2.2 Общие меры безопасности

Все опасные узлы оборудования и механизмы снабжаются соответствующими ограждениями. Они устанавливаются на расстоянии 35 см от движущихся частей и выполняется в виде перил. Станки-качалки оснащаются лестницами, ограждениями и площадками, которые должны иметь перила и располагаются на высоте 75 см от земли. Если высота выше указанной, то для восхода на нее устраиваются лестницы шириной не менее 65 см и перилами в 1 м.

Для защиты от опасности поражения электротоком применяют защитное заземление и как его разновидность защитное зануление. В качестве

заземлителей применяют кондуктор, связанный с рамой станка-качалки не менее чем двумя заземляющими стальными проводниками или искусственные заземлители, которые забиваются в грунт вертикально через 3 м друг от друга длиной 3 м.

Пусковые рукоятки и кнопки управления на электродвигателях станков-качалок устанавливаются так, чтобы были на высоте 1,5 м от пола. Во время работы электрооборудования доступ к токоведущим частям закрыт. При поражении электротоком человека электрооборудование немедленно отключается.

Для устранения электроопасности предусматривают защитные заземления, индивидуальное защитное средство при обслуживании электроустановок. В качестве заземлителей используются обсадные трубы или искусственные заземлители, которые забиваются в грунты вертикально через 3 м друг от друга и обычно имеют длину 3 м и диаметр 0,05 м.

4.3 Экологическая безопасность.

4.3.1 Охрана атмосферного воздуха

Общая характеристика загрязнителей

К причинам выделения выбросов вредных веществ из технологического оборудования (резервуаров и аппаратов) можно отнести: негерметичность фланцевых соединений; аварий вследствие коррозии; прорывы трубопроводов, утечки при проведении ремонтных и профилактических работ.

Основными компонентами загрязнителей, выделяемых в атмосферу на нефтегазодобывающих и перерабатывающих предприятиях являются: сероводород, сернистый ангидрид, окись углерода, углеводороды, окислы азота и другие, представляющие токсиканты III-IV классов опасности.

Необходимо отметить, что особенностью химического состава западноказахстанской нефти является высокое содержание меркаптанов,

сероводорода и сернистого газа. Наиболее губительными и агрессивными загрязнителями в числе вышеуказанных компонентов с санитарной точки зрения являются соединения серы, а среди углеводородных компонентов – пентан.

Сероводород сильный нервно-паралитический яд, вызывает тяжелые отравления со смертельным исходом кроме того, сероводород обладает высокой коррозионной активностью.

Диоксид серы губительно влияет на организм человека, растительный и животный мир, он взаимодействует со взвешенными частицами, оксидами азота и углеводородами. Большое количество SO₂ выбрасывается в атмосферу при сжигании высокосернистого топлива или при сжигании на факелах газа, содержащих сероводород.

При сжигании органического топлива, кроме диоксида серы, в атмосферу выбрасываются диоксиды азота. Диоксиды серы и азоты являются причиной выпадения так называемых “кислотных дождей”, которые, попадая в почву, приводят к повышению ее кислотности, оказывают влияние на урожайность сельскохозяйственных культур. Кислотные дожди могут вызывать коррозию металлического оборудования и трубопроводов. В результате воздействия кислых газов, входящих в состав вредных выбросов нефтяного комплекса на растительность происходит острое или хроническое повреждение ее. Отрицательные последствия воздействия газов на почву и растительность носят весьма ограниченный характер. Хотя следует отметить, что непосредственно наибольшую опасность для растений представляют двуокись серы и окиси азота, которые разрушают хлорофилл. Вследствие чего происходят потери в приросте зеленой массы, составляющие 20%. При сжигании газа в факелах, помимо загрязнения атмосферного воздуха, в радиусе 200-300 метров полностью уничтожается растительность, а на расстоянии 2-3 км до факела деревья сохнут и сбрасывают листья.

Ниже приведена предельно допустимая концентрация (ПДК) вредных веществ в атмосферном воздухе населенных пунктов (таблица 4.2)

Таблица 4.2 ПДК вредных веществ в атмосферном воздухе населенных пунктов.

Наименование загрязнителя	ПДК, мг/м	
	Максимальная разовая	среднесуточная
Бензин	5,0	1,5
Оксид углерода	3,0	1,0
Диоксид азота	0,085	0,085
Сернистый ангидрид	0,5	0,05
Сероводород	0,008	0,008
Сажа (копоть)	0,15	0,005

Источники выбросов и загрязняющие вещества

Основными источниками загрязнения воздуха является технологическое оборудование, применяемое на месторождении:

- печи подогрева нефти (продукты горения)
- резервуары (испарения)
- аппараты (испарения от буферных емкостей, насосов, сепараторов, соединений трубопроводов)
- газотурбинные двигатели (продукты горения) котлы котельных (продукты горения)
- факельные системы (продукты горения)

Источники загрязнения подразделяются на организованные и неорганизованные

К организованным относятся:

- 1) Факела для сжигания попутного газа. Продукты сгорания – окислы азота, сажа, оксид углерода, углеводороды, диоксид серы.
- 2) Трубы печей подогрева нефти. Продукты выбросов – окислы азота, оксид углерода, углеводороды, диоксид серы.

3) Резервуары для подготовки нефти. Продукты выбросов – углеводороды.

4) Свечи для продувок газовых линий печей. Продукты выброса – газ, используемый для сжигания со стандартными компонентами метаном, этаном, пропаном и т.д.

К неорганизованным источникам относятся насосы, скважины, буферные емкости, сепараторы, неплотности арматуры. Основной загрязнитель – углеводороды.

Количество выбросов вредных веществ представлено в таблице 4.3

Таблица 4.3 – количество выбросов вредных веществ

Вещества	М, т/год
Углеводороды	93,86
Оксид углерода	329,19
Диоксид серы	1178,20
Диоксид азота	1724,45
Пыль не токсич.	190,15
Всего	3515,85

Категория опасности предприятия

На основании вышеуказанного рассчитаем категории опасности предприятия (КОП), которые проводятся по “Рекомендациям по делению действующих предприятий на категории опасности в зависимости от массы и видового состава выбрасываемых в атмосферу загрязняющих веществ“ г. Алматы 1991 г.

Выбрасываемые вещества, для которых $M/ПДК < 1$ – не учитываются при расчетах КОП и приравниваются к нулю. Если отсутствуют среднесуточные значения ПДК, то используют значения максимально-разовых ПДК, ОБУВ – ориентировочно безопасный уровень воздействия или уменьшенные в 10 раз

значения ПДК или ОБУВ для какого-либо вещества, то значения КОП приравниваются к массе выбросов данного вещества.

По величине КОП предприятия делят на 4 категории опасности, представленные в таблице 4.4

Таблица 4.4 Классификация предприятий по категории опасности

Категория опасности предприятия	Значения КОП	Примечание
1	КОП>10	Предприятия имеют значительный валовый выброс загрязняющих веществ 1 класса опасности. Характерно для малых городов, содержащих 1-2 предприятия или для крупных городов, содержащих 5-10 предприятий. Выбросы предприятий составляют до 60-70% от общего выброса города
2	10>КОП>10	Большой объем выбросов загрязняющих веществ с превышением ПДК одного или неесколькоих загрязняющих веществ. Характерно для малых городов, содержащих 3-8 предприятий или для крупных городов, содержащих 15-20 предприятий. Выбросы предприятий составляют до 30% от общего выброса города.

