

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Казахский национальный исследовательский технический
университет имени К.И. Сатпаева

Институт геологии и нефтегазового дела
имени К. Турысова
Кафедра нефтяной инженерии

Вансинвин Нурсултан Закирович
Мендибаева Камила Мирхановна
Сагидолла Бауыржан Амангельдыулы

Анализ разработки месторождения Тенгиз

ДИПЛОМНАЯ РАБОТА

Специальность 5В070800 – Нефтегазовое дело

Алматы 2019

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Казахский национальный исследовательский технический университет
имени К.И.Сатпаева

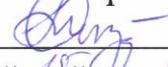
Институт геологии и нефтегазового дела имени К.Турысова

Кафедра «Нефтяная инженерия»

ДОПУЩЕНА К ЗАЩИТЕ

Заведующий кафедрой НИ

магистр

 М.К.СЫЗДЫКОВ
« 15 » 05 2019г.

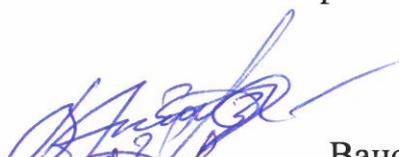
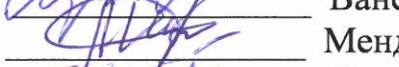
ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА

к дипломной работе

На тему: «Анализ разработки месторождения Тенгиз»

по специальности 5В070800-Нефтегазовое дело

Выполнили


Вансинвин Н.З.

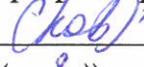
Мендибаева К.М.

Сагидолла Б.А.

Научный руководитель

Доктор PhD, ассистент-

профессор кафедры НИ

 Ахымбаева Б.С.

« 8 » 05 2019г.

Алматы 2019

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Казахский национальный исследовательский технический университет
имени К.И.Сатпаева

Институт геологии и нефтегазового дела имени К.Турасова

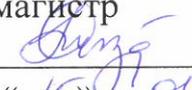
Кафедра «Нефтяная инженерия»

5B070800-Нефтегазовое дело

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой НИ

магистр

 М.К.Сыздыков
« 15 » 2019г.

ЗАДАНИЕ

на выполнение дипломной работы

Обучающимся Вансинвин Н.З., Мендибаевой К.М., Сагидолла Б.А.

Тема: Анализ разработки месторождения Тенгиз

Утверждена приказом ректора университета №1661-б от 07.02.2019
(Вансинвин Н.З.)

Утверждена приказом ректора университета №1167-б от 17.10.2018
(Мендибаева К.М., Сагидолла Б.А.)

Срок сдачи законченной работы: 16.05.2019

Исходные данные к дипломной работе: $P_{забн} = 10 \text{ МПа}$, $T_{пл} = 383 \text{ К}$, $P_{пл} = 51,2 \text{ МПа}$, $m = 0.06$

Перечень подлежащих анализу в дипломной работе вопросов:

а) геологический раздел;

б) технико-технологический раздел;

в) специальная часть;

г) экономическая часть.

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей): а) структурная карта; б) геологический профиль; в) карта изобар; г) суточный отбор нефти; д) технологические показатели месторождения; е) выделение объектов закачки газа.

ГРАФИК
подготовки дипломной работы

Наименование разделов, перечень разрабатываемых вопросов	Сроки представления научному руководителю и консультантам	Примечание
Геологическая часть	18.02.19 – 22.02.19	нет
Технико-технологическая часть	15.03.19 – 23.03.19	нет
Специальная часть	12.04.19 – 20.04.19	нет
Экономическая часть	25.04.19 – 30.04.19	нет

Подписи

консультантов и нормоконтролера на законченную дипломную работу с указанием относящихся к ним разделов работы

Наименования разделов	Консультанты, И.О.Ф. (уч.степень, звание)	Дата подписания	Подпись
Геологическая часть	Б.С. Ахымбаева Доктор PhD, ассистент-профессор кафедры НИ	18.02.19 – 22.02.19	
Технико-технологическая часть	Б.С. Ахымбаева Доктор PhD, ассистент-профессор кафедры НИ	15.03.19 – 23.03.19	
Специальная часть	Б.С. Ахымбаева Доктор PhD, ассистент-профессор кафедры НИ	12.04.19 – 20.04.19	
Экономическая часть	Б.С. Ахымбаева Доктор PhD, ассистент-профессор кафедры НИ	25.04.19 – 30.04.19	

Научный руководитель Б.С. Ахымбаева

Задание приняли к исполнению обучающиеся Вансинвин Н.З.
 Мендибаева К.М.
 Сагидолла Б.А.

Дата " 8 " мая 2019 г.

**ОТЗЫВ
НАУЧНОГО РУКОВОДИТЕЛЯ**

на дипломный проект

Вансинвин Н.З Мендибаева К.М. Сагидолла Б.А.

5B070800 – Нефтегазовое дело

Тема: «Анализ разработки месторождения Тенгиз».

Перед студентами стояла задача выполнения анализа работ по разработке месторождения Тенгиз. Основная часть посвящена исследованию технико-технологической части, в ней рассматриваются структура фонда скважин, генеральный план, метод поддержания пластового давления, надежность безопасность и эффективная эксплуатации оборудования. В процессе выполнения дипломной работы студенты продемонстрировали высокую теоретическую подготовку, собрали большое количество специальных материалов, использовали необходимую литературу. К выполнению задания дипломники подошли с полной серьезностью и ответственностью. Результатом работы студентов является предложенный метод поддержания пластового давления закачкой газа на месторождении Тенгиз. Содержание пояснительной записки и графической части полностью соответствует установленным нормам и требованиям, вследствие чего дипломный проект может быть допущен к защите. Недостатков дипломного проекта не наблюдается.

Научный руководитель

Ассистент-профессор, Доктор PhD

(должность, уч. степень, звание)



Ахымбасва Б.С.

(подпись)

«8» мая 2019 г.

АННОТАЦИЯ

Данная дипломная работа состоит из четырех частей.

В геологическом разделе рассматривается характеристика геологического строения месторождения Тенгиз.

В технико-технологическом разделе рассматривается система разработки месторождения, характеристика показателей способов эксплуатации скважин, мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин.

