

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

**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт – Институт природных ресурсов
Направление подготовки – 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
Профиль - Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти
Кафедра - Геология и разработка нефтяных месторождений

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Особенность разработки нефтегазового месторождения Дацин

УДК 622.276-047.37(510)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БЗД	Фу Цзушэнь		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Гладких М.А.			

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Пожарницкая О. В.	к. э. н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Немцова О. А.			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Чернова О.С.	к.г-м.н., доцент		

Томск - 2017

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

Институт Природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 Кафедра Геологии и разработки нефтяных месторождений

УТВЕРЖДАЮ:
 Зав. кафедрой

 (Подпись) _____ (Дата) Чернова О.С.
 (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
2Б3Д	Фу Цзушэнь

Тема работы:

Особенность разработки нефтегазового месторождения X	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	31.03.2017г. 2189/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	15.06.2017г.
--	--------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Пакет геологической и геофизической информации по X месторождению, тексты и графические материалы отчетов и научно-исследовательских работ, анализ особенности разработки X месторождения.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	Введение 1. Общие сведения о месторождении 2. Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов 3. Неоднородность пласта области исследования 4. Общая характеристика производственного объекта 5. Особенность разработки нефтегазового

	<p>месторождения X</p> <p>6. Перспектива развития технологии</p> <p>7. Социальная ответственность</p> <p>8. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</p> <p>Заключение</p> <p>Список используемых источников</p>
Перечень графического материала	<p>1. Рисунок 1.1 - Обзорная схема района работ.</p> <p>2. Рисунок 1.2 - Добыча нефти на месторождении X по годам (млн т)</p> <p>3. Рисунок 1.3 - Геологический разрез месторождения X</p> <p>4. Рисунок 2.1 - Структурная диаграмма месторождения X</p> <p>5. Рисунок 3.1 – Карта проницаемости пласта P I1</p> <p>6. Рисунок 3.2 - Карта проницаемости пласта P I2a</p> <p>7. Рисунок 3.3 - Карта проницаемости пласта P I4</p> <p>8. Рисунок 3.4 - Карта проницаемости пласта P I5</p> <p>9. Рисунок 3.5 - Геологический разрез пласта PI</p> <p>10. Рисунок 4.1 - соотношение водонасыщенности и проницаемости.</p>

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Пожарницкая О. В.
Социальная ответственность	Немцова О. А.

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

--

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

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Гладких М.А.			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БЗД	Фу Цзушэнь		

Томск - 2017

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

**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт – Институт природных ресурсов
Направление подготовки – 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
Профиль - Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти
Кафедра – Геологии и разработки нефтяных месторождений

Форма представления работы:

Бакалаврская работа

**КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы**

Срок сдачи студентом выполненной работы:	17.06.2016
--	------------

Дата контроля	Название раздела	Максимальный балл раздела (модуля)
25.02.2017	Общие сведения о месторождении	10
10.03.2017	Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов	10
24.03.2017	Неоднородность пласта области исследования	10
07.04.2017	Общая характеристика производственного объекта	15
28.04.2017	Особенность разработки нефтегазового месторождения X	10
19.05.2017	Перспектива развития технологии	10
30.05.2017	Социальная ответственность	10
06.06.2017	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	10
13.06.2017	Оформление работы	15

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Гладких М.А.			

СОГЛАСОВАНО:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Чернова О.С.	к. г.-м. н.		

Томск - 2017

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА

«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2БЗД	Фу Цзүшэнь

Институт	Институт природных ресурсов	Кафедра	Геологии и разработки нефтяных месторождений
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Основное рабочее место - область Сарту нефте-газового месторождения X.
--	--

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Производственная безопасность</p> <p>1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none">– физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой;– действие фактора на организм человека;– приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ);– предлагаемые средства защиты;– (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства). <p>1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none">– механические опасности (источники, средства защиты);– термические опасности (источники, средства защиты);– электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты);– пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные	<p>1.1 Анализ вредных факторов рабочей зоны.</p> <p>1. Утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу;</p> <p>2. Повышенный уровень шума и вибрации;</p> <p>3. Недостаточная освещенность;</p> <p>4. Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе.</p> <p>1.2 Анализ опасных факторов рабочей зоны.</p> <p>Механическое травмирование;</p> <p>Пожаровзрывоопасность;</p> <p>Электробезопасность.</p>
--	---

средства пожаротушения).	
<p>2. Экологическая безопасность:</p> <ul style="list-style-type: none"> – защита селитебной зоны – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); – разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды. 	<p>-Воздействия на атмосферу: сжигание попутного газа на факелах.</p> <p>-Воздействия на гидросферу: разливы нефти</p> <p>-Воздействия на литосферу: загрязнение земель нефтепродуктами</p>
<p>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</p> <ul style="list-style-type: none"> – перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий. 	<p>-Разрушение зданий;</p> <p>-Ожоги;</p> <p>-Пожар;</p> <p>-Продуктовое отравление.</p>
<p>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<p>-Профсоюзный общественный контроль за охраной труда осуществляют общественные инспектора и комиссии по охране труда комитетов профсоюзов.</p> <p>- Спецдежда – одно из основных средств индивидуальной защиты, которая выдается работникам согласно отраслевым нормам. При работе с вредными условиями труда работникам выдаются бесплатно по установленным нормам молоко или другие равноценные пищевые продукты.</p>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Немцова О.А.			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б3Д	Фу Цзушэнь		

Томск - 2017

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б3Д	Фу Цзушэнь

Институт	ИПР	Кафедра	ГРНМ
Уровень образования	бакалавриат	Направление	21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Разработка и эксплуатация нефтегазовых месторождений»

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	Затраты на мероприятие с использованием технологии замораживания 16764,5 долларов, а с применением шпунтов 20597,1 долларов.
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	88880 кг жидкого азота
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Страховых взносов от расходов на оплату труда 25%;

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

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

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Пожарницкая О. В.	К. Г.-М. Н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б2Д	Фу Цзушэнь		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа состоит из 80 страниц, 10 рисунков, 16 таблиц, 13 источников.

Ключевые слова: геолого-физическая характеристика, высокая обводненность, низкопроницаемость, закачка воды, аварийная система проектирования, микроорганизм, высокой водоносности.

Объектом исследования являются продуктивные пласта P1 – X нефтяного месторождения.

Целью данной выпускной квалификационной работы является анализ методов интенсификации притока и повышения нефтеотдачи продуктивных пластов, обоснованность применения данных технологий и оценка их эффективности.

На основании полученных результатов рекомендуются следующие геолого–технические мероприятия, направленные на повышение эффективности выработки запасов нефти:

1) технологии вытеснения нефти заводнением полимером, АСП, микроорганизмом и технологии поворотного кислотного разрыва карбонатных углеводородных коллекторов, газлифта и т. д..

Выпускная квалификационная работа выполнена на персональном компьютере при использовании пакета Microsoft Office 2010, текстовая часть выполнена в Microsoft Word, расчеты и графики в – Microsoft Excel. Презентация создана в Microsoft Power Point.

Оглавление

Введение.....	11
1. Общие сведения о месторождении.....	14
2. Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов.....	17
2.1. Тектоника.....	17
2.2. Характеристика залежи.....	18
2.3. Разделение нефтяного пласта.....	20
3. Неоднородность пласта области исследования.....	21
3.1. Петрологическая характеристика.....	21
3.2. Параметры продуктивных пластов.....	23
3.3. Характеристика запаса нефти пласта Р I.....	28
4. Общая характеристика производственного объекта.....	28
5. Особенность разработки нефтегазового месторожденияХ.....	31
5.1. Послойные закачки воды для поддержания пластового давления.....	33
5.2. Улучшение вытеснения нефти водой в период высокой обводненности..	33
5.3. Технология вытеснения нефти полимером.....	34
5.4. Технология АСП.....	35
5.5. Технология вытеснения нефти микроорганизмом.....	39
5.6. Технология парового вытеснения вязкой нефти на среднем и глубоком пласте.....	40
5.7. Технология поворотного кислотного разрыва карбонатных углеводородных коллекторов и ее промышленное применение.....	40
5.8. Новое поколение платформы интегрированных программ обработки и интерпретации сетевых каротажных данных.....	41
5.9. Газлифтная технология добычи нефти.....	42
6. Перспектива развития технологии.....	43
6.1. Технологическое исследование в целях дальнейшего улучшения эффективности заводнения в периоде высокой водоносности.....	44
6.2. Технологическое исследование разработки законтурных	

низкопроницаемых нефтегазовых месторождений.....	45
6.3. Дальнейшее технологическое исследование для улучшения коэффициента добычи.....	46
6.4. Дальнейшее улучшение коэффициента восстановления после полимерного заводнения.....	47
6.5. Оценки и технологическое исследование разработки потенциала природного газа.....	48
7. Социальная ответственность.....	48
7.1. Производственная безопасность.....	49
7.2. Экологическая безопасность.....	60
7.3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	66
7.4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	68
8. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение..	72
8.1. Расчет материальных затрат на технологию замораживания при сооружении ремонтного котлована.....	72
8.2. Затраты на оплату труда.....	74
8.3. Отчисления на социальные нужды.....	75
8.4 Прочие затраты.....	75
8.5. Общие затраты на сооружение котлована с помощью шпунтов.....	77
8.6. Экономический анализ способов.....	79
Заключение.....	81
Список использованной литературы.....	82

Введение

26 сентября 1959 г., когда вблизи поселка Датун уезда Чжаочжоу провинции Хэйлунцзян было обнаружено гигантское месторождение нефти, с того момента родились Дацинские нефтепромыслы. К настоящему времени общий объем разведанных в X месторождении нефтяных запасов оценивается в 6 млрд. т, а объем разведанных запасов природного газа – в 100 млрд. кубических метров. Залежи в глубине 1-3 км. Начальные запасы нефти 2,2 млрд. т. Эти ресурсы создали основу для строительства и развития нефтепромышленного центра. В 1979 году центральное правительство утвердило создание города Дацин. С 1 июня 1960 г., когда отсюда была вывезена первая цистерна с нефтью, Дацин стал самым главным производителем нефти Китая. Добыча нефти рассредоточена по всей стране, но главное месторождение, на которое приходится 1/3 добычи китайской нефти находится в Дацине.

Дацинские нефтепромыслы 27 лет подряд сохраняли годовую добычу нефти на уровне свыше 50 млн. т. В 2003 году добычу начали снижать. По плану, к 2010 году будут добывать по 30 млн. тонн в год. Эта мера направлена на продление срока эксплуатации месторождения в Дацине. К настоящему времени в Дацине уже созданы 7 баз по производству горючего, масел, нитрона, химических удобрений и т. д.. Завершена первая очередь строительства объекта по производству полипропилена мощностью 300 тыс. тонн в год, который по масштабу станет первым в стране и вторым в мире подобным объектом. Дацин занимает третье место в стране по производству комбинированных удобрений, второе место по выпуску метанола. Кроме этого, город производит 91 тыс. т. полиакриламида в год и лидирует в мире по объему этой продукции. Дацин занимает в стране пятое место по нефтеперегонной мощности и шестое место по производству этилена. Сегодня нефтехимическая промышленность уже стала стержнеобразующей в экономике города, способной сменить нефтедобычу.

В настоящее время разработку X месторождения ведёт компания Дацинского месторождения, принадлежащее китайской нефтяной компании CNPC. Добыча нефти на месторождении в 2007 г. составила 50 млн. т.

ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

В настоящей работе применены следующие сокращения:

АВПД – аномально-высокое пластовое давление

ПАВ – поверхностно-активные вещества

АСП – анионное поверхностно-активное вещество, сода и полимер

НКТ – насосно-компрессорные трубы

НДС – Налог на добавленную стоимость

ЦГСЭ – центр госсанэпиднадзора центр государственного санитарно-эпидемиологического надзора

ПДВ – предельно допустимый выброс

ПДК – предельно допустимая концентрация

ППД – поддержание пластового давления

ОБР – отработанных буровых растворов

БШ – бурового шлама

1. Общие сведения о месторождении.

Нефтегазовое месторождение X находится в западной части провинции Хэйлунцзян, между Харбин и Цицикар (рисунок 1.1).

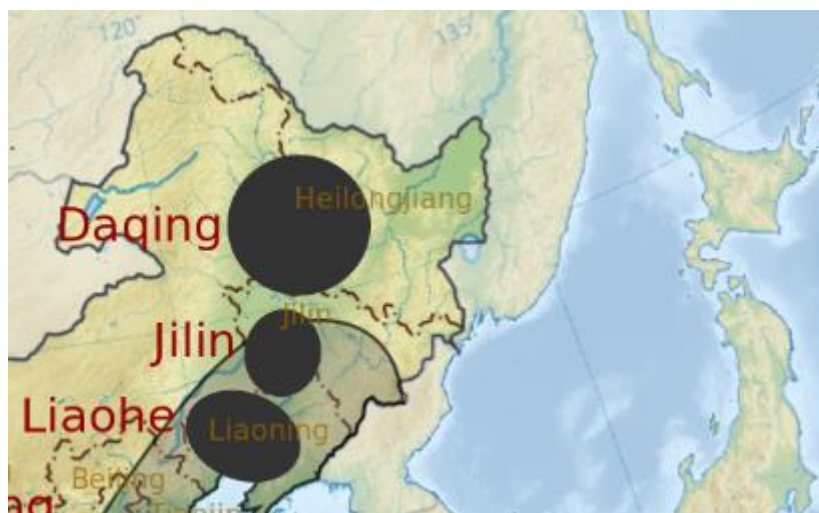


Рисунок 1.1 - Обзорная схема района работ.

Месторождение 140 км длинны с севера на юг и с востока на запад в самом широком месте 70 километров, с общей площадью 5470 квадратных километров. В настоящее время крупнейший нефтедобывающий регион Китая, расположенный в центральном бассейне СунЛиао. X нефтяное месторождение является большой антиклинальной структурой. Пласт находится на глубине от 900 метров до 1200 метров, с средней проницаемостью. Сырая нефть представляет собой парафиновую основу с высоким содержанием воска (20% до 30%), высокой температурой замерзания (-25-30 °C), высокой вязкостью (вязкость грунта 35 спз), и низким содержанием серы (ниже 0,1%). Удельный вес сырой нефти - 0,83-0,85 г/см³. В 1959 году в ГаоТайз нефтеместорождении пробурил первую нефтяную скважину, в марте 1960 года, начинался разработать нефтяное месторождение X. Начиная с 1976 года, годовой объем производства сырой нефти было более чем 50 миллионов тонн. В 1983 году производил 52,35 млн тонн нефти. Открытие и разработка X нефтяного месторождения подтверждает, что континентальный пласт способен образовывать нефтяное месторождение, развивали теорию нефтяной геологии. После этого, китайская нефтяная

промышленность изменила внешний вид отсталости, которое на промышленное развитие Китая оказало огромное влияние.[1]

СунЛианг бассейн - большой новый Мезозойский континентальный осадочный бассейн Северо-Восточного Китая, его площадь около 26×10^4 км², толщина садового пласта 5000 - 6000 м, весь бассейн разделен на семь тектонических блоков: зоны центральной депрессии, западная область склона, юго-восточный район поднятия, северо-восточный район поднятия, Юго-Западный район поднятия, Кайлу область депрессии.