3	10>КОП>10	Наиболее многочисленная группа. Выбросы предприятия составляют до 5-10% от общего выброса города.
4	КОП<10	Мелкие предприятия с небольшим выбросом загрязняющих веществ. Выбросы предприятия составляют до 1-5% от общего выброса города.

Комплекс мероприятий по уменьшению выбросов в атмосферу.

Сокращение объема выбросов и снижение их предельных концентраций обеспечивается комплексом планировочных, технологических и специальных мероприятий.

Технологические мероприятия включают в себя применение новейшего отечественного и зарубежного оборудования автоматизированной системой управления и сигнализации. Работа системы в автоматическом режиме надежно обеспечивает запрограммированное давление, температуру и уровень в системе, ведет к снижению непроизводительных потерь, к снижению вероятности аварийных ситуаций.

При проектировании объекта были предусмотрены различные способы ограничения выбросов в атмосферу. Для снижения объемов сжигаемого на факеле добытого газа предусмотрено использование электрогенераторов. С целью снижения выбросов в атмосферу все выбросы из резервуаров, выпускных клапанов, отстойников и других источников отводятся прямо на факельную систему для последующего сжигания.

Основными источниками выбросов на эксплуатационном объекте являются турбины и факел. Основными загрязняющими веществами являются окислы азота, углекислый газ и летучие органические соединения. Исходя из

имеющихся данных, единственными источниками, где необходимо проводить мониторинг выбросов, являются турбины и факел. Мониторинг турбин можно проводить с использованием обычных анализаторов CO и NOx. Хотя мониторинг летучих органических соединений (ЛОС) более труден, его проведение также возможно для этих источников. Мониторинг турбин должен проводиться при их запуске. Во время их мониторинга необходимо записывать показания показаний моторов. Вместо периодического мониторинга проверку работы турбины можно проводить путем еженедельного замера показаний моторов. Пока параметры моторов соответствуют полученным во время пробной эксплуатации, уровень выбросов должен быть относительно постоянным. Если показания моторов существенно меняются, необходимо снова провести их испытание. Для обеспечения соблюдения природоохранных мер испытание моторов проводится каждые два года.

Аварийные и залповые выбросы вредных веществ могут происходить в результате разрыва нефтепроводов, емкостей, обвязки оборудования.

Для предупреждения аварий с выбросом ВВ на месторождении предусматривается антикоррозионная защита трубопроводов и оборудования. Предполагается, что в периоды с нормальными метеоусловиями загрязнение атмосферного воздуха не превысит фоновых значений для района работ.

При температурной инверсии, ввремя штиля, при относительной влажности свыше 70%, тумана продолжительностью более 6 часов на фоне низкого атмосферного давления, возможно превышение фоновых значений на границе СЗЗ. Точное измерение выбросов от факелов затруднительно. Следовательно, рекомендуется определять уровень выбросов от факелов по теплотворности и пропускной способности газа.

4.3.2 Охрана поверхностных и подземных вод.

Верхние водоносные горизонты в процессе добычи загрязняются нефтью и попутно добываемой водой. Нефть обладает токсическими свойствами, ее

наличие, даже в небольших количествах в воде, делает последнюю непригодной для питья и хозяйственно-бытового использования.

Возможными источниками загрязнения подземных вод являются производственные и бытовые сточные воды, а также фильтрационные утечки вредных веществ из емкостей, трубопроводов и других сооружений.

Попутная пластовая вода, добываемая совместно с нефтью, является водой повышенной минерализации. Ее попадание на поверхность чревато засолением наземных и подземных источников воды, потерей их питьевого качества.

Сложный комплекс природных, геоструктурных, гидрогеологических и климатических условий предопределили отсутствие в районе пресных подземных вод.

Мероприятия, обеспечивающие охрану поверхностных и подземных вод от загрязнения:

- Тщательное соблюдение технологии бурения скважин, исключающее возникновение перетоков между горизонтами
- Использование замкнутой циркуляционной системы при бурении скважин
- Устройство аварийных накопителей, исключающих растекание нефтеводяной эмульсии
- Немедленный, в течение первых часов, сбор разлившейся нефти специализированной бригадой
- Организация электрохимической защиты трубопроводного хозяйства, обеспечение аварийных отключений участков порывов
- Обеспечение динамического контроля состояния грунтовых вод через сеть скважин по унифицированной номенклатуре исследований мониторинга
- Обеспечение достаточно высокой экологической культуры персонала

- Специальное устройство (в насыпи с обваловкой) площадок скважин, ЦПУ, трассы нефтепровода.

Размер и объем разлива хорошо служит для определения потенциальных траекторий разливов нефти, зон влияния, количество береговых линий нефтяного разлива. Точное наблюдение за нефтяными пятнами также является важным в документировании природы и воздушного распространения нефти так, что значимые решения могут быть сделаны касательно операций по восстановлению и сдерживанию и возможность или использование диспергатора.

Процедура удаления разливов нефти на воде должны начинаться немедленно после того, как действия по сдерживанию предприняты, принимая во внимание погодные и морские условия, позволяющие безопасность операций. Судно для сбора пролитой нефти, работающее с боновым ограждением, должно быть использовано для удаления нефти с поверхности воды.

Нефть на воде образует пятно-пленку и принимает формы, диктуемые течениями поверхности, ветрами и физическими границами. Форма пленки должна рассматриваться при развертке боновых ограждений и расположении судна для сбора нефти, для их эффективной уборки.

4.3.3 Охрана земельных ресурсов.

Район месторождения относится к зоне с техногенной сейсмичностью в восемь баллов. Возможным и основным воздействием могут быть аварийные разливы нефти, которые будут немедленно убраны в течение первых часов и утилизированы с минимальными воздействиями.

Успешное решение задачи утилизации разлитой нефти и очистки территорий может быть выполнено лишь при условии наличия исчерпывающей информации о количестве разлитой нефти, суммарном объеме грунта, подлежащего рекультивации, величине площади загрязненной территории,

соотношение фаз в обрабатываемой продукции, условиях залегания, физико-химических теплофизических характеристиках продукции.

Загрязненность территорий нефтяного промысла выражается в виде прудов (амбаров), заполненных нефтью и нефтяными отходами, скоплений нефтепродуктов вдоль нефтепроводов и замазученность вокруг эксплуатационных скважин.

Точное число загрязненных участков установить затруднительно из-за динамики процесса. Однако можно с уверенностью констатировать, что их число превышает 2000. Карта замазученности показывает, что загрязнения имеют как точечный, локальный характер, так и достаточно протяженные участки территории, залитые нефтью.

Объемы разлитой нефти и ее процентное содержание в грунте изменяется в широких пределах, от практически чистой нефти, заполняющей естественные углубления, до грунта, содержащего 5-10% нефти.