В специальной части рассматривается краткий обзор по теме дипломной работы: Обоснование выбора эксплуатационных объектов и эффективных мероприятий по повышению нефтеотдачи на месторождении Тенгиз.

В экономическом разделе описывается экономическая часть проекта опытно-промышленной эксплуатации месторождения Тенгиз в части определения доходной части и прямых затрат на операционные и капитальные расходы, а также налогов и отчислений в специальные и другие фонды подлежащих вычету при налогообложении прибыли.

Ключевые слова: месторождение, строение толщи, Тенгиз, скважина, эксплуатация, нефтеотдача.

АНДАТПА

Бұл дипломдық жұмыс төрт бөлімнен тұрады.

Геологиялық бөлімде Теңіз кен орнының геологиялық құрылысының сипаттамасы қарастырылады.

Техникалық-технологиялық бөлімде кен орнын игеру жүйесі, ұңғымаларды пайдалану тәсілдерінің көрсеткіштерінің сипаттамасы, ұңғымаларды пайдалану кезіндегі қиындықтардың алдын алу және күресу жөніндегі іс-шаралар қарастырылады.

Арнайы бөлімде дипломдық жұмысының тақырыбы бойынша қысқаша шолу қарастырылады: Теңіз кен орнында мұнай беруді арттыру бойынша тиімді іс-шаралар мен пайдалану объектілерін таңдау негіздемесі.

Экономикалық бөлімде Теңіз кен орнын тәжірибелік-өнеркәсіптік пайдалану жобасының кіріс бөлігін және операциялық және күрделі шығыстарға арналған тікелей шығындарды, сондай-ақ пайдаға салық салу кезінде шегерімге жататын салықтар мен арнайы және басқа қорларға аударымдарды айқындау бөлігінде экономикалық бөлімі сипатталады.

Түйін сөздер: кен орны, құрылысың қалыңдығы, Теңіз, ұңғыма.

ANNOTATION

This thesis consists of four parts.

The geological section discusses the characteristics of the geological structure of the Tengiz field.

The technical and technological section discusses the system of field development, characteristics of indicators of methods of operation of wells, measures to prevent and combat complications in the operation of wells.

In a special section deals with a brief overview on the topic of the thesis: justification of the choice of operational facilities and of effective measures to enhance oil recovery at the Tengiz field.

The economic section describes the economic part of the project of pilot operation of the Tengiz field in terms of determining the income and direct costs of operating and capital expenses, as well as taxes and contributions to special and other funds subject to deduction in the taxation of profits.

Key words: field, the structure of the sequence, Tengiz, well, exploitation, oil recovery.

СОДЕРЖАНИЕ

	Введение	10
1	Геологическая часть	11
1.1	Характеристика геологического строения месторождения Тенгиз	11
1.1.1	Общие сведения	11
1.1.2	Стратиграфия	14
1.1.3	Тектоника	16
1.1.4	Нефтегазоносность	17
2	Технологическая часть	21
2.1	Система разработки месторождения	21
2.1.1	Анализ текущего состояния разработки	21
2.1.2	Анализ структуры фонда скважин и их текущих дебитов, технологических показателей разработки	23
2.1.3	Анализ выработки запасов нефти и газа	25
2.1.4	Характеристика энергетического состояния месторождения	26
2.1.5	Система ППД и применяемые методы повышения нефтеотдачи пластов	27
2.2	Техника и технологии добычи нефти и газа	30
2.2.1	Характеристика показателей способов эксплуатации скважин	30
2.2.2	Мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин	33
3	Специальная часть	36
3.1	Краткий обзор по теме дипломной работы: Обоснование выбора эксплуатационных объектов и эффективных мероприятий по повышению нефтеотдачи на месторождении Тенгиз.	36
3.1.1	Факторы, оказывающие влияние на выделение эксплуатационных объектов разработки	36
3.1.2	Выделение эксплуатационных объектов по геолого-физическим характеристикам пластов	37
3.2	Расчет по теме дипломной работы	39
3.3	Расчет с использованием компьютерных программ	41
3.4	Моделирование закачки газа в программе Eclipse100	44
4	Экономическая часть	46
4.1	Технико-экономические показатели разработки месторождения Тенгиз	46
4.2	Расчет экономической эффективности	49
	Заключение	59
	Список использованной литературы	61

ВВЕДЕНИЕ

Открытие Тенгизского месторождения произошло в 1981 году, когда из скважины № 1 был получен фонтан нефти. Первая технологическая схема разработки месторождения была составлена институтом Гипровостокнефть в 1986 году и утверждена ЦКР Миннефтепрома СССР (Протокол ЦКР № 1226 от 28.11.86г.).

В апреле 1991 года месторождение Тенгиз введено в опытно-промышленную эксплуатацию, а с 6 апреля 1993 года ТОО "Тенгизшевройл" приступило к эксплуатации месторождения.

В 90-е годы компания «ТШО» осуществила большой комплекс работ по изучению геолого-геофизического строения нефтяного месторождения, коллекторских свойств пластов, выполнены многочисленные исследования продуктивности добывающих скважин, поведение пластового давления в различных частях месторождения при проведении опытно-промышленной эксплуатации. Помимо этого было осуществлено бурение группы оценочных скважин, которые прошли практически всю толщу нефтенасыщенных пород вплоть до девонских отложений.

В результате проведенных детальных исследований, компанией «ТШО» была построена подробная компьютерная геолого-геофизическая модель месторождения, а затем, на ее базе, гидродинамическая трехмерная компьютерная модель. Особенностью Тенгизского месторождения является исключительно сложное геолого-геофизическое строение. Данный факт требует применения новейших технологий нефтегазовой отрасли для эффективной разработки месторождения.

В данной дипломной работе помимо рассмотренных особенностей геологического строения, анализа системы разработки месторождения и технико-экономических показателей разработки также проанализированы

обоснование эксплуатационных объектов и эффективных мероприятий по повышению нефтеотдачи на месторождение Тенгиз.

1 Геологическая часть

1.1 Характеристика геологического строения месторождения Тенгиз

1.1.1 Общие сведения

В административном отношении Тенгизское месторождение расположено в Жылыойском районе Атырауской области Республики Казахстан в соответствии с рисунком 1.1.