Нефтеносность связана с отложениями мелового и юрского возрастов. В настоящее время разработку месторождения ведёт нефтяная компания Дацин, принадлежащая китайской нефтяной компании CNPC. Добыча нефти на месторождении в 2007 г. — составила 50 млн тонн.

Эти ресурсы создали основу для строительства и развития нефтепромышленного центра. В 1979 году центральное правительство утвердило создание города Дацин. С 1 июня 1960 г., когда отсюда была вывезена первая цистерна с нефтью, Дацин стал самым главным производителем нефти Китая. Добыча нефти рассредоточена по всей стране, но главное месторождение, на которое приходится 1/3 добычи китайской нефти находится в Дацине.

Дацинские нефтепромыслы 27 лет подряд сохраняли годовую добычу нефти на уровне свыше 50 млн. т. В 2003 году добычу начали снижать. По плану, к 2010 году будут добывать по 30 млн. тонн в год. Эта мера направлена на продление срока эксплуатации месторождения в Дацине. К настоящему времени в Дацине уже созданы 7 баз по производству горючего, масел, нитрона, химических удобрений и т. д. Завершена первая очередь строительства объекта по производству полипропилена мощностью 300 тыс. тонн в год, который по масштабу станет первым в стране и вторым в мире подобным объектом. Добыча нефти на месторождении X по годам показана на рисунке 1.2.

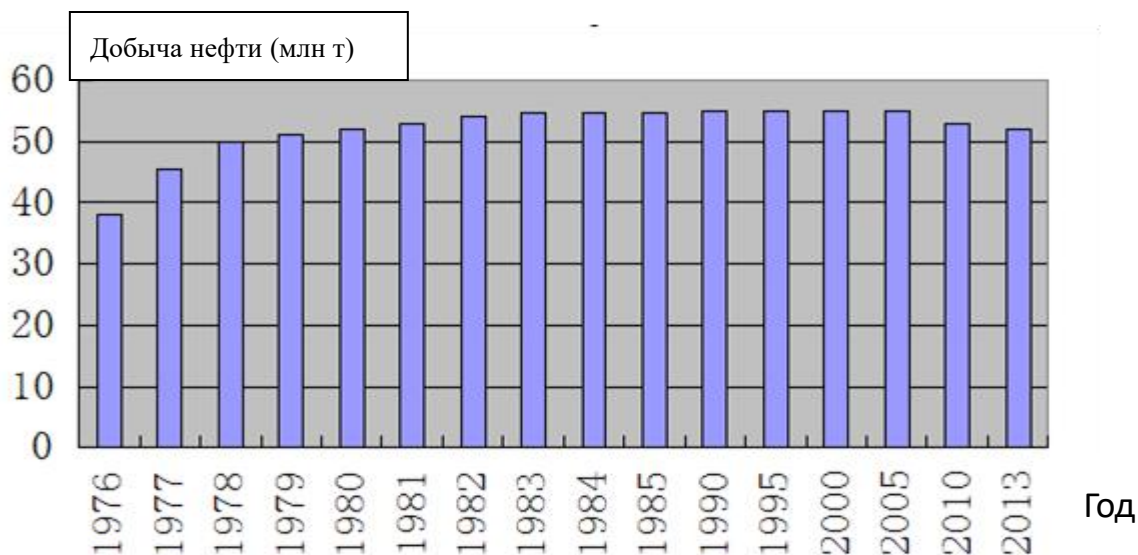


Рисунок 1.2 - Добыча нефти на месторождении X по годам (млн т)

Дацин занимает в стране пятое место по нефтеперегонной мощности и шестое место по производству этилена. Сегодня нефтехимическая промышленность уже стала стержнеобразующей в экономике города, способной сменить нефтедобычу.

Нефтегазовое месторождение X находится на северной области СунЛиiao бассейна, которое состоит из 7 антиклинальных единиц: Ламадинь, Сарту, Щиншуган и т.д.

Нефтеносность связана с отложениями мелового и юрского возрастов. В настоящее время разработку месторождения ведёт Daqing Oilfield Company Limited, принадлежащее китайской нефтяной компании CNPC. Содержание нефти каждого осадочного слоя показано на рисунке 1.3.

Нефтепроизводящий слой и слой резервуара поочередно появляются в вертикальном направлении, образуя нижний, средний и верхний, три состава нефти. Каждый слой включает в себя нефтепроизводящий слой - резервуар и покрышку. В настоящее время установлено, что богатейшие запасы нефти добываются на месторождении X.[2]

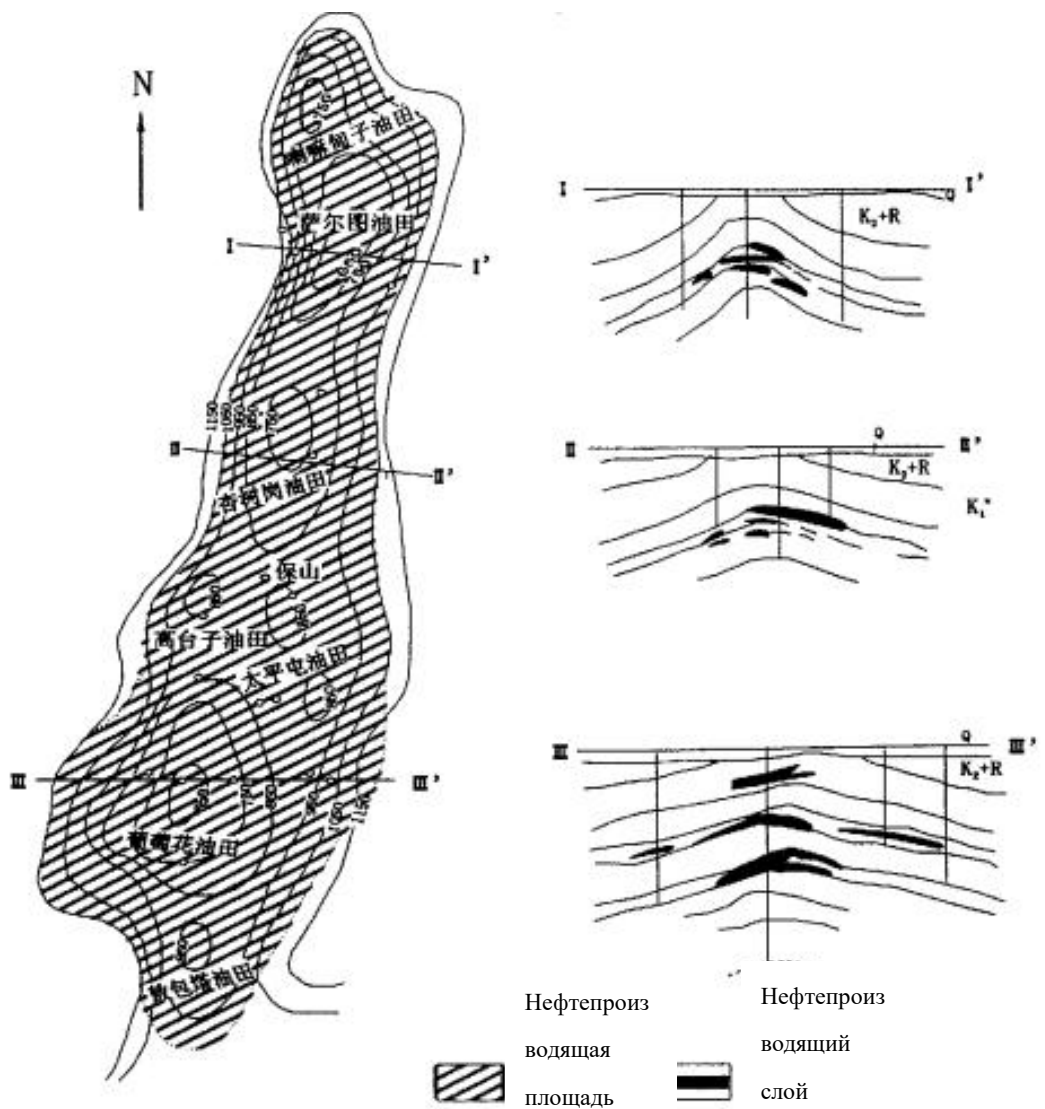


Рисунок 1.3 - Геологический разрез месторождения X

2. Геолого-геофизическая характеристика месторождения

2.1. Тектоника

Структуры Сарту является антиклинальной складкой в месторождении X, структура, простирающаяся на северо-восток, длиной 26.1 км, шириной 7.36 км. Сбросы в Сарту всего 143, в основном на западе, (рисунок 2.1). [2]

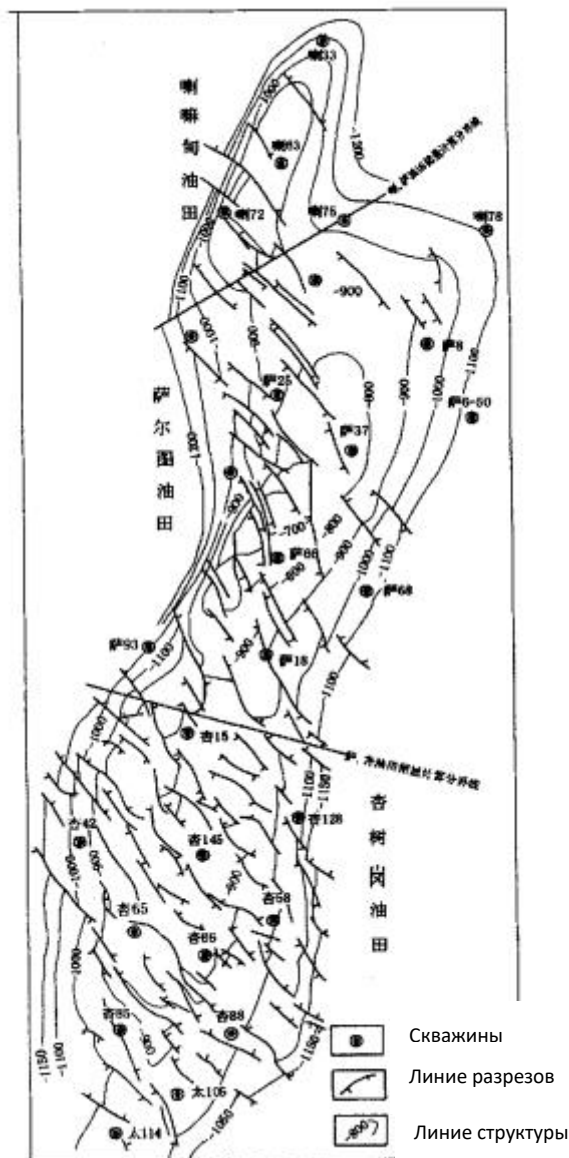


Рисунок 2.1 - Структурная диаграмма месторождения X

2.2. Характеристика залежи

Сарту в основном включает антиклинальные резервуары. Распределение нефти и воды в основном контролируется структурой, в соответствии каждого резервуара раздела нефть-вода, как правило, в вертикальной проекции: 1050м ~ 1030м, глубина резервуары: 600м ~ 1200м. законтурная вода не активна, чистая зона нефти, нет забойной воды, нет промежуточной воды и нет газовой шапки. Сырая нефть обладает высокой вязкостью, низкой температурой замерзания, высоким содержанием парафина и низким

содержанием серы. Сырая нефть включает примеси парафина, содержание парафина - 25,7 ~ 29,9%; точка замерзания (22 ~ 30) С, с севера на юг уменьшается. Удельный вес сырой нефти 0,863 ~ 0,881 г/м³, вязкость палстовой нефти (8 ~ 10) Па*с, вязкость уменьшается с севера на юг. Газонефтяной фактор (45 ~ 47) м³/т, объемный коэффициент 1,12, давление насыщения (9,0 ~ 10,1) МПа, содержание серы 0,08% - 0,2%. Содержание парафина немного выше на площади Сату, чем на других площадях месторождения X. Пластовое давление - 11 МПа, температура (44,5 ~ 48,2) С. Пластовая вода относится к типу бикарбоната натрия, при общей солености (6600 - 7500) мг/л и содержании хлорид-иона (1843 ~ 1871) мг / л.[1]

Низкопроницаемые коллекторы широко распространены на нефтегазовом месторождении X. В соответствии с опубликованными статистическими данными, в Китае разведанный геологический запас низкопроницаемых коллекторов занимает 26,1% всего разведанного геологического запаса, а месторождение X занимает более 80% запасов низкопроницаемых коллекторов.

На нефтегазовом месторождении X коллекторы представлены в основном песчаниками, которые занимают около 70%, остальную долю представляют известняк, полевой шпат и др.

Низкопроницаемые песчаные коллекторы на месторождении X представляют собой гидростатическую систему с нормальными гидростатическими давлениями. Однако при определенных условиях седиментации или под влиянием тектонических подвижек может сформироваться залежь с аномально высоким пластовым давлением. На востоке Китая имеются впадины пород кайнозойской эры с аномально высокими пластовыми давлениями, в большинстве случаев они относятся к низкопроницаемым песчаным коллекторам, где коэффициент аномально-высокое пластовое давление (АВПД) более 1,4.

Пласты чрезвычайно богаты окаменелостями, которые были обнаружены в настоящее время (19 групп окаменелостей). В основном представленные наземными видами: динозавров, ящериц, насекомых и растений (стебли и листья, пыльца и споры, фрукты и т.д.).

СунЛиано бассейн меловых пластов, который содержит ионы хлора, обычно от 0,014% до 0,035%, что определяет типичную континентальную пресноводную среду. Серы, главным образом представлена в виде двухвалентного сульфида. Её содержание зависит от литологии и осадочной среды, как правило, серы мало содержится в песчаниках и красных аргиллитах, примерно 0,07% ~ 0,10%, в то время как в черных аргиллитах и горючих сланцев, составляет 0,79% ~ 0,81%. Содержание органического углерода отражает то, как много органического вещества, которое тесно связано с уровнем редокса окружающей среды, в пойме лишь 0,14%, до глубокого озера увеличивается до 2,25%. Ионов трехвалентного железа в наземной среде, как правило, превышает 10%, в то время подводных месторождений менее чем на 10%. В нем также содержатся другие микроэлементы, такие как В, Са, Mg, Sr, V, К, Ва, IVM, Rb, Ni, Si, Fe, Al, Ti, Cr, Ga и т.д..

2.3. Разделение нефтяного пласта

Разделение нефтяного пласта основывается на седиментационных циклах. Все меловые пласты от более высокого порядка до низшего порядка можно разделить на четыре седиментационных цикла.

Региональная тектоника контролирует седиментационные циклы первого уровня. Переменное появление дельтовой фаз - фаз глубокого озера - дельтовой фаз, образует сочетание нефтепроизводящий слой с резервуаром и резервуар с крышкой, в бассейне имеет широкое распределение. Меловой можно разделить на четыре седиментационных цикла первого уровня.