Условия залегания могут быть различны, наиболее часто участки замазученности (практически вокруг каждой скважины).

Загрязнение представляет собой грунт, перемешанный с нефтью. Глубина загрязненного грунта колеблется от нескольких сантиметров до 0,3-0,5 м и более. Толщину загрязненного слоя точно определить невозможно, так как значительные площади, залитые нефтью и засыпанные чистым грунтом, с целью улучшения экологической обстановки, представляют потенциальную угрозу выхода нефти на поверхность и образования новых загрязнений.

Вторым, часто встречающимся случаем загрязнения, является образование различных по площади и объему прудов (амбаров). Нефть в этом случае образует свободную поверхность. Под слоем нефти может располагаться, слой подстилающей воды. В случае отсутствия водяного слоя под нефтью находится грунт, пропитанный нефтью. Толщина нефтяного слоя может изменяться от нескольких миллиметров до 1 метра и более.

Большое количество разливов расположено вдоль трасс нефтепроводов. Точный учет разлитой нефти является трудоемкой задачей, решение которой не представляется необходимым.

Объемы разлитой нефти определены ориентировочно, при этом учитывались лишь наиболее крупные амбары (отстойники) и ловушки нефти, в которых сосредоточено более 1,0 млн. тонн нефти.

Ориентировочное количество грунта, подлежащего обработке, определено исходя из средней глубины замазученности 0,3 м. Объем составляет, по месторождению Узень 14340000 куб. м.

Несмотря на большое количество загрязнений, все они могут быть классифицированы по ряду признаков, среди которых:

- Соотношение и распределение фаз в загрязненном участке
- Характер возникновения, случайный или целенаправленный
- Величина площади загрязнения
- Объем разлитой нефти

В ПФ “Узеньмунайгаз” к обустроенным объектам размещения производственных отходов относятся:

- временное хранилище радиоактивных отходов, расположено около ГУ-40 в районе ЦДНГ-3, которое относится к УПНиПО, но обслуживает также и НГДУ-1 и НГДУ-2. Площадь хранилища составляет 5,2 га. Радиоактивный шлам и грунт хранится в траншеях, изготовленных из сборных железобетонных лотков, объем каждого составляет 216 м. в количестве 123 шт. Вокруг железобетонных лотков выполнен глиняной замок из мятой глины слоем 50-80 см. Лотки по мере заполнения перекрываются железобетонными плитами и слоем грунта 0,5 м с откосами последующим уплотнением. Радиоактивные соли хранятся в двух металлических емкостях, каждая объемом 200 м. Радиоактивный металлолом складировается в кассеты. Кассеты нестандартные и устанавливаются по длине труб. Площадка временного складирования

радиоактивных металлоотходов и солей гидроизолирована песком и асфальтобетоном, а сверху покрыта горячим битумом. Занимаемая площадь 1,1 га. Для обеспечения радиоактивного контроля предусмотрены наблюдательные скважины глубиной 15 м с расстоянием между ними 0 м по периметру каждой площадки и наблюдательные колодцы в каждой траншее

- полигон захоронения токсичных промышленных отходов, предназначенных для хранения нефтеотходов. Месторасположение – район ГУ-16. Нефтеотходы с НГДУ-1 и УПНиПО захораниваются на полигоне, расположенном в районе ГУ-38

Основные мероприятия по охране почвы

- герметизация систем сбора, сепарации, подготовки и транспорта нефти
- автоматическое отключение скважин при авариях отсекающими
- обваловка устья скважин земляным валом на случай разлива нефти
- максимальное использование пластовых и промысловых сточных вод для закачки в пласт, для предупреждения излива на поверхность

- прокладка трубопроводов подземным способом на глубину закладки 1,2-1,8 м

- проведение качественной технической рекультивации земель

Техногенные нарушения земель месторождения могут быть восстановлены проведением следующих технических мероприятий

- ликвидацией неорганизованных свалок
- проведением элементов технической рекультивации нарушенных земель
- уборкой проливов продуктов освоения и ремонта, амбаров.

В районе не предусматривается использование земель под пастбища для скотоводства в связи с низкой продуктивностью.

Отходы вывозятся с территории месторождения по договору с соответствующими организациями и размещаются по видам в соответствии с экологическими требованиями, с оформлением документов на специальное природопользование.

ПФ “Узеньмунайгаз” занимается не только уборкой сливно-нефтяных отходов, а также предупреждением и предотвращением разливов нефти. В 2000-2001 гг. построены 2 установки предварительного сброса нефти (УПСВ). Эти установки предназначены для разделения воды от добываемой продукции до ЦППН УПНиПО и обратной закачки в пласт. В результате использования этих установок было достигнуто снижение на нефте- и водопроводах. Вследствие чего уменьшилось количество порывов нефте- и водопроводов.

Кроме того для уменьшения количества порывов трубопроводов ведутся работы по замене трубопроводов. За последние 3 года заменены 1139,3 км нефтерпровода, 1031,3 км водопровода и 29,47 км газопровода. В результате проведенных работ удалось добиться значительного снижения порывов трубопроводов и в связи с этим разливов нефти и воды.

Одна из причин разлива нефти на устьях скважин – работы по капитальному и подземному ремонту скважин. С целью предотвращения этих разливов на устьях скважин устанавливаются металлические дренажные емкости, объемом 5 м. А также, на групповых установках ведутся работы по ликвидации нефтяных амбаров и на их место устанавливаются металлические дренажные емкости.

4.3.4 Растительный и животный мир.

Район частично лишен растительности в силу техногенных воздействий предыдущей эксплуатации. Имеет место нарушение и перемещение естественных мест обитания диких животных. По опросам местных жителей, дикие животные (сайгаки, корсак) встречаются часто. По мере эксплуатации месторождения проводятся наблюдения и изучение растительного и животного мира с тем, чтобы установить наличие или отсутствие редких видов, занесенных в Красную книгу. При обнаружении последних принимаются меры совместно с уполномоченными органами по их сохранению.

Для смягчения возможно негативного воздействия предусматриваются следующие мероприятия:

- максимально возможно снижение шумового фактора для птиц и животных
- передвижение автотранспорта и других видов техники только по определенным утвержденным маршрутам
- мероприятия по предотвращению браконьерства
- монтаж специальных устройств на ЛЭП для защиты птиц от поражения электрическим током
- сохраняется возможность воздействия эксплуатируемых объектов на растительный и животный мир, в том числе при разливах нефти, объемы воздействия которого зависят от масштабов разливов.

4.3.5 Охрана недр

Проникновение проектируемого промывочного раствора на значительное расстояние от ствола скважины недопустимо. При проходке скважины в интервалах водоносных отложений, перспективных для организации хоз. питьевого водоснабжения, должен использоваться глинистый раствор без опасных примесей. Должны быть определены зоны возможных осложнений и предусмотрены мероприятия по их предупреждению и ликвидации. Общие правила охраны водных объектов суши (водоемов, водотоков и подземных вод) от загрязнения при бурении должны соответствовать ГОСТ 17.1.3.12-86.