В географическом отношении месторождение находится в юго-восточной части Прикаспийского бассейна, одного из наиболее нефтеносных бассейнов на территории бывшего Советского Союза. Основная часть запасов, разведанных в этом районе, приурочена к подсоловой части палеозойского разреза по периферии бассейна. Кроме Тенгиза здесь находятся несколько других нефтяных, газовых и конденсатных месторождений, которые также приурочены к подсоловой толще. К ним относятся Карачаганак и Оренбургское месторождения на севере, Кенкияк и Жанажол на северо-западе, Астраханское месторождение на западе и недавно открытое месторождение Кашаган, расположенное непосредственно на северо-восточном шельфе Каспийского моря. Тенгизское месторождение является частью огромного кольцеобразного комплекса карбонатных построек диаметром 500 км, в который входят Королевское месторождение, месторождения Каратон, Тажигали, Пустынная и Кашаган. В географическом отношении территория, на которой расположено Тенгизское месторождение, представляет собой полупустынную равнину с незначительным наклоном в сторону Каспийского моря. Прибрежная часть суши представляет собой выровненное бывшее дно Каспийского моря с рыхлым верхним слоем, состоящим из ракушечного детрита и песка. С востока к месторождению подступают пески Каракума.

Климат района резко континентальный: с холодной зимой (до -30°C) и жарким летом (до $+45^{\circ}\text{C}$). Снеговой покров обычно ложится в середине ноября и сохраняется до конца марта. Глубина промерзания почвы – до 1,5-2 м.

Ближайшие населённые пункты - пос. Каратон и Сарыкамыс, находящиеся соответственно в 35 км к северо-востоку и в 27 км к юго-востоку от Тенгизского месторождения. В 150 км расположен областной центр - г. Атырау.

Сообщение между этими пунктами и месторождением осуществляется по автомобильным дорогам, воздушным и железнодорожным транспортом.

Основной автодорогой республиканского значения является Доссор-Кульсары-Сарыкамыс-Права, к ней примыкают автодороги областного и местного значения.

В 110 км к северо-востоку от Тенгизского месторождения проходит железная дорога Макат-Бейнеу, ближайшая железнодорожная станция - Кульсары. По территории района проходит также участок одноколейной

железнодорожной линии Аксарайская-Атырау-Кандагач; построена и эксплуатируется железная дорога Кульсары-Тенгизское месторождение.

Воздушный транспорт может обслуживаться в 3 неклассифицированных аэропортах местных воздушных линий: Кульсары, Каратон и Сарыкамыс. Кроме того, имеется посадочная площадка у вахтового посёлка ТШО.

Водоснабжение для хозяйственно-бытовых нужд населённых пунктов Жылыойского района, а также вахтового посёлка ТШО, осуществляется по трубопроводу из р.Волга через водоочистные сооружения п.Кульсары. Для производственных нужд ГПЗ водоснабжение осуществляется из водовода технической воды Астрахань – Мангышлак.

Электроснабжение населённых пунктов Жылыойского района осуществляется от Атырауской ТЭЦ и Кульсаринской ТЭЦ. “Тенгизшевройл” оперирует газотурбинной станцией, от которой электроэнергия подаётся на производственные объекты.

Нефть Тенгизского месторождения поступает на газоперерабатывающий завод, который на 5-ти технологических линиях способен обеспечить добычу нефти от 12,7млн.т. до 13,1 млн.т. в год. Производство товарной нефти и переработка газа обеспечивается комплексными технологическими линиями.

В 2010 году, при успешной реализации проекта закачки сырого газа (ЗГС-1 и ЗГС-2) завод расширился, и увеличилась добыча нефти до уровня 30 млн. тонн.