Динамическая тектоники контролирует седиментационные циклы

второго уровня, которые состоятся из различных сегментов осадочных фаций.

Седиментационные циклы третьего уровня, контролируемые местными структурами, откладываются с той же осадочной цикличностью и с несколькими различными типами односегментного осадка.

Седиментационные циклы четвертого уровня, которые контролируются условиями потока и локального осаждения, представляют собой единый резервуар, который содержит породы одного возраста, в том числе чередование пород.

В соответствии с этими четырьмя седиментационными циклами, мы разделим исследуемый нефтяной пласт от верха в низ на P I1~ I7- восемь малых слоев, и P I2 разделяется на P I2a P I2b (таблица 2.1).[1]

Таблица 2.1 - Разделение пласта P I в центре Сарту

Нефтяной пласт	Малый пласт	Толщина песчаники (м)			Эффективная толщина песчаники (м)		
		мак.	мин.	средняя	мак.	мин.	средняя
P I	P I1	12.6	0.2	2.9	11.8	0.2	2.5
	P I2a	17.3	0.2	4.6	16	0.2	4
	P I2b	18.5	0.2	4.5	16.8	0.2	3.9
	P I3	13.7	0.2	4	13.5	0.2	3.2
	P I4	16.4	0.6	3.5	11.2	0.2	1.9
	P I5	12.5	0.2	2.6	11.4	0.2	2.2
	P I6	15.6	0.2	3.2	13.1	0.2	2.7
	P I7	15.3	0.2	3.6	10.9	0.2	2.2

3. Неоднородность пласта

Нефтяной пласт ПуТаохуа(P I) представляет собой пласт мелового возраста, он является одним из основных продуктивных пластов X

месторождения в настоящее время. Пласт Р I в продольном направлении имеет очевидную сегментацию и ритмичность, и состоит из многоступенчатых седиментационных циклов.

3.1. Петрологическая характеристика

Основной состав пласта – от средних до мелких песчаников и алевролиты, а также небольшие количества глинистых алевролитов. Цвет песчаники - серый и серо-зелёный, при наличии нефти становится коричневым, темно-коричневым и черно-коричневым. Вообще, как правило, в глинистых алевролитах нефть присутствует в виде пятен, а в алевролитах - следы нефти, средние и мелкие песчаники содержат нефть и насыщенную нефть.

В центральной области Р I, песчаник в основном состоит из обломков, с общим количеством 90,0% до 97,0%. Обломки состоит в основном из кварца, полевого шпата, небольшого количества слюды и тяжелых минералов.

В пласте Р I содержание шпата больше, чем кварца. Таблица 3.1 представляет собой идентификации 23 обломков песчаников в скважине ZD4-013 пласта Р I.[1]

Таблица 3.1 Петрологической характеристики пород скважины ZD4-013 пласта Р I

Номер образцов	Глубина образцов(м)	Кварц (%)	Полевой шпат (%)	Плагиоклаз (%)	Обломка (%)	Крупность (мм)	Степень выветривания
239	910.81-918.14	38	40	2	15	0.06-0.12	средняя
243	910.81-918.14	39	40	2	14	0.10-0.16	средняя
247	910.81-918.14	36	40	2	14	0.08-0.16	средняя
173	893.89-902.34	37	40	2	18	0.20-0.25	средняя
177	893.89-902.34	34	39	1	21	0.10-0.20	средняя
112	886.27-893.89	37	37	2	20	0.05-0.10	средняя

117	886.27-893.89	36	41	3	14	0.10-0.18	средняя
121	886.27-893.89	38	38	2	18	0.05-0.10	средняя
125	886.27-893.89	36	37	2	17	0.10-0.16	средняя
135	886.27-893.89	36	40	2	18	0.08-0.20	средняя
138	886.27-893.89	37	39	2	18	0.05-0.08	средняя
142	886.27-893.89	36	35	2	16	0.18-0.25	средняя
151	893.89-902.34	36	41	2	15	0.06-0.10	средняя
155	893.89-902.34	37	38	2	18	0.10-0.18	средняя
158	893.89-902.34	38	40	2	16	0.16-0.25	средняя
161	893.89-902.34	39	39	2	17	0.16-0.25	средняя
164	893.89-902.34	35	38	2	20	0.08-0.20	средняя
167	893.89-902.34	37	38	2	20	0.10-0.20	средняя
170	893.89-902.34	37	38	2	20	0.10-0.20	средняя
231	910.81-918.14	37	39	2	16	0.06-0.10	средняя
235	910.81-918.14	38	42	2	14	0.06-0.12	средняя
206	910.81-918.14	31	40	2	14	0.12-0.20	средняя
211	910.81-918.14	35	40	2	18	0.08-0.14	средняя

Как видно из таблицы 3.1, содержание кварца больше, чем содержание шпата, содержание кварца, как правило, 31% ~ 39%, в среднем 36,5%. Содержание шпата, как правило, 37% до 44%, в среднем 41,1%, главным образом, ортоклаз, с небольшим количеством плагиоклаза. Содержание обломков, как правило, 14% ~ 21%, в среднем 17%, в основном состоит из кислых и кислых эффузивных породы (> 80%), в основном типичной андезитовой структуры.

3.2. Параметры продуктивных пластов

3.2.1. Пласт Р I1

Проницаемость пласта Р I1 - $(5 \sim 1240) * 10^{-3} \text{ Мм}^2$, средняя $464,7 * 10^{-3} \text{ Мм}^2$. Проницаемость песка подводного дельтовидного рукава $(800 \sim 1200) * 10^{-3} \text{ Мм}^2$. На юго-западе, проницаемость $(300 \sim 900) * 10^{-3} \text{ Мм}^2$. В центральных и восточных районах физические свойства плохие и проницаемость $(5 \sim 300) * 10^{-3} \text{ Мм}^2$. В общей области исследования проницаемость северной территории больше чем по сравнению с остальными (рисунок 3.1). Толщина пласта Р I1 - $(0,2 \sim 17,3) \text{ м}$, в поперечнике больше 3 м. Наибольшая толщина вскрыта в скважинах Z4-P7, Z6-P2 и Z352-5.

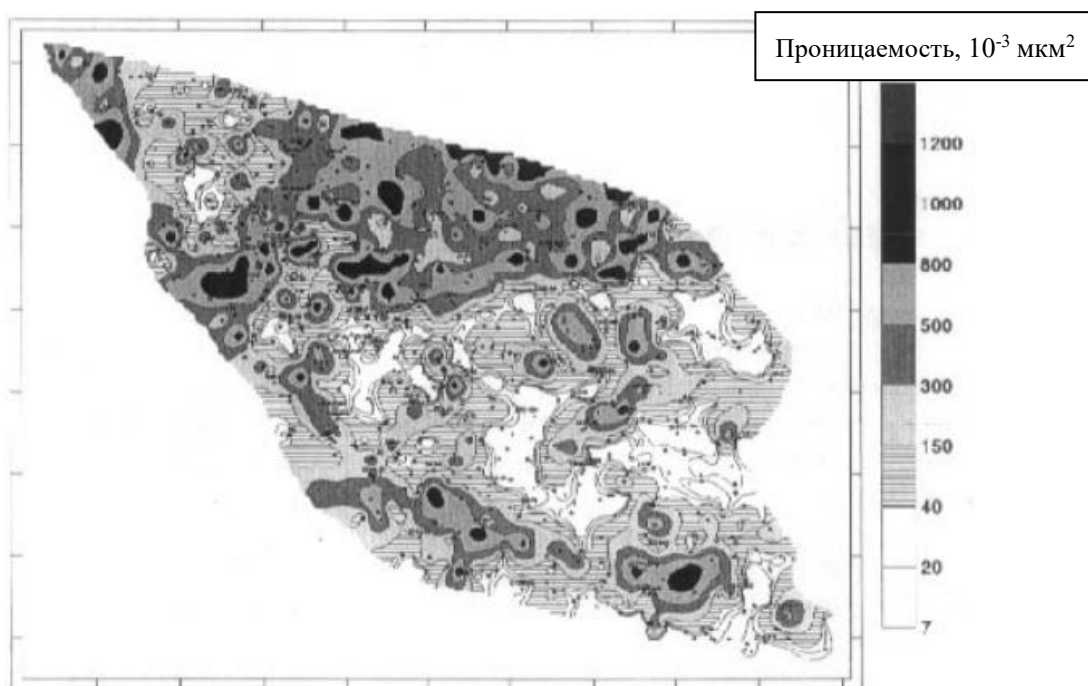


Рисунок 3.1 – Карта проницаемости пласта Р I1

3.2.2 Пласт Р I2а

Проницаемость пласта Р I2а - $(7 \sim 1220) * 10^{-3} \text{ Мм}^2$, средняя $631,2 * 10^{-3} \text{ Мм}^2$. Проницаемость песка подводного дельтовидного рукава $(800 \sim 1200) * 10^{-3} \text{ Мм}^2$. В общей области исследования проницаемость северной территории больше чем по сравнению с остальными (рисунок 3.2). Толщина

пласта Р II - (0,2 ~ 17,3) м, в поперечнике от 3 до 7 м. Наибольшая толщина вскрыта в скважинах ZD71-Р3 и ZD42-Р6.

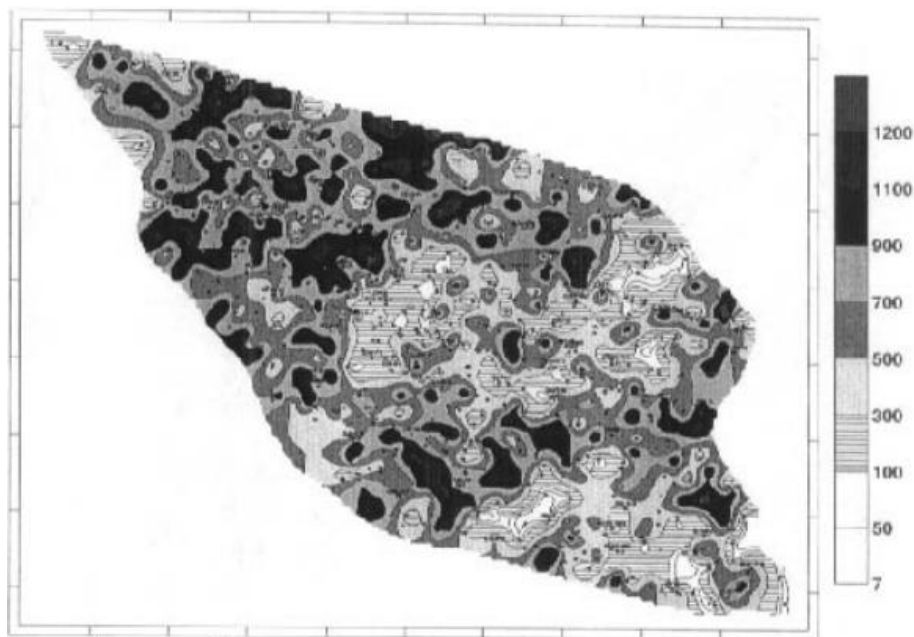


Рисунок 3.2 - Карта проницаемости пласта Р I2а

3.2.3. Пласт Р I2b

Проницаемость пласта Р I2b - $(7 \sim 1300) * 10^{-3} \text{Мм}^2$, средняя $645,2 * 10^{-3} \text{Мм}^2$. Проницаемость песка подводного дельтовидного рукава $(700 \sim 1200) * 10^{-3} \text{Мм}^2$. В общей области исследования проницаемость сравнительно больше. Мощность пласта Р II - (0,2 ~ 18.5) м, в поперечнике от 4 до 8 м. Наибольшая толщина вскрыта в скважинах Z60-1.

3.2.4. Пласт Р I3

Проницаемость пласта Р I3 - $(7 \sim 1233) * 10^{-3} \text{Мм}^2$, средняя $434,4 * 10^{-3} \text{Мм}^2$. Проницаемость песка подводного дельтовидного рукава $(600 \sim 1200) * 10^{-3} \text{Мм}^2$. В общей области исследования проницаемость пласта северо-западной территории больше чем по сравнению с остальными. Толщина пласта Р II - (0,2 ~ 13.7) м, большая часть толщины от 1,6 до 3,0 м.

3.2.5. Пласт P I4

Проницаемость пласта P I4 - $(11 \sim 1200) * 10^{-3} \text{ Мм}^2$, средняя $181,2 * 10^{-3} \text{ Мм}^2$. Проницаемость песков подводного дельтовидного рукава $(800 \sim 1200) * 10^{-3} \text{ Мм}^2$. В центральных районах, проницаемость лучше и уменьшается по направлению на восток (рисунок 3.3). В общей области исследования проницаемость сравнительно маленькая. Мощность пласта P II - $(0,6 \sim 16,4)$ м, большая часть толщины от 2,5 до 4,0 м. Наибольшая мощность вскрыта в скважинах Z52-1.

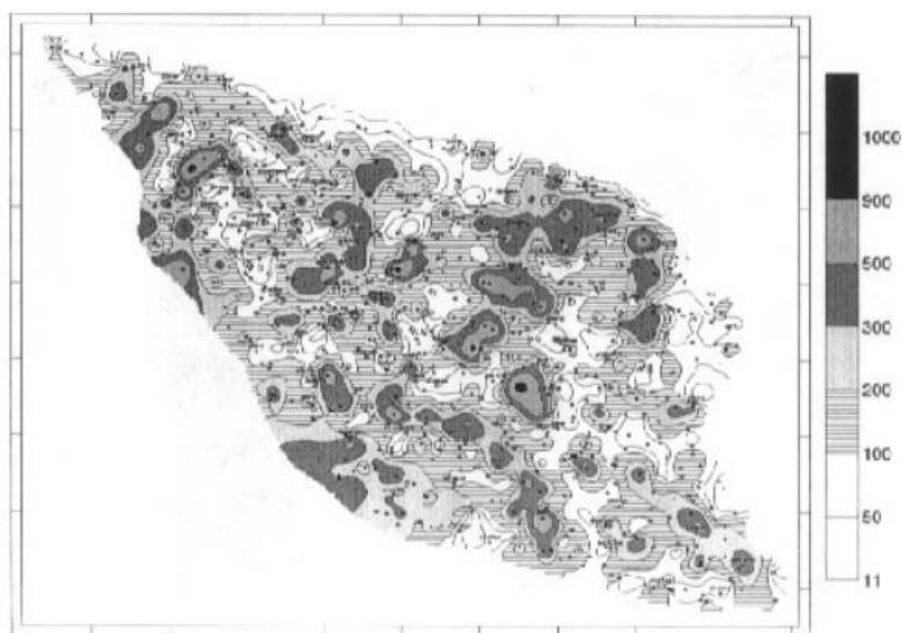


Рисунок 3.3 - Карта проницаемости пласта P I4

3.2.6. Пласт P I5

Проницаемость пласта P I5 - $(7 \sim 1200) * 10^{-3} \text{ Мм}^2$, средняя $386,9 * 10^{-3} \text{ Мм}^2$. Проницаемость песка подводного дельтовидного рукава $(600 \sim 1000) * 10^{-3} \text{ Мм}^2$. В центральном районе, проницаемость лучше и уменьшается по направлению от центра к периферии (рисунок 3.4). Мощность пласта P II - $(0,2 \sim 12,5)$ м. Наибольшая мощность вскрыта в скважинах ZD61-P14.