4.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Источниками чрезвычайных ситуаций при бурении скважин является открытый газовый или нефтяной фонтан из скважины, так как он способен привести к разрушению буровой установки и созданию опасных условий для обслуживающего персонала и относится по классификации к аварии.

По признаку опасности строительство данной скважины относится к опасному производственному объекту, в части возможности открытого газового или нефтяного фонтана.

Вероятность возникновения аварийной ситуации снижается системой мер, предусмотренных в противопожарных мероприятиях, кроме того, снижению степени риска открытого фонтанирования скважин способствуют технические решения, заложенные в проект.

Достаточность разработанных технических, технологических и организационных мер, заложенных в проекте, а также готовность предприятия совместно с местной военизированной противопожарной службой к локализации и ликвидации как самого открытого фонтана, так и последствий самой аварии сводят к минимуму возможность возникновения чрезвычайной ситуации.

4.4.1 Пожаробезопасность.

Помимо опасности, связанной с применением оборудования, находящегося под высоким давлением, возникает пожарная опасность, связанная с применением жидкости разрыва в качестве вязкой нефти, мазутной смеси и др.

В связи с этим особое внимание должно быть обращено на то, чтобы над местом установки насосных и пескосмесительных установок, автоцистерн или емкости для нефти, а также напорных линий не проходили силовые и воздушные осветительные электролинии. Выхлопные трубы агрегатов и других машин, применяемых при работах по гидроразрыву, должны быть снабжены глушителями-искрогасителями (гидрозавторами) и выводятся на высоту не менее 2 м от платформы агрегата. На каждой установке и автоцистерне должны быть огнетушители.

При проектировании, в соответствии с требованиями санитарных норм и правил, выполняется комплекс строительных противопожарных мероприятий, направленных на исключение возможности возгорания, на эвакуацию людей из очагов пожаров и на быстрое эффективное тушение пожаров.

В качестве огнетушительных веществ применяется вода в виде струи, твердые вещества (песок, камни), инертные газы (азот, двуокись углерода).

Применяют ручные углекислотные огнетушители ОУ – 8.

В помощь профессиональной пожарной части, обслуживающей НГДУ организуется добровольная пожарная дружина (ДПД) из рабочих и инженерно-технических работников, которые проходят обучение по предупреждению и ликвидации возгорания пожаров.

Применяются электрические пожарные сигнализации (ЭПС), телефонная связь, также радиосвязь.

Одно из основных правил пожарной безопасности – это производственная территория и помещения не должны загрязняться легковоспламеняющимися и горючими жидкостями. На каждом объекте промысла имеется комплект первичных средств пожаротушения: лопаты – 4, ведра – 4, лом – 1, топор – 1, ящики с песком, ручные углекислотные огнетушители и огнетушители химические пенные ОУ – 8.

Основные нормативы и правовые документы, определяющие защиту окружающей среды

Нефтегазодобывающая промышленность относится к числу основных отраслей-загрязнителей окружающей среды. Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений сопровождается техногенным воздействием на окружающую среду и недра.

Охрана окружающей среды и недр должна осуществляться в соответствии с действующим законодательством Республики Казахстан и соответствовать международным нормам и правилам.

Основные требования по охране окружающей среды при разработке и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений изложены в “Единых правилах разработки нефтяных и газовых месторождений Республики Казахстан”, утвержденных 18 июня 1996 года, которые составлены на основании Законов Республики Казахстан: “О нефти”, “Об охране окружающей природной

среды”, “О лицензировании”, “О недрах и недропользовании” и других нормативных актах.

Краткие сведения о предприятии с точки зрения окружающей среды (район расположения, максимальная и минимальная температура воздуха, наличие населенных пунктов и тд.)

Месторождение Узень расположено на полуострове Мангышлак, в южной пустынной части, известной под названием Южно-Мангышлакского прогиба.

В административном отношении территория месторождения входит в состав Мангистауской области Республики Казахстан.

Областной центр г. Актау находится в 150 км. от месторождения Узень. Ближайшими населенными пунктами к месторождению являются: поселок Жетыбай – 67 км., поселок Курык – 150 км., г. Жанаозен – 55 км., и в непосредственной близости – нефтепровод Узень-Актау и газопровод Тенге-Жетыбай-Актау.

Климат района континентальный. Лето жаркое и продолжительное. В отдельные годы температура воздуха повышается до +45 С. Зима малоснежная с сильным ветром, нередко буранами. Среднегодовая скорость ветра 6-8 м/с. В наиболее холодные зимы морозы достигают -30С.

ВЫВОД

Задачей данного раздела являлось рассмотрение безопасности труда работников, а также организационных и правовых вопросов. Были выявлены и проанализированы вредные, опасные факторы, оказывающие негативное воздействие на работников в процессе бурения. К числу таких факторов относятся: отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе; повышенный уровень шума и вибрации на рабочем месте; утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу; повреждения в результате контакта с насекомыми; недостаточная освещенность рабочей зоны; острые кромки, заусеницы и шероховатость на поверхности инструментов и труб; и поражение электрическим током.

Изучив все выше перечисленные вопросы и проблемы в соответствии с ГОСТами, были приведены рекомендации отражающие действия работников на производстве в той или иной ситуации. Решение этих задач позволит повысить безопасность технологических процессов на производстве.

5. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.

5.1 Организационно-экономическая характеристика бурового предприятия

Организационно-производственная характеристика производственного филиала “Узеньмунайгаз”

Основной хозяйственной единицей по разработке нефтяного месторождения является нефтегазодобывающее управление (НГДУ), в котором осуществляется полный производственный цикл по добыче нефти и попутного газа, а также их подготовка для передачи другим предприятиям в качестве готовой продукции.

Выполнение этих функций во многом зависит от производственно-организационной структуры НГДУ. Производственная структура предприятия – это состав его производств и служб всех взаимодействий в процессе производства.

Производственная структура предприятия влияет на экономику и определяет организационную структуру предприятия, их взаимосвязь, соподчиненность.

Для улучшения управления производством, более четкой координации деятельности предприятий в ноябре 1994 года на базе НГДУ “Узеньнефть” было организовано новое производственное объединение ОАО “Узеньмунайгаз”.

С 2006 года ОАО “Узеньмунайгаз” является производственным филиалом (ПФ) АО РД “КазМунайГаз” национальной компании “КазМунайГаз”.

Расстановка плановой численности операторов бригад по добыче нефти и газа в ПФ “Узеньмунайгаз” приведена в таблице 5.1

Таблица 5.1. – расстановка численности бригад по добыче нефти и газа ПФ
“Узеньмунайгаз”

Оператор по добыче нефти и газа	Система оплаты труда	Разряд (месячный оклад)	Численность
Бригада I	сдельная	VI	1
		V	2
		IV	2
		III	7
		II	2
Всего			14
Бригада II	сдельная	VI	1
		V	1
		IV	1
		III	5
		II	2
Всего			10
Бригада III	сдельная	VI	1
		V	1
		IV	1
		III	5
		II	3
Всего			11

5.2 Анализ основных технико-экономических показателей месторождения.