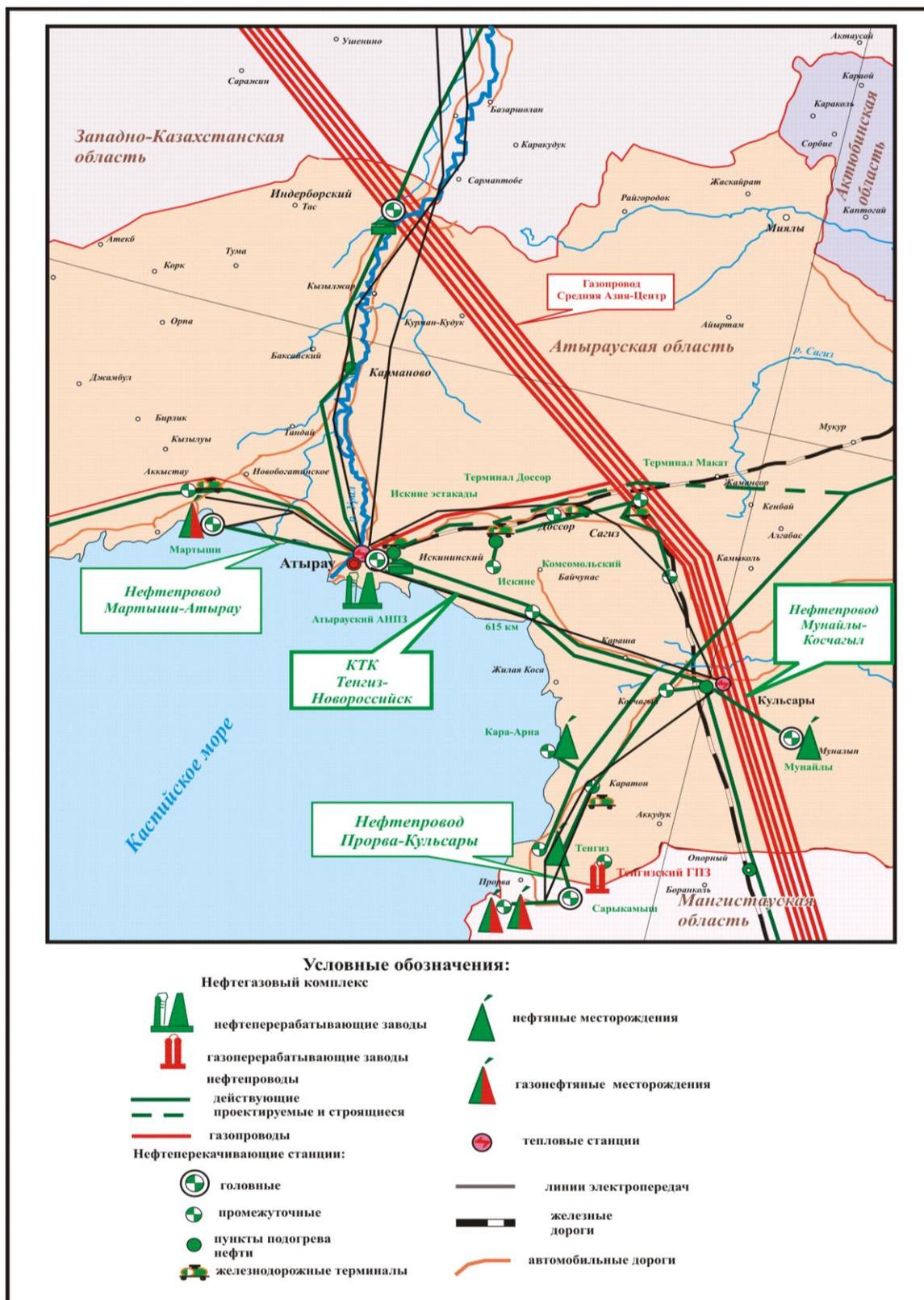


Рисунок 1.1 Обзорная карта

1.1.2 Стратиграфия

Тенгизское месторождение представляет собой карбонатную платформу, состоящую из карбонатных массивов ранне- среднекаменноугольного возраста, расположенных на общем девонском карбонатном основании.

В стратиграфическом плане вскрытый разрез осадочной толщи представлен отложениями от верхнедевонских до четвертичных образований.

В строении осадочной толщи четко выделяются три этажа (надсолевой, солевой и подсолевой), отвечающие основным этапам развития региона.

Описание стратиграфии произведено от верхнего девона до верхней перми включительно. Отложения мезо-кайнозоя интереса в нефтеносном отношении на Тенгизском месторождении не представляют, поэтому их описание не приводится.

Девонская система (D). В платформенной части карбонатного массива породы представлены в основном известняками. Трещины и микрокавернозные пустоты заполнены кальцитом, местами битумом и доломитом, в отдельных случаях отмечается сильная доломитизация пород. В периферийной части массива разрез представлен преимущественно известняками. Подножие массива на дальних склонах сложено относительно глубоководными отложениями аргиллита. Вскрытая толщина девонских отложений достигает 687 м

Каменноугольная система (C). Разрез каменноугольных отложений на месторождении представлен нижним и средним отделами, содержащими наибольшие запасы нефти. В этой части разреза выделены три крупные структурно-фациальные зоны: платформенная, края карбонатной платформы (рим) и склоновая, имеющие свою литолого-стратиграфическую характеристику разреза. Породы представлены ракушечниками с прослоями микросгустковых и водорослевых известняков

Нижний отдел (C_1). Отложения нижнего карбона представлены образованиями турнейского, визейского и серпуховского ярусов. Отложения турнейского возраста (C_{1t}) изменяются по толщине от 2,8 до 285,5 м и характеризуются относительно однообразным составом. Платформенная части массива представлена в основном литокластовыми и пеллетовыми известняками с прослоями комковато-сгустковых известняков. В визейском ярусе (C_{1v}) выделены два подъяруса, граница между которыми принята в верхах тульского горизонта.

Отложения серпуховского возраста (C_{1s}) в пределах массива резко дифференцированы по толщине и характеризуются различной полнотой стратиграфического диапазона или полным отсутствием отложений.

В платформенной части установлено присутствие отложений тарусско-стешевского, протвинского и запалтубинского горизонтов. На склоне и у подножия платформы отложения серпуховского возраста присутствуют в полном стратиграфическом объеме. Толщина серпуховского яруса в пределах структуры колеблется от 22 до 873 м.

Средний отдел (С₂) Отложения среднего карбона вскрыты в неполном стратиграфическом объеме и представлены башкирским и московским ярусами.

Башкирский ярус (С_{2b}). В пределах Тенгизской структуры отложения яруса не выдержаны по толщине и стратиграфическому объему. На платформе выявлены отложения нижнебашкирского подъяруса, представленные краснополянским, северо-кельтменским и прикамским горизонтами, а на флангах структуры стратиграфический объем отложений увеличивается, в связи с чем толщины яруса изменяются по площади от 1 до 203 м.

На платформе ярус повсеместно начинается пачкой био-, литокластовых известняков. В верхах горизонта преобладают биокластовые, оолитовые и оолитово-онколитовые известняки, с прослоями и линзами фораминиферо-водорослевых известняков.

В верхней части склона отложения представлены неотсортированными лито- и биокластовыми известняками, неравномерно переслаиваемыми с водорослевыми известняками и мелкообломочными биокластовыми пакстоунами.

Пермская система (Р). Нижний отдел (Р₁). Нижнепермский разрез четко делится на две части: нижнюю – подсолевою (ассельско-артинский ярус) и верхнюю – соленосную (кунгурскую).

В сводовой части структуры толщины нижнепермских отложений составляют 30-80 м, а также в пределах верхнего склона минимальны – 1-20 м. У подножия склона толщина отложений увеличивается до 100 - 380 м.

В платформенной части структуры повсеместно выделяется пачка глинисто-карбонатных отложений, с прослоями лито-витрокластических туфов, в основании пачки присутствуют базальные прослои гравелитов.

Завершается разрез верхнеартинским подъярусом, сложенным известняками с реликтовой строматолитовой структурой, с редкими фораминиферами.

Кунгурский ярус (Р_{1k}). Ярус представлен сульфатно-галогенными породами, толщиной от 465 до 1655 м.

В основании залегает ангидрит дымчато-серый, темно-серый, нередко почти черный за счет неравномерного распределения в нем окисленного битума, с мелко- и крипстокристаллической структурой. Количество пластов ангидрита и их толщина неодинакова. Наибольшее количество пластов ангидрита отмечается на периферии поднятия и резко сокращается в сводовой части. Толщина ангидритовых пластов колеблется от 6 до 107 м.