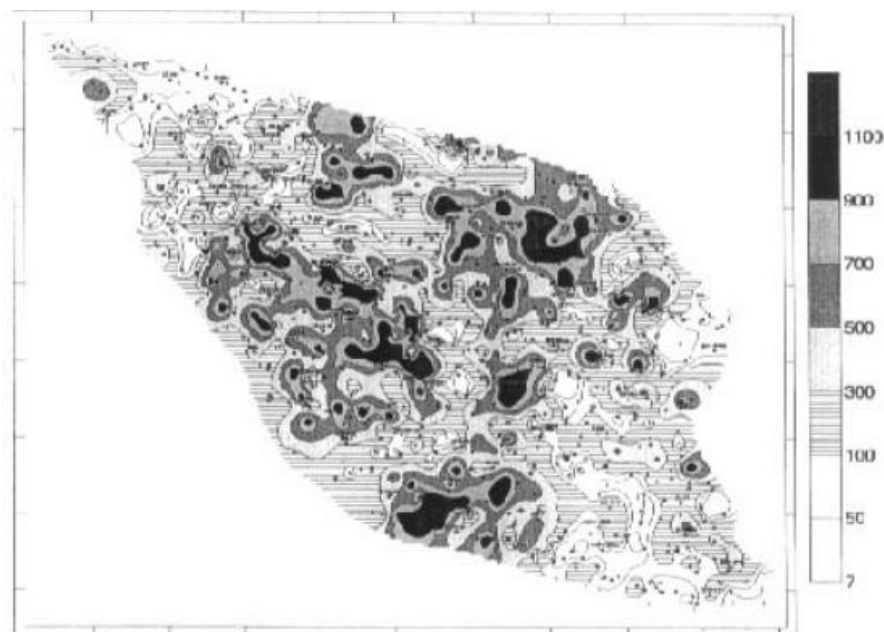


Рисунок 3.4 - Карта проницаемости пласта Р I5

3.2.7. Пласт Р I6

Проницаемость пласта Р I6 - $(7 \sim 1940) * 10^{-3} \text{ Мм}^2$, средняя $466,1 * 10^{-3} \text{ Мм}^2$. Проницаемость песка подводного дельтовидного рукава $(600 \sim 1000) * 10^{-3} \text{ м}^2$. На северо-западе пласта проницаемость лучше и уменьшается по направлению на периферии. Мощность пласта Р I1 - $(0,2 \sim 15,6) \text{ м}$.

3.2.8. Пласт Р I7

Проницаемость пласта Р I7 - $(7 \sim 1220) * 10^{-3} \text{ Мм}^2$, средняя $231,8 * 10^{-3} \text{ м}^2$. Проницаемость песка подводного дельтовидного рукава $(300 \sim 800) * 10^{-3} \text{ Мм}^2$. На юго-восточной части пласта проницаемость лучше и уменьшается по направлению на северо-запад. В общей области исследования проницаемость сравнительно маленькая. Мощность пласта Р I1 - $(0,2 \sim 17,3) \text{ м}$. [1]

3.3. Характеристика запасов нефти пласта Р I.

В нефтяном пласте Р I в вертикальном направлении распределения нефти и воды относительно не сложное (Рисунок 3.5). В основном части нефть-вода, в локальной части только нефть. Эффективная толщина нефтяного пласта сконцентрирована в верхней части слоя Р I. Каждая скважина в диапазоне высоты 17,0 м ~ 76,0 м содержит нефть.

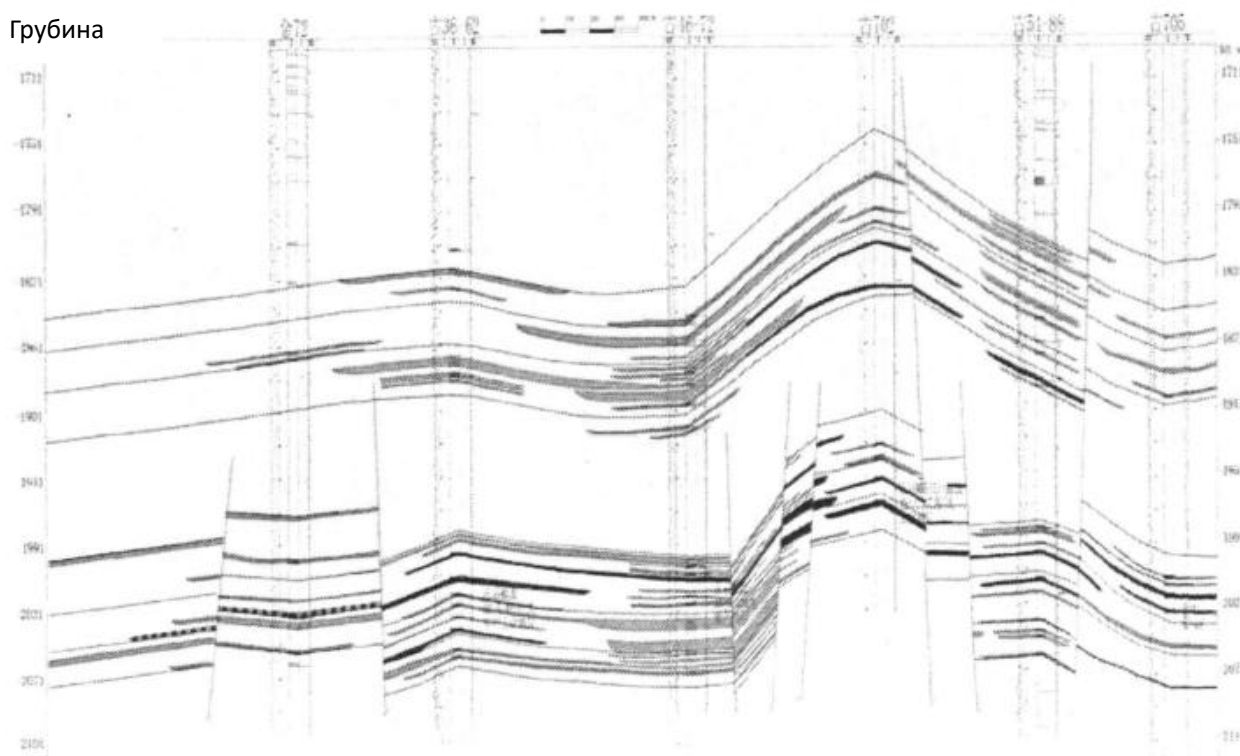


Рисунок 3.5 - Геологический разрез пласта Р I

4. Общая характеристика производственного объекта

4.1. Запас природного газа

Х нефтегазовое месторождение в основном расположено в северной части территории провинции Хэйлунцзян в бассейнах Хайлар и СунЛию.

К концу 2015 г. геологические запасы природного газа на Х нефтегазовом месторождении составляют $2217,06 \cdot 10^8 \text{ м}^3$, в которых запасы растворенного газа составляют $2083,00 \cdot 10^8 \text{ м}^3$. Запасы газов газовых пластов

134,06*10⁸ м³ с годовой добычей природного газа 23,53*10⁸ м³, в которых растворенный газ составляет 20,88*10⁸ м³, а газ составляет 2,65*10⁸ м³, суммарная добыча природного газа 880,06*10⁸ м³, в котором растворенный газ -844,06*10⁸ м³, газ -36,67*10⁸ м³, степень добычи 39,73%, в которой растворенный газ- 40,52%, газ -27,35%.

4.2. Добычи газа газовых пластов

С 2003 до 2015 года, газ газовых пластов поддерживает быстрый рост. С 2003 года около 3*10⁸ м³ увеличились примерно до 13,3*10⁸ м³ 2015 года, в котором добычи старого производственного района будет оставаться стабильной, добычи законтурных старых скважин снижаются, но добычи законтурных новых скважин поддерживают быстрый рост. Добычи газа газовых пластов X нефтегазового месторождения показаны в таблице 4.1. [3]

Таблице 4.1 - Добыча газа X нефтегазового месторождения [10⁸ м³].

Год	Добычи старого района	Естественные добычи законтурных скважин	Искусственные Добычи законтурных старых скважин	Добычи законтурных старых скважин	Сумма
2003	0,8	1,5	0,22	0,48	3
2004	0,8	1,37	0,18	1,68	4,03
2005	0,8	1,26	0,15	2,82	5,03
2006	0,8	1,15	0,13	3,96	6,04
2007	0,8	1,06	0,11	5,05	7,02
2008	0,8	0,97	0,09	6,38	8,24
2009	0,8	0,89	0,08	7,71	9,47
2010	0,8	0,81	0,07	8,53	10,21
2011	0,8	0,74	0,05	9,11	10,7
2012	0,8	0,68	0,04	9,7	11,22
2013	0,8	0,62	0,03	10,55	12

2014	0,8	0,58	0,03	11,32	12,74
2015	0,8	0,54	0,01	11,95	13,3

4.3. Добычи растворенных газов

Добыча нефти и растворенного газа X нефтегазового месторождения за счет дисбалансов запасов и добычи сократилась показаны в таблице 4.2.

Таблице 4.2 - Добычи сырой нефти и растворенного газа

Год	Добычи сырой нефти (миллион тона)	Добычи растворенного газа (миллиард м3)
2003	48	1,73
2004	45,22	1,65
2005	43,18	1,58
2006	40,71	1,5
2007	37,4	1,43
2008	35,73	1,37
2009	33,48	1,31
2010	31,55	1,25
2011	29,57	1,2
2012	28,13	1,15
2013	27,31	1,11
2014	26,56	1,09
2015	25,37	1,04

4.4. Добычи природного газа

X нефтегазовое месторождение, из-за уменьшения сырой нефти растворенный газ снизился с 2013 года $17,3 \cdot 10^8 \text{ м}^3$ до 2015 года $10,4 \cdot 10^8 \text{ м}^3$. Однако из-за добычи газа с 2003 года $3,0 \cdot 10^8 \text{ м}^3$, увеличился до 2015 года $13,3 \cdot 10^8 \text{ м}^3$, не только, чтобы компенсировать уменьшение растворенного газа, но и для сохранения устойчивого роста.

Добычи газа X нефтегазового месторождения показаны в таблице 4.3.[3]

Таблице 4.3 - Добычи газа X нефтегазового месторождения[10⁸ м³]

Год	Добычи газа газовых пластов	Добычи растворенного газа	Добычи природного газа
2003	3	17,3	20,3
2004	4,03	16,5	20,5
2005	5,03	15,8	20,8
2006	6,04	15	21
2007	7,02	14,3	21,3
2008	8,24	13,7	21,9
2009	9,47	13,1	22,6
2010	10,21	12,5	22,7
2011	10,71	12	22,7
2012	11,23	11,5	22,7
2013	12,01	11,1	23,1
2014	12,73	10,9	23,6
2015	13,3	10,4	23,7

5. Особенность разработки нефтегазового месторождения X

Резервуар состоит из обломков полевошпатового песчаника. структура пород в основном все еще находится под контролем натуральных осадочных структур, цементы на основе глинистых. Слоистость внутренних слоев нефтяных пластов очень развита, есть общая прямо-косая слоистость, изогнутая косая слоистость, тонкая косая слоистость и разнообразная косая слоистость. Пористость от 20 до 30%, а средняя проницаемость 30-1200 мд. Проницаемость между слоями велико различается, высокая, средняя и низкая проницаемые слои в продольном направлении интерактивно распределяются. Проницаемость в основном с содержанием глины и размера зерна изменяется,

с севера на юг размер песчаники становится мелким, и проницаемость уменьшается. Водонасыщенность обычно 60-80%. Она имеет более существенное отношение с проницаемостью (Рисунок 4.1).

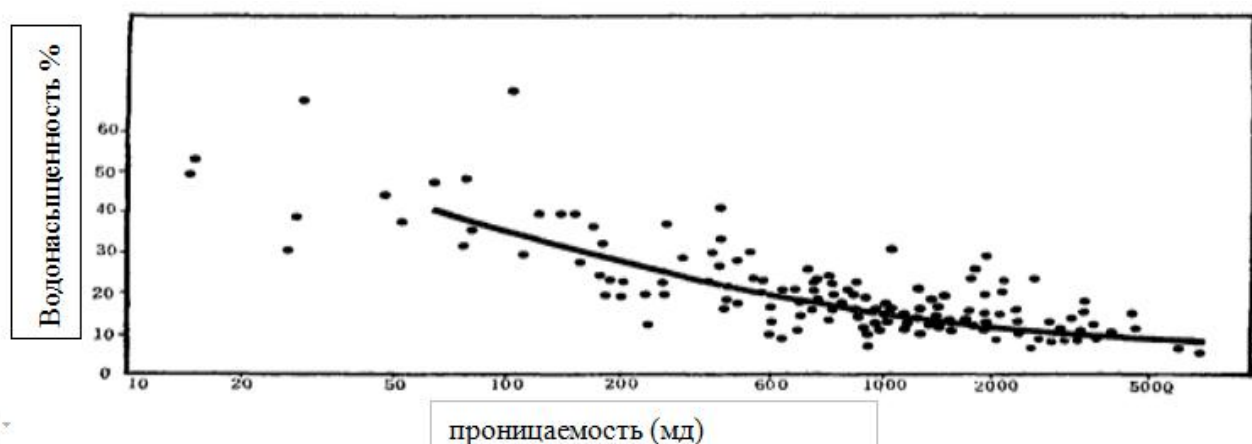


Рисунок 4.1 - соотношение водонасыщенности и проницаемости

Сырая нефть месторождения X парафинистая, содержание парафина до 20-30%, точка замерзания высокая, точка замерзания дегазированной сырой нефти составляет 25-30 градусов. [3]

Пластовое давление месторождения X немного выше, чем статическое давление столба воды, так что большинство скважин обладает способностью к фонтанированию. Каждый нефтяной пласт имеет единую систему давления, давление и глубина имеют линейную зависимость. В южных нефтяных пластах проницаемость ухудшается, расширение площади уменьшается, месторождение имеет в своем составе пироклазы и таким образом, каждый блок формируют свою собственную систему давления и соответствующий интерфейс нефть-вода.

Вода месторождения относится к типу бикарбонат натрия, общая минерализация 6000-9000 мг на литр, содержание атома хлора в 2000-3000 мг на литр, с севера на юг увеличивается.