В 1996 году удалось остановить падение добычи нефти и добиться ее стабилизации на уровне 3000 тыс. тонн в год. После принятия программы

восстановления в 1999 г. начался намеченный подъем уровня добычи: 1998г. - 1958,85 тыс. тонн; 1999г. – 3053.86 тыс. тонн; 2000 г. – 3650,0 тыс. тонн; 2001 г. – 4350,0 тыс. тонн; 2002 г. – 4883,0 тыс. тонн; 2006 г. – 5296,0 тыс. тонн.

За годы принятия программы обновлено подземное оборудование на 750 скважинах и 213 нагнетательных скважинах произведен капремонт, заменено 1051 км трубопроводов.

5.3 Реализация программы восстановления месторождения.

Узеньское месторождение было в 1961 году, введено в промышленную разработку в 1965 году. Площадь месторождения составляет около 500 км. начальные геологические запасы нефти оцениваются более, чем в 1 млрд. тонн.

В 1999 году ОАО “Узеньмунайгаз” приняло программу восстановления месторождения, включающую:

1. Обновление подземного оборудования действующего фонда скважин.
2. Капремонт, обновление и модернизация наземных сооружений.
3. Увеличение количества действующего фонда скважин путем ввода из бездействия.
4. Создание оптимальной системы разработки.

“Узеньмунайгаз” на сегодня освоил в рамках реализации проекта реабилитации Узеньского нефтегазового месторождения порядка 62% средств займа Всемирного Банка (ВБ). С завершением реализации данного проекта в конце 2005 года объем добычи нефти на месторождении, общие балансовые запасы нефти которого оцениваются в 1.1 млрд. тонн, возрастет до 7 млн. тонн с 4,2 млн. тонн в 2006, в том числе по блоку Ша (1/16 часть месторождения), на реабилитацию которого в основном и используются средства ВБ.

Реабилитация всего месторождения экспертами была оценена ориентировочно более чем в 1 млрд. долларов США. Поэтому, испытывая недостаток в финансовых средствах, была предложена поблочная реабилитация. В связи с этим для демонстрации потенциальному инвестору эффективности вложения капитала на реабилитацию всего месторождения был выбран, как пилотный участок, наиболее перспективный Ша сводовой части.

Взяв за основу стратегию поблочной реабилитации, ОАО “Узеньмунайгаз” начиная с 2000 года в основном за счет собственных средств, проводит реабилитацию блоков Па и ПИ месторождения. В ближайшее время планируется начать реабилитацию блоков Va и VI.

Для интенсификации добычи нефти в 2001-2005 годах проводится воздействие на призабойную зону пласта, капитальный ремонт скважин, геофизические исследования. Поскольку около 60% всех извлекаемых запасов месторождения Узень сосредоточено в основном в низкопроницаемых зонах, первой задачей является переход на наиболее эффективную площадную схему его разработки. С этой целью в течение 2001-2005 годов ведется поблочное восстановление систем разработки путем бурения 660 эксплуатационных скважин, в том числе 383 добывающих и 277 нагнетательных.

5.4 Определение эксплуатационных затрат до внедрения мероприятий.

При внедрении новой техники на действующем предприятии требуется произвести расчет затрат не по всей номенклатуре капитальных вложений, а по части, охватывающей приобретение оборудования, транспортные расходы по его доставке, стоимость монтажа и его накладки. Если эффект определяется в сфере эксплуатации, нужно знать размер годовых текущих затрат, обусловленных использованием оборудования. Эти затраты составляют

себестоимость той продукции, которая производится с применением машин, оборудования и любой другой техники.

При расчетах экономической эффективности в качестве исходной информации используют величину текущих и капитальных затрат.

Текущие затраты – затраты, производимые постоянно в течение года, затраты живого и овеществленного труда при изготовлении продукции.

Капитальные затраты – средства в форме капитальных вложений на создание производственных фондов и их расширенное воспроизводство, на техническое перевооружение.

Основные данные для подсчета уровня затрат в добыче нефти по статьям калькуляции до внедрения мероприятия заимствованы из плановой документации “Узеньмунайгаз” за 2006 год и представлены в таблице 5.2

Таблица 5.2 – нормативы для подсчета эксплуатационных затрат.

наименование	величина
Удельный расход электроэнергии на 1 тонну добывающей нефти, кВт*ч/т	49,55
Удельный расход электроэнергии на закачку 1 м воды, кВт*ч/м	15,5
Стоимость электроэнергии, тг/кВт*ч	6,56
Социальные страхования, пенсионный фонд, фонд занятости, % от ФОТ	31

Удельные затраты на сбор, транспортировку, подготовку 1 т. нефти, тг/1 т.нефти	899
Норма амортизации ОПФ, % от стоимости ОПФ	6,7
Текущий ремонт, % от стоимости ОПФ	1,2
Общие производственные затраты, % от суммы прям и косвенных затрат	21
Внепроизводственные затраты % от полной себестоимости	0,5

Годовые расходы на электроэнергию по извлечению нефти рассчитать по нормам расхода энергии на 1 тонну нефти. Они составляют для скважину работающей с дебитом до обработки:

$$З = Q * P * Ц$$

Где Q – годовой объем добытой нефти без проведения мероприятия, т

P – удельный расход энергии и на 1 тонну добываемой нефти, кВт*ч/т

Ц стоимость 1 кВт*ч электроэнергии, тг/кВт*ч

$$З = 173,375 * 49,55 * 6,56 = 56355,197 \text{ (тг)}$$

Расходы по искусственному воздействию на пласт включают в себя затраты на закачку воды для повышения нефтеотдачи пласта.

Так как мощность цеха в рассматриваемый период не меняется, то подсчету подлежат затрты на электроэнергию с учетом нормы расхода электроэнергии на закачку 1 м воды, то есть

$$З = N * Э * Ц * Q$$

Где N – норма расхода воды на 1 тонну добываемой нефти, 2,45 м/т

Э – норма расхода электроэнергии на закачку 1 м воды, кВт*ч/м

$$З=2,45*15,5*6,56*173,375=43190,487 \text{ (тг/скв.)}$$

5.5 Расчет фонда оплаты труда (ФОТ)

Изменение затрат по основной заработной плате рассчитывают лишь в том случае, если внедряемое мероприятие ведет к росту или уменьшению численности работающих или их квалификации.

ФОТ = Минимальная зарплата * Тарифный коэффициент * Количество месяцев * Районный коэффициент * Территориальный коэффициент * Коэффициент дополнительной зарплаты * Численность ППП.

Коэффициент для расчета ФОТ:

Минимальная зарплата в РК, тг – 6000

Тарифный коэффициент – 10,56

Количество месяцев – 12

Районный коэффициент – 1,1

Территориальный коэффициент – 1,4

Коэффициент дополнительной зарплаты – 1,25

Численность ППП, чел. - 1

$$\text{ФОТ} = 6000 * 10,56 * 12 * 1,1 * 1,4 * 1,25 * 1 = 1463616 \text{ (тг)}$$

Месячная зарплата на одного человека составила 121968 тенге.