Верхний отдел (Р₂) Распространение верхнепермских отложений связано с рельефом галогенных образований кунгурского яруса. В объеме отдела условно выделены уфимский, казанский и татарский ярусы.

Уфимский ярус (Р_{2u}). Литологически уфимские отложения представлены двумя толщами: нижней – сульфатно-терригенной и верхней – преимущественно терригенной. Толщина яруса изменяется от 0 до 284 м.

Казанский ярус (Р_{2k}). Отложения яруса представлены двумя типами разрезов. На западе (Т-16, Т-42, Т-43) в разрезе присутствуют три толщи:

нижняя – терригенно-карбонатная, средняя – галогенно-сульфатная и верхняя – терригенно-карбонатно-сульфатная.

Нижняя толща состоит из глин серых и темно-серых слюдистых, участками известковистых, с тонкими прослоями известняков, мергелей и доломитов, толщиной 80-100 м. Средняя толща сложена каменной солью кристаллической, трещиноватой, с прослоями гипсов и ангидритов в основании, толщиной 100-120 м. Верхняя толща представлена пестроцветными песчаниками, алевролитами, глинами и мергелями с прослоями известняков, ангидритов и гипсов. Толщина этого типа разреза составляет 208-763 м.

1.1.3 Тектоника

В тектоническом отношении месторождение приурочено к южному борту Прикаспийской впадины и относится к Каратон-Тенгизской зоне поднятий.

Структура Тенгиз по поверхности башкирских отложений (по кровле I объекта) представляет собой высокоамплитудную изометричную структуру размерами 22*23 км . Свод поднятия плоский, крылья структуры достаточно крутые, углы наклона достигают 20-25°. Вблизи начала крутого склона свод поднятия осложнен цепочкой локальных поднятий, амплитудой 100-200 м, образующих «рим». Поднятия рима охватывают северо-западную, северную и северо-восточную части свода, в то время как на юге и юго-западе рим отсутствует. Максимальная амплитуда поднятия по кровле башкирского яруса достигает 1100 м. Строение Тенгизской структуры по II и III объектам показано на уточнённых по результатам бурения новых скважин структурных картах по кровле «вулканика» и кровле фаменского яруса. Структурная карта по кровле резервуара изображена в приложении А.

За три года, прошедшие после предыдущего Анализа разработки месторождения пробурено пятнадцать скважин, причём в 2007 г. скважины не бурились, а результаты бурения скважин в 2005-2006 гг. достаточно детально отражены в работе. Данные, полученные по этим скважинам позволили уточнить литолого-стратиграфическую характеристику, эффективные нефтенасыщенные толщины, фильтрационно-емкостные свойства коллекторов в пределах изученной части месторождения, и не внесли заметных изменений в представления о строении резервуара и диапазон толщин отдельных стратиграфических подразделений или эксплуатационных объектов.

Осадочная толща, вскрытая скважинами, представлена породами от верхнего девона до четвертичных. В разрезе выделяются 3 комплекса – надсолевой, соленосный и подсолевой. Геологическая модель Тенгизского месторождения с указанием объектов залегания представлена в приложении Б.

Надсолевой комплекс включает разрез от уфимского и казанского ярусов верхней перми до четвертичных. Литологически представлен

континентальными отложениями, пестроцветными глинами, песками, прослоями гипса и ангидрита.

Соленосный комплекс представлен сульфатно-галогенными породами кунгурского яруса нижней Перми, толщиной от 460 до 1660 метров.

В кровле подсолевого комплекса залегают глинисто-карбонатные породы артинско- московского возраста, которые вместе с соленосной толщей служат покрывкой для нижезалегающего нефтеносного комплекса.

Каменноугольно-девонские карбонатные отложения представляют собой биогермный массив, который развивался в условиях открытого моря. В строении его выделяются 3 основные части, обусловленные характером роста структуры: платформенная, бортовая (рим, марджин) и крыльевая (склон).

Литологически продуктивные отложения представлены карбонатами. По содержанию кальцита (79-100%) породы относятся к известнякам.

1.1.4 Нефтегазоносность

Согласно информации от 01.07.1986 года, запасы нефти по сумме категорий C_1+C_2 составили 2648040 тысяч тонн (геологические) и 1043901 тысяч тонн (извлекаемые). При этом, запасы нефти промышленной категории C_1 составили немногим более половины (51.7%).

Подсчет геологических запасов нефти, растворенного газа производился по 3 объектам подсчета – I, II, III, соответствующих стратиграфическим объектам.

По I стратиграфическому объекту подсчет запасов выполнен отдельно по каждому подобъекту – башкирскому, серпуховскому, окскому горизонтам с учетом выделенных фациальных зон (платформа, баундстон, склон).

По II, III стратиграфическим объектам запасы подсчитаны отдельно для платформенной и склоновой частей без выделения подобъектов.

Категорийность геологических запасов обоснована в соответствие со степенью изученности: данными опробования и эксплуатации, лабораторными исследованиями фильтрационно-ёмкостных свойств пород и пластовых флюидов, промыслово-геофизическими исследованиями скважин и положением ВНК.

I стратиграфический объект

В платформенной части залежи по башкирскому, серпуховскому и окскому подобъектам запасы нефти отнесены к категориям В, C_1 .

Категория В включает запасы на площади, разбуренной эксплуатационными скважинами согласно «Технологической схеме разработки» по сетке 1414x1414 м, запасы остальной площади нефтеносности платформы отнесены к категории C_1 .

Баундстоуны и склоны

Для склоновой части башкирского подобъекта запасы оценены по категориям C_1 и C_2 . Участок баундстоуна, получивший развитие в склоновой

части месторождения (район скважин 32 и 3) оценен по категории C_2 . Склоновая часть в районе скважин, где получены промышленные притоки нефти, оценена по категории C_1 на площади радиусом 2.8 километров (удвоенном расстоянии между эксплуатационными скважинами). Запасы остальной части площади нефтеносности склона отнесена к категории C_2 .

По серпуховскому и окскому подобъектам выделяются 2 зоны баундстоунов: внутренняя и внешняя. Запасы во внутренних зонах баундстоунов, опоясывающих платформенную часть и характеризующихся большими значениями объемов нефтенасыщенных пор, максимальными толщинами, наличием трещиноватости и доказанной продуктивностью, отнесены к категории C_1 . Запасы во внешней зоне баундстоуна и склоновой части серпуховского подобъекта в районе скважин, где получены промышленные притоки нефти, оценены по категории C_1 на площади радиусом 2.8 километров. Запасы на остальной части площади нефтеносности отнесены к категории C_2 .