5.1. Послойные закачки воды для поддержания пластового давления

У месторождения X отсутствует условие вытеснения нефти законтурной воды. Перепад насыщенного давления в северных нефтяных месторождений малый, и упругая энергия мала, в соответствии реальных статистических данных, и расчета, когда пластовое давление падает до давления насыщения упругого этапа разработки, лишь около 1% от добычи запасов. Когда пластовое давление падает ниже давления насыщения, сырая нефть начинает дегазировать, течение двухфазного потока нефти и газа в резервуаре. Проницаемость внутреннего пласта и стены вблизи резервуара быстро снижалась, газонефтяной фактор скважин быстро рос, влажность снижалась, точка росы падала, эти явления вызывали трудности в управлении и снижение производства. Между тем, после дегазации нефти, вязкость сырой нефти увеличивается в два раза, увеличивается сопротивление течения нефти в слое, это приведет к снижению добычи. Таким образом, использование естественной энергии в эксплуатации нефтяного месторождения X нестабильны. После увеличения вязкости сырой нефти в породе, а затем с помощью вторичного закачки воды извлечения нефти, добыча нефти гораздо меньше, чем уровень начальной разработки, его эффект не очень хороший. Таким образом при разработки нефтяного месторождения X необходимо применять искусственное заводнение, методы добычи для поддержания пластового давления, чтобы получить расширенное течение высокой добычи и повышения нефтеотдачи пластов с хорошими результатами.

5.2. Улучшение вытеснения нефти водой в период высокой обводненности

Разработаны технологии улучшения эффективности вытеснения нефти водой, основными элементами которой являются регулирование системы размещения скважин, регулирование системы закачивания и добычи,

закачивание воды в подразделенные пласты, а также закрытие воды и контроль профиля. С помощью применения вышеуказанных технологий нефтеотдача на X нефтегазоместорождении увеличилась с 29,2% в 1980 году до сегодняшних 47,5%, извлекаемые запасы увеличились до 600 млн т., что позволило постоянную ежегодную добычу нефти 49 млн т. в течение 30 лет.

Кроме этого, еще применяют технологии для повышения нефтеотдачи с помощью химических веществ. Используют такие химические вещества как полимеры и анионное поверхностно-активное вещество, сода и полимер (АСП). По масштабу применения технологий полимерного заводнения и химического вытеснения нефти АСП корпорация занимает лидирующую позицию в мире. Разработаны химические реагенты вытеснения нефти и серия продуктов солеустойчивых полимеров.

По сравнению с вытеснением нефти водой, на X нефтяном месторождении извлекаемость с применением полимерного заводнения на 10% превышает, добыча сырой нефти с применением полимерного заводнения составляет 12 млн т. в год.

Система вытеснения нефти АСП (щелочь, поверхностно-активное вещество и полимеры) увеличивает извлекаемость на 10% по сравнению с полимерным заводнением и нашла промышленное применение на X и Синьцзянском нефтеместорождениях.

Пенополимерное вытеснение является очередной инновацией в области химического вытеснения нефти после полимерного и комплексного вытеснения АСП, что увеличивает нефтеотдачу на 30% по сравнению с вытеснением нефти водой.

5.3. Технология вытеснения нефти полимером

Технология вытеснения нефти полимером является способом использования полимеров, который может увеличить вязкость закачиваемой воды, уменьшить проницаемость участков высоких проницаемости пласта,

снижать коэффициент подвижности, увеличить влияние объема раствора полимера, и значительно увеличить коэффициент нефтеотдачи. X месторождение в начале 1970-х годов, исследование было проведено в закрытом помещении, летчиком-испытателем, промышленном поле, к 1996 году достичь промышленного применения, добыча нефти методом вытеснения полимером в 2003 году $1234,9 \times 10^4$ т, что составляет 25,5 процентов от годового производства месторождения X, масштаб применения и уровень занимает ведущий мировой уровень.

По характеристики континентального депозита месторождения X, исследования сделали вывод, что маленькая глубины резервуара, сильная неоднородность, низкая температура в резервуаре, низкая соленость воды, и высокая вязкость сырой нефти, лучше всего подходит X месторождения принимать технологии вытеснения полимером; исследования дали новые знания, что технологии полимера повышает коэффициент нефтеотдачи 10% или более чем заводнение; технология полимера может быть использована после водненность до 90%, полимерное заводнение может значительно уменьшить количество воды, повышать эффективности использования воды.

5.4. Технология анионного поверхностно-активного вещества, соды и полимера (АСП)

Технология АСП представляет собой технологию, которая может по больше увеличить нефтеотдачу по сравнению технологии вытеснения полимером, и повышает коэффициент нефтеотдачи более 20% чем технологии заводнения, поэтому широкое внимание обратится. В месторождении X АСП претерпела процесс развития сотрудничества с зарубежными странами в независимые исследования 30 лет, благодаря неустанным усилиям и напряженным исследованию, был достигнут значительный прорыв в теории технологии АСП и отечественном производстве поверхностно-активного

вещества.

Теоретический прорыв: После грохочения и исследования взаимодействия десятков видов поверхностно-активных веществ, щелочи и основного полимера, и получили рецепт АСП для образования сверхнизкого поверхностного межфазового натяжения при взаимодействии низких концентрациях активного агента и сырой нефти с низкой кислотности, преодолев рассуждение зарубежных экспертов, что значения кислотности сырой нефти Дацина является слишком низкой, и не подходит для технологии АСП, и проходили эксперименты и подтвердили техническую возможность.

Прорыв отечественного производства ПАВ: поверхностно-активное вещество для импорта дорогостоящее, и у АСП высокая экономическая стоимость. но после исследования влияния поверхностно-активного вещества основных полимеров и качества воды и других факторов на поверхностное натяжение между нефтью и водой, и нашли факторы влияния на сверхнизкое межфазное натяжение. Поэтому выполнилось отечественное производстве поверхностно-активного вещества. Эффективность ПАВ достигает до одинакового уровня иностранной аналогичной продукты, но цена только половина иностранной аналогичной продукты, которые более уменьшает себестоимость.

Прорыв рецепта: за счет оптимизации рецепта, таким образом, что количество различных химических агентов, уменьшаются (щелочь от основания 1,2 весового процента до 1,0 весовой процент, концентрации полимера от 2000 мг/л или более до 1500 мг/л примерно, и концентрация активного агента от 0,3% масс до 0,2 мас%) расходы еще больше, создали условия для применения АСП.

Поскольку вливание сильной щелочи АСП, получают качество воды сложного состав, высокой солености, после обработки, есть еще много факторов, приводящих к отложению и коррозией, продукты коррозии может

стать основным отложением, поэтому ускорит скорость отложения добывающих скважин, этот ряд факторов способствовали сильное отложение после добычи, которое увеличатся расходы на техническое обслуживание оборудования, а также увеличивает трудности по техническому обслуживанию скважин, и стал одним из проблем ограничений продвижение АСП.[3]

Берем отложение на насосном штанге в различных периодах, и сделаем анализ состава отложения.

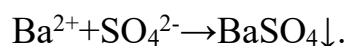
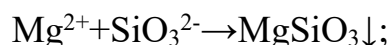
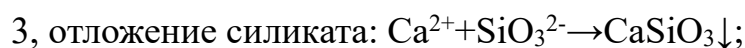
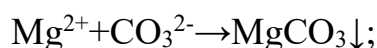
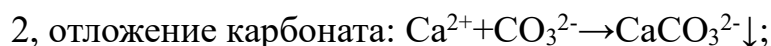
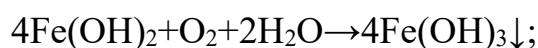
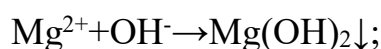
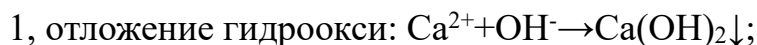
Таблица 5 - результат анализа химических составов отложения

Состав	Содержание отложения	Содержание отложения после нескольких месяцев	Состав	Содержание отложения	Содержание отложения после нескольких месяцев
K ₂ O	0,02	0,03	SiO ₂	3,24	40,42
Na ₂ O	1,14	4,68	BaSO ₄	0	0
CaCO ₃	64,97	24,74	NaSiO ₃	11,22	10,70
MgCO ₃	0,54	0,38	Oil	6,58	11,98
BaCO ₃	4,55	3,02	H ₂ O	1,24	3,89
Fe ₂ O ₃	0,10	0,30			

Как видно из таблицы, рост в течение долгого времени, уменьшается содержание карбоната, увеличивается содержание силиката. Это происходит главным образом за счет инъекции щелочи в АСП, и ионы кальция, магнии усилят тенденцию осаждения, снижение давления или повышение температуры в стволе скважины может вызвать осаждение ионов кальция, магнии и карбоната. Когда давление жидкости ниже насыщенности двуокиси углерода, углекислый газ выделяется из раствора, он увеличивает значение впрыска воды, снижает растворимости карбоната кальция. Таким образом, ускоряет его особенность осаждения. Однако растворимость насыщения

ионов кремния увеличивается с увеличением значения pH, таким образом, что содержание ионов кремния уменьшается. Поэтому в начальном периоде в основном на основе карбоната. В естественных условиях, осаждение силикат является сильно гидратированным аморфным материалом, не легко прилипать к металлическим поверхностям, но они могут быть адсорбированы на кальцита (карбонат кальция) и поверхности оксида. Таким образом, при изменении времени и температуры добываемой воды в стволе скважины, и условия кинетика, и давления, силикатные ионы и другие ионы показали тенденцию равновесия, начальное образование отложения карбоната будет сердцевинной силикатного осаждения. Поэтому осаждение силиката на насосном штанге постепенно увеличивается, в основном среднего периода силиката.

Неорганическое отложение метода АСП в основном образуется из следующих способов:



После эксперимента, можем получить заключение:

Отложение метода АСП в месторождении X в основном состоит из смеси карбоната, силиката, продукты коррозии и органического отложения. С увеличением времени, количество карбоната на насосном штанге уменьшается, а содержания силикатов увеличивается. От устья скважины до дна, уменьшается содержание карбоната, содержание силикатов

увеличивается, тяжелая часть тоже составляет отложение, содержится более высокого качества асфальта в нижней части, вблизи устья скважины высоко содержится ароматические вещества.

Отложение и коррозия существуют одновременно, отложение усугубил химическую коррозию трубопровода, а также продукты коррозии стали основным материалом, способствует образованию отложения.

Для улучшения качества воды, рассмотреть вопрос о совместимости закачиваемой воды и пластовой воды.

5.5. Технология вытеснения нефти микроорганизмом

Под действием миграции и размножения микроорганизмов в пластовых условиях, производятся биополимеры, поверхностно-активные вещества, органические растворители и биогаз, чтобы повысить коэффициент нефтеотдачи. Из-за его низкой стоимости, незагрязненного свойства для окружающей среды, в стране и за рубежом быстро развивается. Месторождение X уже в 1965 начал исследовать технология вытеснения нефти микроорганизмом, после почти 40 лет исследований, постепенно создавали множество исследований и оценки технологии извлечения нефти микроорганизмом, в том числе отдельный скрининг штаммов, оценки физиологических и биохимических характеристик и идентификации видов; исследование адаптируемости микробов и резервуаров; расширение процесса производства ферментации штаммов и т. д..

Были выбраны более ста видов штаммов из попутной воды нефтегазового месторождения X, которые адаптируют к производствам и вытеснением нефти, виды питательных веществ переходят с начального момента компонента дорогих углеводов из внешней среды в подземные сырые углеводороды в качестве источника углерода. Для того, чтобы удовлетворить потребности микробного повышения нефтеотдачи после полимерного заводнения, и культивировать выбранные штаммы

микроорганизма, источника углерода у которых состоят из полимеров и сырых углеводородов, что значительно снижает себестоимость повышения нефтеотдачи микроорганизмом. В области использования технологии вытеснения нефти микроорганизмом в полевых условиях, в конце 1980-х годов, на поле Дацин провели первый эксперимент вытеснения нефти микроорганизмом в Китае, и достигается хороший эффект увеличения добычи нефти и снижения воды. В 2002 году на месторождении X проведено полевое испытание на 60 скважинах, совокупный прирост 5000 тонн нефти, получили значительные технические и экономические результаты.

5.6. Технология парового вытеснения вязкой нефти на среднем и глубоком пласте

На X месторождении успешно совершить переход от паровой пропитки к паровому вытеснению вязкой нефти на среднем и глубоком пласте, которое вступило в промышленное применение.

На блоке Ци-40 работают 150 скважин с применением парового вытеснения. Это первое в мире нефтеместорождение вязкой нефти среднего и глубокого пластов, где осуществляется промышленная разработка с помощью парового вытеснения нефти.

На участке 84 блока Шу-и 49 скважин осуществляют промышленное применение SAGD, отобраны 130 млн т. геологических запасов, подходящих для разработки с помощью гравитационного дренирования при закачке пара.

5.7. Технология поворотного кислотного разрыва карбонатных углеводородных коллекторов и ее промышленное применение

Данная технология позволяет контролировать обращение как трещин, так и кислотной жидкости, путем обращения трещин создает множество трещин, которые соединяют больше пространств трещинных залежей, и тем

самым формирует сеть кислотного разъедания путем расширения объема действия за счет разделения потока кислотного раствора. В процессе применения этой технологии используются самостоятельно разработанные материалы по экранированию всплытия и оседания, которые сообщают обогащенные углеводородами трещинные разломы путем контроля продольного растяжения трещин. Это позволяет деградировать волоконные тампонирующие материалы, экранировать имеющиеся трещины, обращать их для формирования множества трещин, и тем самым добиться цели по сообщению множества трещинных разломов. Коэффициент деградации материалов составляет 99%. В плане поворота кислотного раствора контроль системы поворота с помощью температуры преодолевает недостаток со снижением вязкоститрадиционного кислотного раствора при высокой температуре, обеспечивая рост и соединение цепи полимеров при высокой температуре и высокой кислотности. С помощью контроля системы поворота кислотного раствора за счет кислотности объем сети разъедания увеличивается в 4,1-8,2 раза по сравнению с традиционными методами. В рамках данной технологии создана также математическая модель поворотного кислотного разрыва, сформирован метод его проектирования, разработано и программное обеспечение с собственной интеллектуальной собственностью для оптимизации проектирования, снабжая научно обоснованным средством для определения рабочих параметров на месте.

Технология поворотного кислотного разрыва пласта уже нашла промышленное применение на ведущих карбонатных нефтегазовых месторождениях в Китае и в части зарубежных нефтегазовых месторождений. Технология применена в 921 скважине/раз. Достигнуты заметные успехи в ее применении, за последние три года суммарное увеличение добычи сырой нефти составило 2,842 млн. тонн, природного газа—1,49 млрд. кубометров.