Отчисления работодателя на социальные страхования, пенсионный фонд и фонд занятости берутся по установленным нормам на соответствующей период времени и составляют 31% от ФОТ, то есть

$$З = \text{ФОТ} * 0,31$$

$$З = 1463616 * 0,31 = 453720,96 \text{ (тг)}$$

Амортизационные отчисления на основные средства, пришедшие на смену базовой технике, рассчитываются в зависимости от дополнительных капитальных вложений на приобретение новой техники и норм амортизации.

Амортизационные отчисления по скважине начисляют по установленной норме 6,7% от первоначальной стоимости скважин:

$$A=(C*N)/100\%$$

Где С – первоначальная стоимости скважины, 288015000 тг

N – годовая норма амортизации скважины, %

$$A = 19297005 \text{ тг.}$$

Расходы по сбору, транспортировке и подготовке нефти включают затраты по сбору нефти от скважины до установок по сбору нефти (УСН). Нефти из скважины поступает на ближайший блок входных ниток (БВН), а затем с каждого БВН по самостоятельному трубопроводу на установку подготовки нефти.

Годовой размер затрат для данной статьи калькуляции будет

$$З_{стп} = З_{уд} * Q$$

Где З_{уд} – удельные расходы на сбор? Транспортировку и подготовку нефти, тг/т

$$З_{стп} = 899 * 173,375 - 155864,125 \text{ (тг)}$$

Расходы на содержание и эксплуатацию оборудования, в том числе расходы по подземному текущему ремонту скважин, включают в себя затраты, связанные с содержанием и эксплуатацией наземного и подземного оборудования всех типов скважин, включая амортизационные отчисления от стоимости наземного и подземного оборудования, а также с текущим подземным ремонтом скважин.

Расходы по текущему ремонту наземного и подземного оборудования включают ряд затрат.

Для укреплённого расчета затрат на данную статью примем затраты на текущий ремонт 1,2% от первоначальной стоимости скважин, то есть

$$З_{о.п.р} = 1,2\% * (З_э + З_{зв} + З_{пп} + З_{ор} + A + З_{см} + З_{т.р}) / 100\%$$

$$З_{о.п.р} = 1,2\% * (56355,197 + 43190,487 + 1463616 + 453720,96 + 19297005 + 155864,125 + 3456180) / 100 = 5234445,671 \text{ (тг)}$$

Внепроизводственные затраты – это затраты, связанные с коммерческой реализацией продукции. Удельный вес этих затрат составляет 0,5% от полной себестоимости на производство продукции.

$$З_{вп} = 0,5\% * \Sigma Z / 100\%$$

$$З_{вп} = 0,5 * 30160377,44 / 100 = 150801,8872 \text{ (тг)}$$

По результатам вычислений строим таблицу 5.3 куда сведены все затраты по статьям калькуляций, приходящиеся на одну скважину до внедрения мероприятия

Таблица 5.3 годовые эксплуатационные затраты до внедрения мероприятий.

Наименование статей калькуляций	Сумма, тенге
Электроэнергия	56355,197
Затраты на ППЛ	43190,487
ФОТ	1463616
Социальные отчисления (31%)	453720,96
Амортизация скважины	19297005
Сбор, транспортировка и подготовка нефти	155864,125
Текущий ремонт	3456180
Общепроизводственные расходы	5234445,671
Внепроизводственные расходы	150801,8872
Итого	30311179,33

Исходя из результатов таблицы и вычислений, определим себестоимость 1 тонны нефти по скважине до внедрения мероприятия по повышенной производительности скважины

$$C = Z/Q$$

Где Z – сумма годовых эксплуатационных затрат по статьям калькуляций, тг

$$C = 30311179,33/173,375 = 17483,01619 \text{ тг.}$$

Таким образом, себестоимость 1 тонны нефти без обработки скважины составит 17483,01619 тг на конец года.

Расчет эксплуатационных затрат после внедрения мероприятия и определение себестоимости единицы продукции.

Эксплуатационные затраты после внедрения мероприятия состоят из расходов по проведению гидроразрыва (Z) и затрат по извлечению нефти дополнительно добытой в текущем году.

В состав затрат, связанных с гидроразрывом, включаются расходы по подготовительно-заключительным работам по скважине и расходы по проведению соответствующих работ. Подготовительно-заключительные работы включают подготовку скважины к гидроразрыву и пуск ее в эксплуатацию после этого, переезд подъемника-спуска труб, шаблонирование, исследование скважины до и после гидравлического разрыва.

Непосредственно сам гидроразрыв связан с затратами на вызов и проезд соответствующей установки, топливо, реагенты, необходимые реагенты компоненты, а также на амортизацию оборудования.

Эксплуатационные затраты по гидравлическому разрыву можно выразить следующей формулой

$$Z = Z_{\text{отб}} + Z_{\text{пес}} + Z_{\text{трансп}} + Z_{\text{топл}} + \text{Ам}$$

Где $Z_{\text{отб}}$ – затраты по оплате труда бригад, задействованных в процессе мероприятия

$Z_{\text{пес}}$ – затраты, связанные с приобретением песка

$Z_{\text{трансп}}$ – транспортные расходы

Ам – амортизационные отчисления ОПФ, приходящиеся на одну скважино-обработку.

Затраты по оплате труда включают:

- оплату труда бригад подземного ремонта скважин

- оплату труда бригад по исследованию скважин
- оплату труда бригад по приготовлению раствора
- оплату труда бригад по обслуживанию установки по закачке жидкости разрыва в скважину

Расчет оплаты труда бригад по проведению мероприятия представлен в таблице 5.4

Расчет расходов на жидкость-песконоситель представлена в таблице 5.5

Таблица 5.4 – Расчет оплаты труда бригад по проведению мероприятий

Наименование бригады	Стоимость часа работы, тг/ч	Норма времени, час	Стоимость работ, тг
Бригада по подземному ремонту	23267	37	860879
Бригада по исследованию скважин	6594	4	26376
Бригада по приготовлению жидкости разрыва	11652	5	58260
Бригада по обслуживанию установки по закачке жидкости разрыва	4502	3	13506
Итого			959021

Таблица 5.5 – Расчет расходов на жидкость-песконоситель

Состав раствора	Масса песка, приходящаяся на 1 м., кг	Цена за 1 кг песка, тг	Стоимость 1 м раствора, тг
Песок, т	300	15	4500
Итого для 10 м раствора			45000

Затраты на транспорт включают в себя транспортные расходы по переезду подъемника вызов и переезд партий по исследованию скважин и доставку жидкости разрыва на скважину.

Расчеты сведены в таблицу 5.6

Таблица 5.6 – Расчет транспортных расходов

Наименование	Стоимость 1 км, тг/км	Расстояние		Всего, тг
		от скважины,	базы до скважины, км	
Переезд подъемника к скважине и обратно	437,2	9		3934,8
Вызов и переезд партий по исследованию скважин	437,2	9		3934,8
Доставка жидкости- песконосителя	437,2	9		3934,8
Итого				11804,4

Расходы на топливо включают затраты для приготовления и закачку необходимого объема рабочих жидкостей. Расчет в таблице 5.7

Таблица 5.7 – Расчет затрат на топливо

Наименование работ	Расход топлива на 1 м, раствора, 1/м	Стоимость топлива, тг/л	Всего тг/м	Итого
Приготовление жидкости-пескононосителя	13,8	32	441,6	$441,6 * 10 = 4416$
Закачка рабочей жидкости	3,3	32	105,6	$105,6 * (10 + 3.92) = 1469,952$
Итого				5885,952

3,92 м – объем жидкости для продавки жидкости-пескононосителя.