Для окского подобъекта запасы нефти в районе внешнего баундстоуна и склона оценены по категории C_2 .

II стратиграфический объект

К категории C_1 отнесены запасы в районе скважин, из которых получены промышленные притоки нефти, на площади радиусом 2.8 километров, как на платформе, так и на присклоновых и склоновых частях месторождения. Запасы остальной части II объекта классифицируются по категории C_2 .

III стратиграфический объект

К промышленной категории C_1 отнесены запасы нефти в районе скважин 10, 17, 6261, 5056, 5857 на площади радиусом 1.4 километров. Запасы на остальной площади нефтеносности III объекта отнесены к категории C_2 .

Для определения извлекаемых запасов месторождения был обоснован коэффициент извлечения нефти (КИН) отдельно для каждого объекта разработки.

По промышленным категориям $B+C_1$ оценены 94% запасов нефти I стратиграфического объекта, 75% запасов II стратиграфического объекта и лишь 14% – III стратиграфического объекта.

Коллекторские свойства

Тенгизское месторождение нефти приурочено к глубокозалегающему подсолевому карбонатному комплексу пород, представленному преимущественно неглинистыми известняками с прослоями тонких рассеянных туфогенных аргиллитов и незначительными слоями доломитов.

Породы характеризуются сложной структурой порового пространства, что обусловлено первичными условиями осадконакопления, диагенетическими и эпигенетическими процессами. Большое влияние на формирование пористости оказали процессы выщелачивания, перекристаллизации и образования трещин. С другой стороны, заполнение пор битумом, вторичным

кальцитом, доломитом, окремление приводили к ухудшению ёмкостных свойств.

По результатам исследования керна из старого фонда скважин, с использованием базового кернового материала из новых скважин следует, что пористость пород изменяется от 0,1 до 24%. Проницаемость по керну изменяется от 0,001 миллиарда до 800 миллиарда.

Установлено, что пустотное пространство пород-коллекторов довольно сложное, и складывается из первичной межзерновой пористости, вторичных пор, каверн и трещин. На месторождении установлено три типа коллекторов:

- поровый;
- трещинно-каверново-поровый, каверново-поровый;
- трещинный.

Поровые, каверново-поровые и трещинно-каверново-поровые коллектора развиты в пределах платформы, включая бортовые части, а также на отдельных участках склона. Широкое развитие на склоне (микробиаальные баундстоуновые постройки) получили трещинные коллектора.

Наибольшие средние величины пористости пород (до 12%) отмечены в башкирских и окских отложениях I объекта в сводовой и присводовой платформенной частях массива. При этом, пористость отдельных интервалов разреза достигает 25%. В окских отложениях, при сохранении тенденции распространения наибольших значений пористости в сводовой и присводовой частях платформы, обособлен участок (район скважины Т-109), где средняя пористость разреза составляет 13,5%. С глубиной, а также к краям платформы, и на большей части склона происходит уменьшение пористости пород, значения которой в коллекторах II и III объектов заметно снижены (до 3-1%).

Как правило, породы рифогенных и биогермных построек, окаймляющих платформенную часть (баундстоун), имеют низкую пористость (4% и ниже), но при этом обладают большой проницаемостью, благодаря значительной трещиноватости.

Породы практически лишены терригенных и других примесей, содержание нерастворимого остатка в основном не превышает 5-6% и составляет в среднем около 5%. Нерастворимый остаток представлен преимущественно твёрдым битумом, что является своеобразной особенностью отложений. Детальным изучением шлифов установлено, что битумы встречаются как в межзерновом пространстве, так и по трещинам и стенкам каверн. Кроме битума в нерастворимом остатке встречается терригенный материал и нерастворённые зёрна карбоната кальция в битумной оболочке.

Состав нефти.

Основной объём исследований нефти связан с контролем за компонентным составом пластового флюида. После составления Технологической схемы разработки компонентные составы пластовой нефти

определены по скважинам: 23, 1100, 5857, 6846, 43, 124 и 5853, при чем, по скважине 6846 пробы исследовались дважды в 2003 и 2007 годах. Как видно, состав пластовой нефти довольно однородный. Содержание сероводорода колеблется в диапазоне 12.29-14.33% мол., в Технологической схеме принято 12.69% мол. Содержание метана колеблется в диапазоне 41.2-45.8% мол, составляя в среднем по 8 скважинам 43.56% мол, в Технологической схеме принято 43.64% мол. Содержание C5+ колеблется в диапазоне 20.6-23.5% мол., в Технологической схеме принято 22.58 % мол.

2 Технологическая часть

2.1 Система разработки месторождения

2.1.1 Анализ текущего состояния разработки

Карбонатная толща месторождения Тенгиз в процессе изучения и создания ее геолого-физической модели разделена на 3 очень крупных объекта: I объект, II и III объекты.

I объект занимает верхнюю часть карбонатной толщи, от кровли залежи до слоя туффитовых отложений (вулканика). Эта часть нефтяной залежи наиболее изучена и обладает наиболее благоприятными фильтрационно-емкостными свойствами.

Ниже I объекта, под слоем непроницаемых туффитовых отложений, распространенных в пределах платформенной части, залегает II объект, нижней границей которого является кровля девонских отложений. Этот объект обладает худшими коллекторскими свойствами, а главное, еще недостаточно изучен. Девонские отложения условно выделяются в III объект, нижняя его граница пока неизвестна. Между II и III объектами не выявлено никаких непроницаемых границ.

В таблице 2.1 представлены геолого-геофизические характеристики продуктивных пластов месторождения.