5.8. Новое поколение платформы интегрированных программ обработки и интерпретации сетевых каротажных данных

С применением передовых средств программирования разработана платформа интегрированных программ интерпретации сетевых каротажных данных – CIFLog. Это первая система в мире третьего поколения по обработке и интерпретации каротажных данных, основанная на передовой компьютерной концепции Java-NetBeans, которая характеризуется: работает в трёх операционных системах Windows, Linux и Unix, в действительной 64 битной среде, и полностью совмещена с полносерийным каротажом необсаженных скважин и интерпретацией и оценкой каротажа обсаженных скважин.[5]

Разработанная программа CIFLog версии 1.0 включает такие системы интерпретации, как интерпретация единичной скважины, вулканических пород, карбоната, затопленных слоев, производственного каротажа, газа угольного слоя, поддержка управления и инструментов, а также и интерпретация крупного комплектного оборудования китайского производства. В систему интерпретации единичной скважины помимо полного набора регулярной программы обработки, входят и такие программы обработки и интерпретации, как изображение микро сопротивления, массивные датчики, акустическое изображение, дипольная акустика, ЯМР, спектр схвата элементов, переобсаженное ударное сопротивление, кабельное опробование платса, программа может быть поставлена в китайском, английском и иных языках.[5]

5.9. Газлифтная технология добычи нефти

Богатый опыт КННК (Китайская Национальная Нефтегазовая Корпорация) в области газлифтинга позволяет ей осуществлять комплексные услуги от разработки решения, оптимизации проектирования, производства,

пусконаладки и тестирования инструментов до диагностики неисправностей, управления производством и завершения скважин в области нефтедобычи с помощью газлифта. В настоящее время сформированы 29 уникальных технологий в 8 технологических сериях, которые масштабно распространены в Казахстане.[6]

При непрерывном газлифте определенный объем газа под высоким давлением непрерывно закачивается в НКТ через пространство между эксколлонной и НКТ с помощью газлифтового клапана. В НКТ газ смешивается со скважинной жидкостью, образуя смесь, за счет чего снижается плотность жидкости, в условиях низкого давления на забое скважины смесь поднимается вверх. Особенности непрерывного газлифтинга: широкий диапазон применения, высокая адаптивность к среде, простота в управлении и низкая стоимость эксплуатации.

Технология плунжерного газлифта

Применяя технологию плунжерного газлифта, плунжер выступает в роли разграничителя жидкости и газа, посредством периодической подачи газа под высоким давлением приводится в движение плунжер внутри нефтепровода, за счет чего на поверхность поднимается скважинная жидкость, осуществляется механический метод добычи. Преимущества плунжерного газлифтинга: простые скважинные инструменты в эксплуатации, низкие расходы по ремуон, очевидный эффект в избавлении от отложений парафина, экономия земли и низкий уровень загрязнений.[6]

Технология газлифтинга на скважинном газе

Данный метод добычи ориентирован на автономную разработку скважин, содержащих фракции как нефти, так и газа. Эта технология использует давление собственного газа, находящегося в скважине для разработки другого нефтяного пласта. Газ из газового пласта скважины под давлением через газлифтовый клапан подается рационально в НКТ, где он смешивается со скважинной жидкостью, образуется смесь, за счет низкой

плотности которой происходит подъём жидкости и добыча нефти. Преимущества данной технологии: низкая себестоимость, осуществление совместной добычи нефти и газа, полносистемная скважина. Её компановка НКТ позволяет провести замеры, операцию с глушением скважины и без глушении скважины.

6. Перспектива развития технологии

В 21-м веке, крупные международные нефтяные компании в целях повышения конкурентоспособности бизнеса на мировом рынке, активно осуществляют стратегию снижения затраты, основные меры, полагается на технологические инновации, чтобы снизить стоимость нефти. Дацинская нефтепромысловая компания в качестве главного народного предприятия, будь то потребность страны, или развитие компании и Дацинского месторождения, необходимо сделать все возможности, чтобы контролировать падение производства старого месторождения и достигать долгосрочного устойчивого развития.

В настоящее время проблемы разработки месторождения X существуют три основных направлениях: во-первых, вопросы ресурсов. После высокой скорости и эффективности добычи в течении длительного периода, текущий резерв-производственные дисбалансы ухудшаются, остальные извлекаемые запасы меньше и меньше, неизрасходованные запасы низкие качества; а вторая проблема – водоносность. Если водоносность превысила 90%, подземные конфликты будут становиться все более заметными, спад производства быстрее и быстрее, и более сложно разрабатываться; третья проблема – эффективность. Поступил в период разработки особо высокой водоносности, каличество производственной жидкости и работы меры увеличиваются, затрата неизбежно будет расти, это приведет непосредственно к снижению общей экономической эффективности предприятий. Вышеуказанные проблемы должны быть решены путем

технического прогресса. Таким образом, мы должны усилить технологические развития, в целях удовлетворения потребностей разработки месторождений и добычи.

6.1. Технологическое исследование в целях дальнейшего улучшения эффективности заводнения

6.1.1. Технологическое исследование определения запаса

Для добычи оставшейся нефти в толстом нефтяном пласте после вытеснения полимерным заводнением, требуется, исследование на неоднородность толстого нефтяного пласта и внутренние конструкции песка, чтобы решить проблемы разделения песок, распределения тонкого внутреннего слоя внутри прослоя, описания больших поры с высокой проницаемостей, и геологического моделирования внутреннего пласта, поэтому приводит к дальнейшем повышением нефтеотдачи полимерным заводнением, и эффективным циклом обработки.[7]

6.1.2. Технологическое исследование тенденции изменения сети скважин и вспомогательные технические корректировки

Для дальнейшего улучшения эффекта разработки в периоде высокой водоносности и особо высокой водоносности, полно действуют различные типы скважин, должны сосредоточиться на различных этапах действия и эффекта системы скважин, оценить потенциал остающейся нефти в различных пластов, определить идеальную тенденцию развития системы скважин в будущем.

6.2. Технологическое исследование разработки законтурных низкопроницаемых нефтегазовых месторождений

6.2.1. Технологическое исследование улучшения эффекта заводнения законтурных разрабатываемых месторождений

Приводит технологическое исследования детального описания резервуаров, исследуя геологическое моделирование низкопроницаемых, трещиноватых резервуаров.

Для дальнейшего улучшения эффекта разработки законтурных нефтегазовых месторождений, повышения степени использования резервуаров, необходимо исследовать использование резервуаров различных типов; усилить общее преобразование технологических исследований в основе увеличения давления и заводнения, через высокопрочный разрыв пласт, впрыскивание микроорганизмов и впрыскивание воды, увеличить способность впрыска; через технологии горизонтальной скважины, разрыва, подкисления, микроорганизмов и метода стимуляции пары, повышать способность добычи; в соответствии с геологическими характеристиками и движением воды, регулировать системы впрыска и добычи, сформировать комплект технологии чтобы улучшить эффект заводнения законтурных разработанных скважин.

6.2.2. Технологическое исследование эффективного использование неприменяемых запасов

Для эффективной разработки законтурных месторождений более 600 миллионов тонн неприменяемых запасов, необходимо улучшить методы оценки неприменяемых запасов; проходить исследование и эксперименты горизонтальных скважин, разрыва пласта, и закачки газа, оценить практическую возможности такой технологической разработки, изучить новые

методы разработки неприменяемых резервов, чтобы обеспечить техническую поддержку для эффективного использования неприменяемых запасов.

6.3. Дальнейшее технологическое исследование для улучшения коэффициента добычи

6.3.1. Технологическое исследование вторых и третьих типов пластовых полимеров

Чтобы решить проблемы разработки вытеснения вторыми и третьими типами пластовыми полимером, надо проводиться эксперименты вытеснения нефти в помещении, чтобы оптимизировать параметры впрыска, анализировать динамические характеристики разработки, получить выводы о условиях разработки улучшения эффекта вытеснения нефти вторых и третьих типов пластовых, и оценки технико-экономического эффекта

6.3.2. Оценка и практическое исследование новых полимеров

Для того, чтобы удовлетворить требование различные типы вытеснения полимером в пласте, надо далее проходить оценку и практическое исследование новых полимеров. Установить новую систему оценки производительности полимера; исследовать новый механизм вытеснения нефти из полимера; получить выводы соответствующих условий новых полимеров; оценить эффект повышения нефтеотдачи новых полимеров.

6.3.3. Разработка поверхностно-активного вещества для вытеснения нефти

Проходить исследование механизма вытеснения АСП и ПАВ; проходить исследование взаимосвязи состав и структура сырья, определить параметры сырья для промышленного производства ПАВ, которые обеспечивают квалифицированные промышленные продукты для АСП, дополнительно

повысить эффективность поверхностно-активное вещество сильного и слабого основания, обеспечить результаты испытаний АСП на промышленной сфере.[8]

6.3.4. Технологическое исследование вынесения нефти микроорганизмом

Выбрать эффективные микробные штаммы с различными функциями для месторождения X; постепенно создать коллекции микробной штаммы; расширить пилотный масштаб микробной стимуляции (законтурные нефтяные месторождения, старые переходные зоны и т.д.); проводить пилотные испытания вынесения нефти микроорганизмом, исследовать условия геологической разработки для применения вынесения нефти микроорганизмом, чтобы вынесение нефти микроорганизмом стать эффективными мерами для повышения добычи на месторождении X.

6.4. Дальнейшее улучшение коэффициента восстановления после полимерного заводнения

Полимерное заводнение может добывать только геологические запасы около 50% на месторождении X, как использовать остаток резервуаров, необходимо сосредоточить внимание на укреплении дальнейшего повышения коэффициента извлечения нефти после полимерного заводнения; дальше оптимизировать вытеснение нефти пеной, микробный рецепт, чтобы совершенствовать комплексную технологию вытеснения нефти пеной и микроорганизмом.

6.5. Оценки и технологическое исследование разработки потенциала природного газа.

Разработка и совершенствование комплексной технологии неглубоких пластовых газовых коллекторов, для дальнейшего улучшения эффекта добычи

неглубокого пластового природного газа; осуществлять описание, оценки и технологическое исследование газового резервуара исследования разработки геологических особенностей глубокого специального газового резервуара (изверженные, метаморфические породы и конгломерат); исследовать бурение, гидроразрыв и процесс перфорации газового пласта для технологии защиты резервуара.

7. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Введение

Факторы риска в процессе разработки влияют на процесс разработки нефтяных месторождений, поэтому проведение мер безопасности является важным этапом разработки месторождений.

Обнаружены вредные и опасные производственные факторы, такие как: Утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу; повышенный уровень шума и вибрации; недостаточная освещенность; отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе. Механическое травмирование; пожаровзрывоопасность; электробезопасность.

Поэтому надо анализировать все возможные опасные и вредные факторы, чтобы принимать соответствующие методы для обеспечения безопасности человека.

7. 1. Производственная безопасность

7.1.1. Анализ вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения

7.1.1.1. Утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу

Химические опасные и вредные производственные факторы по характеру действия на организм человека подразделяются на следующие группы: общетоксические, раздражающие, сенсibiliзирующие (вызывающие аллергические заболевания), канцерогенные (вызывающие развитие опухолей), мутагенные (действующие на половые клетки организма). В эту группу входят многочисленные пары и газы: пары бензола и толуола, оксид углерода, сернистый ангидрид, оксиды азота, аэрозоли свинца и др., токсичные пыли, образующиеся, например, при обработке резанием бериллия, свинцовистых бронз, латуней и некоторых пластмасс. Сюда относятся также агрессивные жидкости (кислоты, щелочи), которые могут причинить химические ожоги кожного покрова при соприкосновении с ним. [10]

7.1.1.2. Повышенный уровень шума и вибрации

Шум, это нежелательный звук для человека. На месторождении X шум в основном образован в результате деятельности насосов, и другого оборудования. Шум может быть беспорядочным широкополосным голосам, также может быть гармоничным ритмам, когда уровень звука выше чем

степень терпения людей и общественной деятельности, то станет шумовым загрязнением.

Опасность шума. Такие, как повреждение слуха, влияние на сон, причиной болезни, мешание языкового разговора, исключительно сильный шум также будет влиять на нормальную работу оборудования.

Из-за длительной работы в сильной шумовой среде, происходит повреждение системы внутреннего уха, что приводит к глухоте. Международная организация по стандартизации потери слуха предопределил по средним значениям 500 Гц, 1000 Гц и 2000 Гц, чтобы определить потери слуха.

Потеря слуха 15 dB относится к нормальному, 15 ~ 25 dB близко нормального, 25 ~ 40 dB относится к мягкой глухотой, 40 ~ 65 dB - умеренная потеря слуха, а выше 65 dB, будет умеренной потерей слуха.

После долгих исследований и статистических данных показывают, что уровень шума на 80 dB или меньше, для того, чтобы гарантировать, что при долголетней работе не будет глухими людей. В 90 dB или меньше, может защитить только 80% людей после работе 40 лет, не будет глухим. Даже 85 dB, то все равно будет 10 процентов людей может производить потери слуха. Потери слуха шумом носит хронический характер, из-за влияния сильного развития шума окружающей среды с течением времени медленно формируется. А другая потеря слуха острым шумом, называют глухоту бурной вибрацией. Такие, как: более 150dB взрыва, он будет немедленно

сделать острые травмы слухового органа, разрыв барабанной перепонки, происходит кровотечение внутреннего уха, эти травмы звука могут заставить людей глухими сразу.

7.1.1.3. Недостаточная освещенность

Свет является одним из важнейших условий существования человека.

Недостаточная освещенность рабочей зоны является вредным производственным фактором, который может вызвать ослепленность или привести к быстрому утомлению и снижению работоспособности.

Свет влияет на физиологическое состояние человека, организованное освещение влияет на протекание процессов высшей нервной деятельности, кроме этого оно еще повышает работоспособность. Если освещение нехватает, то человек работает менее продуктивно, быстро устает, и более вероятности ошибочных действий, что может привести к травматизму. В зависимости от длины волны, свет может оказывать возбуждающее (оранжево-красный) или успокаивающее (желто-зеленый) действие.

7.1.1.4. Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе

микроклимат характеризуется температурой воздуха, его влажностью и скоростью движения, а также интенсивностью теплового излучения. Длительное воздействие на человека неблагоприятных метеорологических условий резко ухудшает его самочувствие, снижает

производительность труда и приводит к заболеваниям.

Оптимальные микроклиматические условия является сочетанием количественных показателей микроклимата, которые обеспечивают сохранение тепла организма человека при длительном и систематическом воздействии на его. Они обеспечивают ощущение теплового комфорта и создают предпосылки для высокого уровня работоспособности.

7.1.1.5. Анализ возможных вредных факторов на мосторождении X

Таблица 7.1 - Анализ возможных вредных факторов на мосторождении X [12]

Вредные факторы	Источник	Возможные причины	Основные параметры	Время существования опасности	Возможные последствия
1	2	3	4	5	6
Строительно-монтажные работы:					
Пониженная температура воздуха рабочей зоны	Микроклимат	Особенности климатических условий, отсутствие надлежащей спецодежды, спецобуви	$t =$ °C	зимний период	простудные заболевания, переохлаждение, обморожение, замедление реакций, нарушение внимания, риск ошибочных действий.

Недостаточная освещенность рабочей зоны	Искусственное освещение	Недостаточное количество осветительных приборов	Е, лк	8 часов	травмирование, развитие дефектов зрения, снижение работоспособности, утомляемость, нарушение внимания, риск ошибочных действий.
Повышенный уровень шума на рабочем месте	Строительная техника	Работа машин и механизмов	$L = 80$ дБ	8 часов	утомляемость, звон в ушах, стресс, ослабление внимания, создание помех речевым сообщениям, звуковым сигналам
Бурение, крепление, испытание скважины:					
Повышенный уровень шума на рабочем месте	Оборудование	Работа машин и механизмов	$L = 89$ дБ	Постоянно	продолжительные повреждения слуха (потеря остроты слуха), утомляемость, звон в ушах, стресс, ослабление внимания, создание помех речевым сообщениям, звуковым сигналам и т.д.
Пониженная температура воздуха рабочей зоны	Микроклимат	Особенности климатических условий, отсутствие надлежащей спецодежды, спецобуви	$t = ^\circ\text{C}$	зимний период	простудные заболевания, переохлаждение, обморожение, замедление реакций, нарушение внимания, риск ошибочных действий.
Недостаточная освещенность рабочей зоны	Искусственное освещение	Недостаточное количество осветительных приборов	Е, лк	8 часов	травмирование, развитие дефектов зрения, снижение работоспособности, утомляемость, нарушение внимания, риск ошибочных действий.