Амортизационные отчисления – отчисления производственных фондов, задействованных в проведении мероприятия, приходящиеся на одну скважино-обработку. Расчеты амортизационных отчислений приведены в таблице 5.8

Таблица 5.8 – Расчет амортизаций ОПФ

Наименование объекта	Балансовая стоимость, тг	Годовая норма амортизации, %	Количество скважино-обработок в год на один агрегат	Отчислени я на одну скважино обработку
Подъемный агрегат	4333140	5	93	2329,645161
Насосный агрегат	3950100	8,3	93	3525,358065
Автоцистерны	3137850	6,7	93	2260,601613
Песконосительны й агрегат	3484980	11,1	93	4159,492258
Итого				12275,0971

По результатам расчетов, приведенных в таблицах 5.4 – 5.8, определим эксплуатационные затраты по гидравлическому разрыву по формуле

$$З = 959021 + 45000 + 11804,4 + 12275,0971 + 5885,952 = 1033986,449 \text{ (тг)}$$

Расходы по извлечению дополнительной нефти, получаемой в результате обработки, состоят из расходов на извлечение ее на поверхность, сбор, транспортировку и технологическую подготовку нефти и затраты на закачку рабочего реагента в пласт.

Определим расходы на электроэнергию по извлечению нефти после внедрения мероприятия:

$$Зэ = 1213,625 * 49,55 * 6,56 = 394486,379 \text{ (тг)}$$

Расходы по искусственному воздействию на пласт составят:

$$Ззв = 2,45 * 15,5 * 6,56 * 1213,625 = 302333,406 \text{ (тг)}$$

Расходы по сбору, транспортировке и подготовке нефти составят:

$$Зстп = 1213,625 * 899 = 1091048,875 \text{ тг}$$

Затраты на амортизацию скважины, оплату труда рабочих, обслуживающих скважину, отчисления в пенсионный фонд и социальное страхование являются фиксированными и теми же, что и до внедрения мероприятий.

Общепроизводственные расходы определим по формуле:

$$Зопр = 21 * (394486,379 + 302333,406 + 1091048,875 + 1463616 + 453720,96 + 19297005 + 3456180) / 100 = 5556262,03 \text{ (тг)}$$

Внепроизводственные расходы:

$$Звп = 0,5 * 32015652,65 / 100 = 160073,2633 \text{ (тг)}$$

Результаты расчет по определению затрат после внедрения мероприятия сведем в таблицу 5.9

Таблица 5.9 – Годовые эксплуатационные затраты после ГРП

Наименование статей калькуляции	Сумма, тг
Электроэнергия	394486,379
Затраты по искусственному воздействию на пласт	302333,406
Фонд оплаты труда	1463616
Социальные отчисления (31%)	453720,96
Амортизация скважины	19297005
Сбор, транспортировка и подготовка нефти	1091048,875
Текущий ремонт	3456180
Общепроизводственные расходы	5556262,03
Внепроизводственные расходы	160073,2633

Затраты по проведению обработки	1033986,449
Итого	33208712,36

Определим себестоимость одной тонны нефти после обработки

$$C = Z/Q = 32174725,91/1213,625 = 11945,25294 \text{ (тг)}$$

Таким образом, себестоимость 1 тонны на конец года по скважине составила 11915,25294 тг/т

Определение годового экономического эффекта от внедрения мероприятия.

По результатам проведенных расчетов по определению затрат по статьям калькуляций до и после внедрения гидравлического разрыва пласта строим таблицу 5.10 для сравнения полученных результатов.

$$\text{Эгод} = (C1 - C2) * Q = (17483,16619 - 11945,25294) * 1040,25 = 5790568,553 \text{ (тг)}$$

Годовой экономический эффект от проведения мероприятия составит 5790568,553 тенге.

Таблица 5.10 – Техничко-экономические показатели ПФ “Узеньмунайгаз” до и после внедрения мероприятия по гидравлическому разрыву пласта.

Статьи затрат	До внедрения мероприятия	После внедрения мероприятия	Изменение затрат
Расходы на электроэнергию извлечению нефти, тг	563555,197	394486,379	+338131,182
Расходы по искусственному воздействию на пласт, тг	43190,487	302333,406	+259142,919
Фонд оплаты труда, тг	1463616	1463616	-

Социальные отчисления (31%)	453720,96	453720,96	-
--------------------------------	-----------	-----------	---

Продолжение таблицы 5.10

Амортизация скважины	19297005	19297005	-
Сбор, транспортировка и подготовка нефти, тг	155864,125	1091048,875	+935184,75
Текущий ремонт скважины, тг	3456180	3456180	-
Общепроизводственные расходы, тг	5234445,671	5556262,03	+321816,36
Внепроизводственные расходы, тг	150801,8872	160073,2633	+9271,3761
Затраты на проведение обработки, тг	0	1033986,449	+1033986,449
Итог затрат, тг	30311179,33	33208712,36	+2897533,03
Добыча нефти, тг	173,375	1213,625	+1040,25
Себестоимость 1т нефти, тг/т	17483,01619	11945,25294	-5537,763
Экономический эффект, тг			5790568,553

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В работе были проведены расчеты вертикальной нефтяной скважины по выбору технологических и технических решений, которые несут рекомендательный характер.

В технологической части была запроектирована вертикальная скважина для бурения на нефть глубиной 2600 метров, были выбраны подходящие режимы бурения. Были приняты технические решения: выбраны долота, соответствующие породам по категориям буримости; подобрана КНБК (компоновка низа бурильной колонны); выбраны бурильные трубы, с помощью которых будет произведено бурение с выходом на запроектированную глубину. Конструкция скважины была запроектирована как одноколонная, с применением одноступенчатого цементирования. Вторичное вскрытие продуктивного горизонта произвести с помощью гидropескоструйной перфорации. Буровая установка выбирается БУ 3000/200 ЭУК, обеспечивающая безаварийную работу.

Охрана труда представляет собой действующую на основании соответствующих законодательных и иных нормативных актов систему социально-экономических, организационно-технических, гигиенических и лечебно-профилактических мероприятий и средств, обеспечивающих безопасность, сохранения здоровья и работоспособность человека в процессе труда.

Работа добывающей и перерабатывающей нефть и газ промышленности, связана с выделением и применением веществ, которые могут быть отнесены к вредным веществам. Это может быть само сырье или продукт производства, или вспомогательные вещества при производстве продукции. Эти вещества иначе можно назвать производственными ядами. Вредные вещества при контакте с организмом человека, при несоблюдении требований безопасности, могут вызвать производственные травмы, отравление или профессиональное заболевание.