Таблица 2.1 - Геолого-геофизические характеристики продуктивных пластов месторождения

Параметры	Продуктивные объекты		
	I объект	II объект	III объект
Средняя глубина залегания, м	4213	4676	5219
Тип залежи	М а с с и в н а я		
Тип коллектора	К а р б о н а т н ы й		
Площадь нефтегазоносности, тыс. м ³	413850	238500	249500
Средняя общая толщина, м	125,5	259	235,58
Средняя нефтенасыщенная толщина, м	119,1	248,97	156,52
Пористость, доли ед.	0,06	0,029	0,026
Средняя нефтенасыщенность, доли ед.	0,843	0,589	0,456
Проницаемость, мкм ²	0,00347	0,00127	0,00052
Пластовая температура, °С	109,4	109,4	109,4
Пластовое давление, МПа	81,18	81,18	81,18
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	0,232	0,232	0,232
Плотность нефти в пластовых условиях, т/м ³	0,6206	0,6206	0,6206
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1,936	1,936	1,936
Содержание серы в нефти, %	0,95	0,95	0,95
Давление насыщения нефти газом, МПа	25,26	25,26	25,26
Газосодержание нефти, м ³ /т	514,5	514,5	514,5

Вязкость воды в пластовых условиях, мПа·с	0,282	0,282	0,282
---	-------	-------	-------

Продолжение таблицы 2.1

Параметры	Продуктивные объекты		
	I объект	II объект	III объект
Плотность воды в пластовых условиях, т/м ³	1,165	1,165	1,165
Начальные балансовые запасы нефти, утвержденные ГКЗ РК, млн.т, в том числе: по категории C ₁ /C ₂	1936964/ 256394	316275/ 510953	7726/ 267297
Начальные извлекаемые запасы нефти, утвержденные ГКЗ РК, млн.т, в том числе: по категории C ₁ /C ₂	1077246/ 98616	63580/ 104342	1553/ 54582
Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед., в том числе: по категории C ₁ /C ₂	0,5562/ 0,3846	0,2010/ 0,2042	0,2010/ 0,2042

В настоящее время в эксплуатации уже длительное время находится I объект, из которого уже извлечено более 64 млн.т нефти. Добыча нефти из II и III объектов ведется некоторыми отдельными скважинами и очень мала.

По степени изученности только I объект удовлетворяет требованиям, предъявляемым к объектам, по которым проектируется технология разработки нефтяных залежей. Остальные объекты изучены совершенно недостаточно и создание технологии извлечения из них запасов нефти – дело будущего.

I объект разделяется на платформенную часть, занимающую центр Тенгизской структуры, а также бортовую и крыльевые части, окружающие платформу.

Платформа представляет собой низкопроницаемый коллектор порового типа практически лишенный трещиноватости. Наблюдения за динамикой пластового давления в этой части залежи показывают, что залежь в пределах платформы представляет собой гидродинамически связанную систему, однако гидродинамическая связь поперек напластования в некоторой степени затрудняется наличием плохо проницаемых прослоев. I объект в пределах платформы отделяется от II объекта непроницаемым слоем вулканика.

Бортовая и крыльевые части I объекта представляют собой хорошо проницаемые коллектора трещинно-порового типа. Их хорошая проницаемость полностью определяется трещиноватостью коллектора, матрица здесь аналогична и имеет более низкую пористость чем в коллекторах платформы. В пределах бортовой и крылевой частей структуры отсутствует непроницаемый слой вулканика, поэтому I объект оказывается гидродинамически связанным со II и даже с III объектами.

В настоящее время по трещиноватой бортовой части Тенгизской залежи происходят перетоки нефти из II и III объектов в I объект, в котором за счет отбора значительных объемов нефти пластовое давление значительно снизилось.

Таким образом, в пределах I объекта выделяются две различных зоны, фактически два самостоятельных, но гидродинамически сообщающихся

подобъекта (платформа и бортовая плюс крыльевая части), подход к разработке которых будет существенно различаться.

В нижеследующей таблице приводятся начальные дебиты нефти по скважинам, расположенным в различных фациальных зонах и эксплуатирующие горизонты I объекта.

Таблица 2.2 - Сравнительная характеристика фациальных зон по начальным дебитам скважин

Горизонты	Зоны		
	Платформа	Борт	Склон
	дебиты скважин, т/сут		
Башкирский	458	1246	256
Серпуховский	128	1203	619
Окский	533		
Башкирский и Серпуховский	653	1178	454
Башкирский, Серпуховский и Окский	731	1496	

Как видно из таблицы 2.2, начальные дебиты нефти скважин, как отдельно эксплуатирующих горизонты I объекта, так и совместно, и расположенных в зонах борта значительно выше, чем дебиты платформенных скважин. А дебиты скважин, расположенных на склонах ниже, чем дебиты платформенных скважин (кроме серпуховских отложений).

Так, у скважин эксплуатирующих только башкирские отложения в баундстоне и марджине средний начальный дебит составляет 1246 т/сут., на платформе – 458 т/сут. и на склонах – 256 т/сут. Соответственно, у скважин эксплуатирующих серпуховские отложения, – 1203, 128, 619 т/сут., совместно башкирские и серпуховские – 1178, 653, 454 т/сут., и совместно башкирские, серпуховские и окские – 1496, 731 т/сут. (по склону информация отсутствует).

Совместная эксплуатация нескольких горизонтов в скважинах не приводит к пропорциональному увеличению дебитов нефти, хотя и отмечается некоторое их увеличение.

2.1.2 Анализ структуры фонда скважин и их текущих дебитов, технологических показателей разработки

По состоянию на 01.01.2011 г. на месторождении Тенгиз всего пробурено 133 скважины, из них: 92 – эксплуатационные, в том числе 72 – действующих добывающих, 9 – бездействующих добывающих, 4 – во временном простое добывающих, 6 – действующих нагнетательных, 1 – во временном простое нагнетательная скважина; помимо этого 21 – в консервации, 18 – ликвидированных и 2 – специальных скважин.

Причины бездействия скважин: Т-114, Т-317 – замена выкидной линии, Т-42, Т-115, Т-118, Т-5034 – техническое обслуживание фонтанной арматуры, скважины Т-123, Т-1101 и Т-6846 были остановлены по причине проведения гидродинамических исследований методом гидропрослушивания.

В 2007 году 7 скважин (Т-17, Т-41, Т-4556, Т-5059, Т-5442, Т-5454, Т-5850) были введены в действующий добывающий фонд из консервации со среднесуточными дебитами нефти 846 т/сут, 533 т/сут, 996 т/сут, 952.3 т/сут, 680 т/сут, 1091.2 т/сут и 520.7 т/сут соответственно.