Демонтаж установки, консервация и ликвидация скважины:					
Повышенный уровень шума на рабочем месте	Строительная техника	Работа машин и механизмов	L = 89 дБ	8 часов	утомляемость, звон в ушах, стресс, ослабление внимания, создание помех речевым сообщениям, звуковым сигналам
Пониженная температура воздуха рабочей зоны	Микроклимат	Особенности климатических условий, отсутствие надлежащей спецодежды, спецобуви	t = °C	зимний период	простудные заболевания, переохлаждение, обморожение, замедление реакций, нарушение внимания, риск ошибочных действий.
Недостаточная освещенность рабочей зоны	Искусственное освещение	Недостаточное количество осветительных приборов	E, лк	8 часов	травмирование, развитие дефектов зрения, снижение работоспособности, нарушение внимания, ошибочные действия.

7.1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности

7.1.2.1. Движущиеся машины и механизмы. Механические опасности

Механическое травмирование, происходящее, как правило, спонтанно, имеет весьма широкий спектр негативных воздействий на человека - от порезов и ушибов до летального исхода. Тяжелые случаи механического травмирования связаны, как правило, с техногенными авариями или стихийными явлениями.

Механическое травмирование человека в производственных условиях и

в быту возможно:

- при несанкционированном взаимодействии с различными устройствами и механизмами (конвейерами, роботами, подъемно-транспортным оборудованием, средствами транспорта, бытовой техникой и т. п.);

- при падении человека и различных предметов;

- при поражении потоками вещества, ударной волной, фрагментами разрушающихся систем повышенного давления, тепловых и иных сетей и т.п.;

- при контакте с режущими и колющими предметами, с шероховатыми и рваными поверхностями

7.1.2.2. Пожаровзрывоопасность

В связи с тем, что пары нефти и углеводородные газы могут образовывать с воздухом взрывоопасные смеси, объекты нефтедобычи являются пожаровзрывоопасными.

Классификация производственных и вспомогательных помещений и наружных установок по их взрыво и пожароопасности представлена в таблице 7.2:

Таблица 7.2 – Классификация производственных и вспомогательных помещений и наружных установок по их взрыво и пожароопасности [11]

п/п	Наименование помещения, установки	Категория производства по взрывной, взрывопожароопасности по НПБ 105-95	Классификация взрывоопасных и пожароопасных зон по ПУЭ-86
1	Насосная откачки конденсата	А	В-1а
2	Площадка газосепараторов	А	В-1г
3	Площадка емкости метанола	А	В-1г
4	Факел	А	В-1г
5	ЩСУ	В	П-1
6	Операторная	Д	

Предотвращение пожара достигается:

не допущением образования горючей смеси;

не допущением образования в горючей смеси источника зажигания.

Предотвращение образования в горючей среде источников зажигания достигается:

Применением насосов и другого оборудования, при эксплуатации которого не образуется источника искрообразования;

Применением электрооборудования, соответствующего пожароопасной и взрывоопасной зонам, группе и категории взрывоопасной смеси в соответствии с ПУЭ.

Выполнением правил пожарной безопасности.

Противопожарная защита – обеспечивается применением ПСПТ, организации своевременной эвакуации людей при пожаре. Предотвращение образования взрывоопасных смесей достигается постоянным контролем состава воздушной среды, осуществляемый сигнализаторами СТМ в насосных блоках, контроль воздушной среды по графику переносными приборами, применением в помещениях естественной и принудительной

вентиляции. Пожарные посты укомплектованы согласно норм, ящиками с песком объемом 1м³, огнетушителями ОХВП, лопатами, ведрами, кошмой и ломом. Электроустановки, операторные укомплектованы углекислотными огнетушителями

7.1.2.3. Электробезопасность

Для обеспечения безопасности обслуживающего персонала предусмотрено защитное заземление всех молниеотводов, металлических частей электрооборудования и установок технологического оборудования. Величина импульсного сопротивления каждого заземления от прямых ударов молнии не должна превышать 10 Ом. Защита от статического электричества обеспечена присоединением всего оборудования и агрегатов к заземляющим устройствам. Защитное заземление отдельно стоящих зданий, оборудования, сооружений выполнено отдельными заземляющими контурами. Все кабельные конструкции, установленные на эстакадах, присоединены к заземляющему устройству с сопротивлением растеканию не выше 4 Ом.

7.1.2.4. Анализ возможных опасных факторов на мосторождении X

Разработка мероприятий по обеспечению безопасных условий труда включает рассмотрение вопросов предупреждения производственного травматизма, технического обеспечения безопасности зданий и сооружений,

оборудования и инструмента, технологических процессов, и индивидуальных средств защиты, вопросы обеспечения промышленной безопасности на производственном объекте, организации безопасного производства работ с повышенной опасностью, обеспечение электробезопасности, пожарной безопасности, безопасности работников в аварийных ситуациях.

Таблица 7.3 - Анализ возможных опасных факторов на месторождении Х [12]

Опасные и вредные факторы	Источник	Возможные причины	Основные параметры	Время существования опасности	Возможные последствия
1	2	3	4	5	6
Строительно-монтажные работы:					
Движущиеся Машины и механизмы	Строительная техника (трактор, бульдозер, подъемный агрегат)	Кинетическая энергия при контролируемом и неконтролируемом движении	$V = 20$ м/с $M = 20$ т	8 часов	защемление, порезы, отрезание или разрубание, захват или наматывание, затягивание или задерживание, попадание под удар
Электрический ток	Электроустановки, электроинструмент	Пробой изоляции, замыкание и др.	I, мА U, В	Постоянно	травмирование или смерть от поражения электрическим током.
Бурение, крепление, испытание скважины:					
Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного	Буровое оборудование	Кинетическая энергия при контролируемом и неконтролируемом движении	$V = 20$ м/с $M = 20$ т	8 часов	- защемление или раздавливание; - порезы, отрезание или разрубание; - захват или наматывание;

оборудования					- затягивание или задерживание; - попадание под удар
Разрушающиеся конструкции	Арматура	Потенциальная энергия жидкости, находящаяся под давлением	$P = 1,5$ МПа	Постоянно	травмирование выбросом жидкости под высоким давлением
Демонтаж установки, консервация и ликвидация скважины:					
Движущиеся машины и механизмы	Строительная техника (трактор, бульдозер, подъемный агрегат и др.)	Кинетическая энергия при контролируемом и неконтролируемом движении	$V = 20$ м/с $M = 20$ т	8 часов	защемление или раздавливание, порезы, отрезание или разрушение, захват или наматывание, затягивание или задерживание, попадание под удар

7.2. Экологическая безопасность

7.2.1. Защита атмосферы

Наиболее негативное воздействие на атмосферу наносит сжигание попутного газа на факелах, что обуславливает поступление в атмосферу значительного количества диоксида азота и окиси углерода. Снижение выброса этих компонентов можно достичь путем совершенствования факельных установок. Для сжигания ПНГ на месторождения, используются открытые факельные системы, обеспечивающие высокоэффективное сжигание любых объемов углеводородов и низкий уровень тепловой радиации – при подготовке газопроводов и аппаратов к ремонту производится сброс давления газа в атмосферу через существующие свечи.

Возможными способами снижения загрязнения атмосферы сжигаемым

попутным нефтяным газом на факельных установках, являются следующие способы:

- транспортировка газа на нефтеперерабатывающие заводы;
- закачка газа во временные подземные хранилища;
- использование в качестве топлива для работы газотурбинных установок.

для каждого проектируемого и действующего промышленного предприятия устанавливается ПДВ (предельно допустимый выброс) вредных веществ в атмосферу при условии, что выбросы вредных веществ от данного источника в совокупности с другими источниками (с учётом перспектив их развития) не создадут приземную концентрацию, превышающую ПДК.

В тех случаях, когда реальные выбросы превышают ПДВ, необходимо в системе выброса использовать аппараты для очистки газов от примесей.

Аппараты очистки вентиляционных и технологических выбросов в атмосферу делятся на: пылеуловители (сухие, электрические, фильтры, мокрые); туманоуловители (низкоскоростные и высокоскоростные); аппараты для улавливания паров и газов (адсорбционные, хемосорбционные, абсорбционные и нейтрализаторы); аппараты многоступенчатой очистки (уловители пыли и газов, уловители туманов и твёрдых примесей, многоступенчатые пылеуловители).

7.2.2. Защита гидросферы

Для предупреждения или уменьшения последствий негативного воздействия площадных объектов добычи (площадки одиночных скважин, кустовые площадки и др.) необходимо соблюдение ряда инженерных мероприятий: 1) планировка поверхности площадок с уклоном в сторону емкостей для сбора поверхностного стока; 2) устройство защитного обвалования по периметру кустового основания с устройством пандусов для въезда с целью локализации возможных разливов добываемой жидкости; 3) соблюдение режима эксплуатации добывающих скважин; 4) организация сбора дренажа с технологических площадок в специализированные емкости с последующим вывозом и утилизацией в системе ППД; 5) сбор нефтепродуктов при ремонтных работах на скважинах в закрытые подземные канализационные емкости с последующим вывозом на очистные сооружения; 6) 100 % контроль сварных соединений физическими методами; 7) прокладка выкидных линий с уклоном для обеспечения возможности полного дренирования жидкости; 8) сбор хозяйственно-бытовых стоков в специализированные емкости с последующим вывозом на очистные сооружения. 9) регулярные ревизии запорной арматуры, подтяжки фланцевых соединений, проверки задвижек на полное открытие и закрытие.

7.2.3. Защита литосферы

К сожалению не редкостью являются порывы на различных трубопроводах, а следствие этому загрязнение земель нефтепродуктами. На первых этапах ликвидации разлива нефти основной задачей является локализация загрязненного участка для предотвращения распространения нефтяного пятна и сбор максимально возможного количества разлитой нефти. Эти работы должны выполняться немедленно после аварии. И чем тщательней они выполнены, тем благоприятнее прогноз результатов рекультивации.

Самый простой и не дорогой метод заключается в разбрасывании загрязненных отходов по почве тонким слоем с последующими периодическими перепашками для перемешивания и аэрации. Разложение углеводородов происходит под воздействием естественной почвенной микрофлоры. Для интенсификации разложения и предотвращения выщелачивания и миграции загрязнений, в перемешанный с отходами грунт могут добавляться вода и вспомогательные вещества — удобрения, сорбенты и т.д.

Одной из наиболее сложных проблем по охране гидросферы и литосферы от загрязнения является проблема утилизации отработанных буровых растворов (ОБР), бурового шлама (БШ) и буровых сточных вод (БСВ) и нейтрализации их вредного воздействия на объекты природной среды.

Наиболее доступным направлением утилизации ОБР является их повторное использование для бурения новых скважин. Этот подход оправдан не только с экологической, но и экономической точки зрения, т.к. он обеспечивает значительное сокращение затрат на приготовление буровых растворов.

Перспективным направлением утилизации ОБР представляется его использование для крепления скважин. ОБР используется в качестве добавок к известным тампонажным материалам, традиционно применяемым в практике цементирования скважин.

Наиболее прогрессивным направлением утилизации ОБР является их использование в качестве исходного сырья для получения изделий грубой строительной керамики, в частности, в производстве керамзита и глинистого кирпича. Предпосылкой этого служит компонентный состав ОБР, основу которого составляет высококачественная глина, являющаяся главным компонентом бурового раствора и находящаяся в высокодисперсном состоянии. Глинистая фракция ОБР представлена в подавляющем большинстве случаев глиной высокого качества, что придает такому сырью хорошие технологические свойства.

Несмотря на очевидные преимущества утилизации отходов бурения, самым доступным является их ликвидация путем захоронения. Захоронение отходов бурения в специально отведенных местах предусматривает

использование для этих целей шламохранилищ, бросовых земель или оставшихся после разработки карьеров. Такое захоронение сопряжено со значительными транспортными расходами и поэтому экономически невыгодно. В настоящее время в большинстве случаев практикуется захоронение полужидкой массы и не текучего осадка непосредственно в шламовых амбарах на территории буровой после предварительного подсыхания их содержимого. Однако такое захоронение не предотвращает загрязнения природной среды, так как содержащиеся в отходах загрязнители вследствие подвижности и высокой проникающей способности мигрируют в почвогрунты, вызывая в них отрицательные негативные процессы.

Анализ данной проблемы показывает, захоронение отходов бурения не решает проблемы защиты окружающей среды от загрязнения. Необходимо их обезвреживание. Существует несколько способов нейтрализации ОБР.

Заслуживает внимания способ ликвидации шламовых амбаров методом расслоения ОБР на загущенную и осветленные фазы с последующим отверждением верхней части осадка после удаления осветленной воды.

Одним из эффективных методов обезвреживания бурового шлама является гидрофобизация поверхности. За счет высаливания полимера частицы породы покрываются пленкой, препятствующей растворению в воде токсичных и загрязняющих веществ.

В качестве безреагентных методов обезвреживания твердых отходов

заслуживает внимания термический метод. Термическая обработка шламовых масс обеспечивает разрушение органики всех основных классов, присутствующих в буровом шламе.

Эффективным и практически доступным методом частичного обезвреживания бурового шлама может стать отмывка его от загрязняющей органики (в том числе нефти и нефтепродуктов) горячей технической водой системы оборотного водоснабжения буровой.

Можно сделать вывод, что метод обезвреживания ОБР с последующим захоронением продуктов отверждения на территории буровой является более выгодным по сравнению с другими методами не только с экологической, но и с технико-экономической точки зрения.

В соответствии с требованиями природоохранного законодательства, все земли, нарушенные в период цикла строительства скважины, подлежат восстановлению. Нарушение земель в период цикла строительства скважин происходит в ходе инженерной подготовки территории, а также в процессе бурения и испытания. Работы по проведению рекультивации выполняются в два этапа: механический и биологический.

Механическая рекультивация предусматривает следующие виды работ: демонтаж и вывоз бурового оборудования; очистка территории от технического мусора; переработка ОБР; выравнивание рельефа площади.

Биологическая рекультивация проводится на участках с нарушенным

растительным покровом. Для восстановления растительности проектом предусматривается проведение биологической рекультивации, которая заключается в следующем: обработка нарушенного грунта, пропитанного ГСМ; подготовка почвенного слоя; рыхление нарушенного участка механическими средствами; внесение комплексных минеральных удобрений и создание плодородного слоя; засев травами.

7.3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях

В целях охраны здоровья и безопасности работников в предпринимательской деятельности, и обеспечения того, чтобы когда будет авария производственной безопасности, аварийно-спасательные могут быть своевременными, чтобы свести к минимуму несчастных случаев безопасности производства на предприятие, компания создала аварийно-спасательные команды безопасности производства.