Для предупреждения отравления работника и превышения предельно-допустимой концентрации (ПДК) вредных веществ в производственных зонах, где есть возможность их выделения, постоянно производится измерение состава воздуха.

Разработка месторождения, добыча, переработка и транспортировка нефти и газа связаны с эксплуатацией нефтепромысловых установок и оборудования, многие из которых работают под большим давлением. Их повреждение может привести к проливу нефти, нефтепродуктов, выделению газа и конденсата. В таких случаях зажженная спичка, брошенная сигарета, искра от удара металлических предметов могут вызвать пожар или взрыв. Нефтяные пары и газы при определенном процентном отношении с воздухом могут образовать взрывоопасную смесь. Еще одна особенность нефтяных паров и газов – они тяжелее воздуха, движутся, стелясь к земле, скапливаются в ямах, колодцах, траншеях, углубленных местах.

Соблюдение повышенного требования безопасности требует выполнения опасных и особо опасных работ, таких как работа на высоте, очистка резервуаров, емкостей, работы в колодцах, траншеях и т.д. Все опасные и особо опасные работы производятся после выполнения ряда организационно-технических мероприятий (оформление наряда-допуска, проведения инструктажа, применение и установка защитных средств и т.д.)

Опасные и особо опасные работы должны проводиться при обязательном присутствии наблюдающего лица.

Каждое технологическое оборудование (насосы, двигатели, станки, подъемные машины и т.д.) имеет опасную зону. Пространство, в котором возможно воздействие опасных и вредных факторов производства на работающего, называется опасной зоной. Опасные зоны оборудования ограждаются специальными защитными устройствами, ограждениями.

Охрана окружающей среды – одна из главных задач человечества.

Для региона одной из наиболее острых экологических проблем является загрязнение окружающей природной среды нефтеотходами. Территория

промплощадок ПФ “Узеньмунайгаз” в значительной степени загрязнена разливами нефти, происшедшими вследствие аварийных ситуаций в период эксплуатации месторождения. В результате накопившейся в большом объеме сливных нефтяных отходов на территории ПФ “Узеньмунайгаз” остро стоит вопрос об их ликвидации путем сбора разлитой нефти.

При дипломном проектировании совокупность технологических, конструктивных, социально-экономических решений и мероприятий были направлены на сохранение и улучшение окружающей человека среды.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Абубакиров В.Ф., Буримов Ю.Г., Гноевых А.Н., Межлумов А.О., Близиюков В.Ю. Буровое оборудование: Справочник: в 2-х т. Т. 2. Буровой инструмент. – М.: ОАО Издательства «Недра», 2003. – 494 с.;
2. Басарыгин Ю.М., Будников В.Ф., Булатов А.И., Гераськин В.Г. Строительство наклонных и горизонтальных скважин.– М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000. – 262 с.;
3. Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Заканчивание скважин. Учеб. пособие для вузов. – М.: ООО «Недра – Бизнесцентр», 2000. – 670 с.;
4. Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Осложнения и аварии при бурении нефтяных и газовых скважин: Учеб. для вузов. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000. – 679 с.;
5. Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Технология бурения нефтяных и газовых скважин. Учеб. для вузов. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2001. – 679 с.;
6. Борисов К.И., Рязанов В.И. Методические основы расчёта колонны бурильных труб: Учебное пособие. – Томск: Изд.ТПУ, 2005-75 с.;
7. Иванов А. И. Тампонажные материалы и технологические приемы проведения изоляционных работ при бурении скважин на нефть и газ / *Wiertnictwo Nafta Gas. Półrocznik Akademii Górniczo-Hutniczej im. Stanisława Staszica. Kraków: 2008. – tom 25 (2). – s. 311 – 316.*
8. Иванов А.И. Обоснование и разработка технологии и техники ликвидации катастрофических поглощений при бурении разведочных скважин / Диссертация, Санкт-Петербург, 2009, 126с
9. Ковалев А.В., Епихин А.В. Методические указания к выполнению курсового проекта по дисциплине «Технология бурения нефтяных и газовых скважин»

10. Ковалев А.В., Епихин А.В. Методические указания к выполнению выпускной квалификационной работы для студентов направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело» (профиль «Бурение нефтяных и газовых скважин»)
11. Методика геофизических и гидродинамических исследований зон катастрофического поглощения. Куйбышев, Гипровостокнефть, 1990.
12. Николаев Н. И. Результаты аналитических и экспериментальных исследований закупоривающей способности полимерглинистых тампонажных составов при бурении нефтяных и газовых скважин / Николаев Н. И., Иванов А. И. // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. Москва: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2009. – №5. – С. 8 – 11.
13. Николаев Н. И. Технология ликвидации поглощений бурового раствора при строительстве нефтяных и газовых скважин / Николаев Н. И., Николаева Т. Н., Иванов А. И. // Инженер-нефтяник. Научно-технический журнал. Москва: ООО «Интеллект Дриллинг Сервисиз», 2009. – №1. – С. 5 – 8.
14. Николаев Н. И. Повышение эффективности бурения нефтяных и газовых скважин в осложнённых условиях / Николаев Н. И., Иванов А. И. // Записки Горного института. С-Пб: СПбГГИ, 2009. – №183. – С. 67 – 71.
15. Новиков В.С. Устойчивость глинистых пород при бурении скважин. – М.: ОАО «Издательство “Недра”, 2000. – 270с.: ил. ISBN 5-247-03872-X.
16. Правила технической эксплуатации электроустановок. "НЦ ЭНАС", М., 2005 (621.3, П-683).
17. Рябов Н.И. Методы предупреждения и ликвидации поглощений бурового раствора при бурении нефтяных и газовых скважин. Самара, 2003 г. 64с.
18. Самохвалов М.А., Ковалев А.В., Епихин А.В. Методические указания к выполнению курсового проекта по дисциплине «Заканчивание скважин»
19. Сидорова Т.К., Сурикова О.А. Предупреждение и ликвидация осложнений при бурении скважин за рубежом. РНТС, ВНИИОЭНГ, сер. «Бурение», 1981, вып. 6.

20. Сулакшин С.С., Чубик П.С. Разрушение горных пород при проведении геологоразведочных работ: учебник; Томский политехнический университет. – СанПиН 2.2.4.548–96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.

21. Берт Муллаев, Айгуль Абитова, Бибигуль Туркленбаева, Ольга Саенко. Месторождение Узень проблемы и решения. Том 1.

22. Берт Муллаев, Айгуль Абитова, Бибигуль Туркленбаева, Ольга Саенко. Месторождение Узень проблемы и решения. Том 2.

23. ГОСТ 12.1.007–76 Система стандартов безопасности труда. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.

24. ГОСТ Р 12.1.019-2009 Национальный стандарт Российской Федерации. Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.

25. ГОСТ 12.1.004–91 Межгосударственный стандарт. Система стандартов безопасности труда. Пожарная безопасность. Общие требования.

26. ГОСТ 17.2.1.01–76 Охрана природы. Атмосфера. Классификация выбросов по составу.

27. ГОСТ 12.2.032–78 Система стандартов безопасности труда. Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования.

28. ГОСТ 22.3.03–97 Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Защита населения. Основные положения.