Члены аварийно-спасательных команд по безопасности производства путем подготовки и освоили основные навыки скорой помощи спасательного участка, аварийно-спасательные команды должны быть оснащены соответствующим оборудованием и средствами для оказания первой помощи. Команды для аварийно-спасательных упражнения 1-2 раза в год для планового технического обслуживания и оказания первой медицинской помощи и оборудования, технического обслуживания, обеспечивая тем самую нормальную работу аварийно-спасательных. [13]

Процедуры аварийно-спасательной безопасности:

Компания установить безопасные дежурные системы, настроить телефон на работу и обеспечить 24-часовую смену.

Если несчастные случаи безопасности производства произошли, надо сразу сообщить, конкретные процедуры отчетности заключаются в следующем:

Человек, который перво нашел чрезвычайную ситуацию - дежурный персонал - аварийный лидер спасательной команды сайта - компания по эксплуатации - группа компании по безопасности производства аварии -спасательные команды, - сообщили в высшие инстанции.

После аварии, аварийно-спасательные команды начинают сразу процедуры проведения.

Оснащение аптечки первой помощи должно быть простым и применимым, чтобы гарантировать основные потребности на месте оказания первой медицинской помощи, и может быть увеличена или уменьшена в зависимости от обстоятельств, регулярные проверки дополнения для обеспечения готовности на случай чрезвычайных условий.

7.4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

При работах с вредными и опасными условиями труда, а также выполняемых в особых температурных условиях или связанных с загрязнением, работникам бесплатно выдаются прошедшие обязательную сертификацию или декларирование соответствия специальная одежда,

специальная обувь и другие средства индивидуальной защиты, а также смывающие и (или) обезвреживающие средства в соответствии с типовыми нормами.

Спецодежда – одно из основных средств индивидуальной защиты. Работникам цеха выдается согласно отраслевых норм, утвержденных вышестоящим органом. Работникам цеха выдаются костюмы х/б, зимняя спецодежда, спецобувь. При ремонтных работах (по видам работ) выдается инвентарная спецодежда. Брезентовые и резиновые рукавицы, резиновая обувь, защитные каска и очки, пояса, шланговые противогазы ПШ-1 или ПШ-2. Для защиты органов дыхания каждому работнику выдается фильтрующий противогаз с фильтрующей коробкой БКФ.

При работе с вредными условиями труда работникам выдаются бесплатно по установленным нормам молоко или другие равноценные пищевые продукты. Выдача работникам по установленным нормам молока или других равноценных пищевых продуктов по письменным заявлениям работников может быть заменена компенсационной выплатой в размере, эквивалентном стоимости молока или других равноценных пищевых продуктов, если это предусмотрено коллективным договором и (или) трудовым договором.

Федеральный государственный надзор за соблюдением трудового законодательства и иных нормативных правовых актов, содержащих нормы трудового права, осуществляется федеральной инспекцией труда в порядке,

установленном Правительством Российской Федерации.

Создаются специальные службы охраны труда в виде отделов с аппаратом инженеров по охране труда, санитарных врачей и других специалистов. Профсоюзный общественный контроль за охраной труда осуществляют общественные инспектора и комиссии по охране труда комитетов профсоюзов.

Для исключения возможности несчастных случаев должны проводиться обучение, инструктажи и проверка знаний работников требований безопасности труда.

8. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

8.1. Расчет материальных затрат на технологию замораживания при сооружении ремонтного котлована

Материальные затраты будут складываться из затрат на замораживающие колонки Цтр. и стоимости жидкого азота Цж.а.

а) Расходы на замораживающие колонки

Для замораживающих труб возьмем трубы диаметром 150×6 мм марка стали Н40 или J55 которые можно применять в условиях низких температур. Цена данной трубы 900 долларов за 1 тонну, 1000 кг соответствуют 40 м трубы, значит, стоимость 1м равна $900/40 = 22,5$ долларов. Для заморозки грунта по периметру котлована потребуется 25 колонок длиной 4 метра каждая, т.е. необходимое количество метров $N_m = 4 \cdot 25 = 100$ м. Стоимость замораживающих труб Цз.т. = $100 \cdot 22,5 = 2250$ долларов.

В качестве питающих и отводящих трубок, по которым будет циркулировать жидкий азот, примем трубки условным диаметром 30 мм и толщиной стенки 4 мм. Цена метра такой трубки 1,5 доллара. Общая длина трубок принимается с запасом, она будет равна сумме общей длины колонок, расстояний между замораживающими трубами и коэффициента запаса умноженного на количество труб, т.е. $n_m = 100 + 25 + 100 \cdot 0.3 = 155$ м, а стоимость питающих и отводящих трубок получится $Ц_{п.о.т.} = 155 \cdot 1,5 = 232,5$

долларов.

Общие затраты на замораживающие колонки $C_{з.к.} = C_{з.т.} + C_{п.о.т.} = 2250 + 232,5 = 2482,5$ долларов.

б) Стоимость жидкого азота (хладагента)

Для получения стоимости хладагента необходимо рассчитать, какое его количество потребуется для проведения заморозки грунта. На 1 м^3 почвы нужно 1000 л жидкого азота. Цена 1000 кг хладагента 150 долларов. 1000 л равняется 1 м^3 ; масса $1 \text{ м}^3 m_{ж.а} = \rho_{ж.а.} \cdot V$, плотность жидкого азота $\rho_{ж.а.} = 808 \text{ кг/м}^3$, следовательно $m_{ж.а} = 1 \cdot 808 = 808 \text{ кг}$. Из пункта был получен объем замороженного грунта $V_{гр} = 110 \text{ м}^3$. Общая масса жидкого азота, потребного на замораживание, $m_{о.ж.а.} = 110 \cdot 808 = 88880 \text{ кг}$ что составляет 110 м^3 . Стоимость жидкого азота $C_{ж.а} = 88,88 \cdot 150 = 13332$ долларов.

Расчет стоимости материалов сведен в таблицу 8.1.

Таблица 8.1 – Расчет стоимости материалов на проведение мероприятия

Наименование материала, единица измерения	Норма расхода материала, нат. ед.	Цена за единицу, доллар/ нат. ед.	Стоимость материалов, доллар
Замораживающие колонки	100	24,825	2482,5

Жидкий азот	88,88	150	13332
ИТОГО			15814,5

Расчет материальных затрат в случае расположения замораживающих колонок на расстоянии $l = 0,5$ м, что сопровождается увеличением количества замораживающих колонок в двое, приведен в таблице 8.2.

Таблица 8.2 – Расчет стоимости материалов на проведение мероприятия

Наименование материала, единица измерения	Норма расхода материала, нат. ед.	Цена за единицу, доллар/ нат. ед.	Стоимость материалов, доллар
Замораживающие колонки	200 м	24,825	4965
Жидкий азот	88,88 т	150	13332
ИТОГО			18297

8.2. Затраты на оплату труда

Бригада, ведущая заморозку, состоит из шести человек и бригадира, заработная плата за время проведения работ - $1.5 \div 4.5$ дня, при учете премий, надбавок за работу в ночное время, надбавок по районному коэффициенту, в среднем составит 100 долларов на рабочего и 120 долларов на бригадира.

Заработная плата представлена в таблице 8.3.

Таблица 8.3 – Расчет заработной платы

Должность	Количество	Разряд	Часовая тарифная ставка, доллар.	Норма времени на проведение мероприятия, ч.	Заработная плата с учетом надбавок, доллар.
рабочий	6	5	1	72	600
бригадир	1	6	1,2	72	120
ИТОГО					720

8.3. Отчисления на социальные нужды

Отчисления на социальные нужды определяются суммой страховых взносов по установленным законодательством нормам в процентах от расходов на оплату труда (25%).

$$\text{Цс.в.} = 720 \cdot 25\% / 100\% = 180 \text{ долларов}$$

8.4. Прочие затраты

В состав *Прочих затрат* входят:

- оплата услуг связи, сторожевой и пожарной охраны;

– командировочные расходы;

Цп.з.= 50 долларов

Затраты на проведение замораживания грунта (количество замораживающих колонок 27, расстояние между ними 1м) приведены в таблице 8.4

Таблица 8.4 – Затраты на проведение организационно-технического мероприятия (при установке 27 колонок)

Состав затрат	Сумма затрат, доллар
1. Материальные затраты	15814,5
2. Затраты на оплату труда	720
3. Отчисления на социальные нужды	180
4. Прочие затраты	50
Всего затраты на мероприятие	16764,5

Затраты на проведение замораживания грунта (количество замораживающих колонок 54, расстояние между колонками 0,5 м) приведены в таблице 8.5

Таблица 8.5 – Затраты на проведение организационно-технического мероприятия (при установке 54 колонок)

Состав затрат	Сумма затрат, доллар
1. Материальные затраты	18297
2. Затраты на оплату труда	720
3. Отчисления на социальные нужды	180
4. Прочие затраты	50
Всего затраты на мероприятие	19247

8.5. Общие затраты на сооружение котлована с помощью шпунтов

Данные по затратам на сооружение котлована предоставлены специалистом экономического отдела Дацинских аварийно-восстановительных работ и приведены в таблице 8.6.

Таблица 8.6 – Затраты на сооружение котлована с применением шпунтов

Наименование показателей (Сооружение котловна в болотистой местности), доллар(без НДС)		Газопровод (620 км)
I	Затраты эксплуатационные	8024

А	Материалы на производственные нужды	2475
Б	Энергия на технологические нужды	31
С	Затраты на оплату труда персонала основного производства	461
Д	Страховые взносы на оплату труда персонала	46,1
Ж	Прочие услуги производственного назначения	4252
Ж1	Услуги транспорта	4195
Ж2	Услуги связи	1,2
Ж3	Обеспечение пожарной безопасности и охраны	21
Ж4	Подготовка кадров	34
И	Материально-техническое обеспечение	947
К	Прочие услуги	38
К1	Услуги ЦГСЭН	1,5
К2	Аттестация	10

К3	Организация питания	29
К4	Услуги медицинских учреждений	1,3
Л	Затраты на служебные командировки	70
II	Общепроизводственные расходы	12573,1
I+II	РАСХОДЫ - ВСЕГО	20597,1

8.6. Экономический анализ способов

Экономический анализ играет важную роль в повышении экономической эффективности деятельности организаций, в укреплении их финансового состояния, именно поэтому он так важен, особенно применительно к новым технологиям.

Сравним затраты на сооружение ремонтного котлована с применением шпунтов и с использованием технологии замораживания. Общие расходы на проведение мероприятия разными способами указаны в таблице 8.7.

Таблица 8.7 – Затраты на сооружение котлована различными способами

Наименование способа сооружения котлована	Затраты, доллар
С применением шпунтов	20597,1

С использованием технологии замораживания*	16764,5
С использованием технологии замораживания**	19247

* - расстояние м/д колонками 1 м, количество замораживающих колонок 27 шт.

** - расстояние м/д колонками 0,5 м, количество замораживающих колонок 54 шт.

Экономия средств предприятия, которое применит технологию замораживания составит:

С использованием технологии замораживания*:

$$20597,1 - 16764,5 = 3832,6 \text{ долларов}$$

С использованием технологии замораживания**:

$$20597,1 - 19247 = 1350,1 \text{ долларов}$$

Из расчетов выше видно, что технология замораживания, не только жизнеспособна, но и вполне конкурентоспособна.

Технология замораживания с двумя замораживающим колонками дороже, но дешевле чем затраты с применением шпунтов.

Хотя дороже, но значительная жесткость при изгибе, которую имеет стенка корытного профиля, позволяет при глубине котлована до 6 м выполнять консольное шпунтовое крепление без распорок и анкеров.

Заключение

Подводя итог исследований, можно сделать выводы:

1) Из многих современных технологий направленных на добычу месторождения X, наиболее рациональными нам кажутся заводнение.

2) Низко-проницаемые коллекторы широко распространены на нефтегазовом месторождении X. В Китае разведанный геологический запас низко проницаемых коллекторов занимает 26,1% всего разведанного геологического запаса.[9]

3) Для повышения эффективности разработки месторождения X при существенной неоднородности фильтрационно-емкостных свойств применяются и исследуются различные методы. Одним из перспективных методов повышения эффективности разработки при заводнении является закачка тампонирующих растворов. Такие технологии позволяют существенно повысить охват пласта заводнением.

4) принимаются много методов для повышения нефтеотдачи, для различных условий надо сначала анализировать общие характеристики чтобы принимать оптимальный метод.

Китай в стремлении обеспечить себя нефтью и целым спектром других природных ресурсов становится все более и более зависимым от импорта (с 1995-го по 2005 год потребление энергии в Китае увеличилось на 80%, в то время как рост добычи нефти в самом Китае замедлился). Импорт обеспечивает почти половину китайского спроса на нефть. В 2016 году Китай импортировал 52,48 млн тонн сырой нефти из России, это рекордный высокий уровень за год, который увеличился на 23,7% по сравнению с аналогичным периодом в 2015 году, и Россия стал первой источником импорта нефти для Китая.

Список литературы

1. Ян Йюхуа. Подробное геологическое описание Дацинского нефтегазового месторождения. 2006.
2. Джин Бовэнь. Геологическое исследование характеристики резервуаров Дацинского нефтегазового месторождения. 2011.
3. Вань Линъюн, Гао Циан, Ши Лон. Нынешнее состояние и перспектива разработки газа Дацинского нефтегазового месторождения. 2000.
4. Лю Вейньян, Цзуй Бинь. Исследование развития промышленности газа на Дацинском нефтегазовом месторождении. 2007.
5. Шан Кай. Развитие нефтяной промышленности Китая: стратегия и механизмы реализации. 2015.
6. Китайская национальная нефтегазовая корпорация. Международный журнал “Туркменистан”, 2005.
7. Тан Цзенцион. Разрабока заводнения Дацинского нефтегазового месторождения. Китайский народный журнал “Наука нефти”, 1980.
8. Ли Гоюй. ГЕОЛОГИЯ НЕФТИ И ГАЗА КИТАЯ / Науч. ред. В.С.Вышемирский. - Новосибирск: Изд. ОИГГМ СОРАН, 1992. - 37 с.
9. Ся Янь. Исследование и анализ геологических характеристик разработки Дацинского нефтегазового месторождения. 2014.
10. Безопасность жизнедеятельности. Безопасность технологических процессов и производств. Охрана труда : учебное пособие для вузов / П. П. Кукин [и др.]. — 5-е изд., стер. — Москва: Высшая школа, 2009. — 335 с.: ил. — Для высших учебных заведений. —Безопасность жизнедеятельности. — Библиогр.: с. 333.
11. Сборник инструкций по ОТПБ и ОС ОАО «ННП». Нижневартовск, 2013 г.
12. Основы нефтегазового род дела: Учебник для ряд ВУЗов / А.А. Коршак, А.М. Шаммазов, - Уфа, 2001 - 544с.
13. Аварийный вариант на месторождении Дацин. Китайская национальная нефтяная корпорация, 2010 г.