Все добывающие скважины на 01.01.2011 эксплуатировались фонтанным способом и добывали безводную нефть.

Фонд газонагнетательных скважин составил 6 единиц (Т-5242, Т-5246, Т-5444, Т-5447, Т-5646, Т-5848), в том числе во временном простое 1 единица Т-5044. Скважина Т-220, через которую в ноябре 2006 года осуществили пробную закачку газа, в декабре 2007 года была введена в консервацию.

Схема расположения пробуренных скважин, разрабатывающих Тенгизское месторождение, по состоянию на 01.01.2011 представлена в графическом приложении В.

Из 72 скважин действующего добывающего фонда 64 скважины эксплуатировали I стратиграфический объект, 4 скважины (Т-43, Т-4346, Т-5853, Т-5857) - I+II объект, 2 скважины (Т-5059, Т-7252) II объект и 2 скважины (Т-10 и Т-17) - III стратиграфический объект.

Карта текущих отборов нефти и закачки газа по состоянию на 01.01.2011 представлена на графическом приложении Г.

Все скважины добывали безводную нефть. Распределение действующих добывающих скважин по дебитам нефти представлено в таблице 2.3.

Таблица 2.3 - Распределение действующего фонда скважин по дебитам нефти, т/сут по состоянию на 01.01.2011 г.

Интервал измерения, тыс. т	Количество скважин	% от общего количества
0-50	1	1,8
50-100	2	3,6
100-500	19	25,6
500-1000	33	45,0
1000-1500	13	18,0
1500-2000	4	6,0
Всего	72	100

Как видно из таблицы 2.3, по состоянию на 01.01.2011 г. 45% от общего фонда действующих добывающих скважин работали со средними дебитами нефти от 501 т/сут до 1000т/сут, 31% - до 500 т/сут, и 18% скважин - от 1000

т/сут до 1500 т/сут. Три скважины (Т-1К, Т-320 и Т-5454) характеризовались ещё более высокими средними дебитами – 1732.6 т/сут, 1700.4 т/сут и 1569 т/сут, соответственно.

Следует отметить, что из 17 скважин с дебитами нефти более 1000 т/сут, большая часть расположена на бортовой части залежи. Данное обстоятельство подтверждает высокий показатель продуктивности этой части коллектора.

Месторождение разбурено по всей площади. Плотность размещения сетки скважин по территории месторождения составляет 200 га/скв.

Из 72 действующих по состоянию на 01.01.2011 г. добывающих скважин, 31 расположена на платформе, 28 – на бортовой и 13 - на склоновой частях залежи.

2.1.3 Анализ выработки запасов нефти и газа

Динамика основных технологических показателей разработки с начала эксплуатации месторождения Тенгиз. За последние 6 лет годовая добыча нефти составляла от 12239 до 14874 тыс.т, в 2008 году годовая добыча нефти увеличилась на 1502 тыс.т по сравнению с показателями 2007 года. Однако из таблицы видно, что фактические годовые показатели добычи нефти отстают от их проектных данных.

С начала разработки месторождения добыто 194 млн.т нефти, при текущем коэффициенте извлечения нефти 0.05 д.ед.

Годовая добыча попутного газа в 2009-2010 гг. составляла 8,6-8,8 млрд.м³, при среднем газовом факторе 536-518 м³/т. Добыча попутного газа за 2009 год составила 8585 млн.м³ при среднем газовом факторе 520 м³/т. В 2010 году было добыто 8,85 млрд.м³ С начала разработки месторождения добыто 84,147 млн.м³ газа.

Среднесуточный дебит нефти в 2009-2010 гг. составлял 775-801 т/сут.

Действующий добывающий фонд в 2010 году составляли 72 скважины, что превышает показатель 2008 года – 55 действующих добывающих скважин.

Следует отметить, что продуктивные характеристики скважин, находящихся в эксплуатации, позволяют добывать больше нынешних фактических значений. К тому же Тенгизский перерабатывающий комплекс имеет мощность до 32 млн. тонн.

Начиная с 2008 года, происходит постепенное ежегодное снижение добычи нефти с платформенной части месторождения. Это связано с истощением запасов данной части залежи, в связи с её интенсивной разработкой в предыдущие годы освоения месторождения.

По состоянию на 01.01.2011 г. 101 млн.т нефти были получены из скважин, расположенных на бортовой части, что составляет 52% от накопленной добычи нефти в целом по месторождению. Накопленная добыча из скважин, расположенных на платформенной части залежи, составила 47,6 млн.т (34%), на склоновой части - 19.3 млн.т (14%).

Годовая добыча нефти в 2010 году составила 21476 тыс.т, что превышает показатель добычи в 2006 году на 8804 тыс.т.

Такой значительный прирост связан с запуском в 2007 году проекта закачки сырого газа (ЗСГ), что позволило осуществить закачку сырого газа в пласт, благодаря чему нет необходимости в отделении серы из добываемой нефти. Это в свою очередь позволило направить всю мощность завода на приём первичную переработку большего количества сырой нефти.

В 2006-07 гг. отмечалось отставание по объёмам закачки газа. В 2006 г. планировалась закачка 0.9 млн. м³ обессеренного газа через 4 нагнетательные скважины. Фактически через 1 скважину закачали 0,109 млн.м³. В 2007 году закачали 128.1 млн.м³газа вместо 2,1 млрд.м³ по проекту.

Причиной столь существенного отставания показателей разработки за 2007 год является отставание по срокам ввода в эксплуатацию проекта Завода Второго Поколения (ЗВП).

Накопленная добыча нефти на 01.01.2011 г. фактически составила 194239 тыс.т. Текущий КИН составил 0.05 д.ед., что соответствует проекту.

На основании вышесказанного можно сказать следующее:

- основной показатель разработки – добыча нефти, в 2005-06 гг., практически соответствовала проектной; в 2007 г. отмечается отставание на 28.6%, что связано с меньшим, чем по проекту фондом действующих добывающих скважин (55 вместо 91) из-за отставания ввода в эксплуатацию ЗВП;

- фактический среднесуточный дебит нефти, превышавший проектный в 2005 г. – на 22%, в 2006 г. – на 14.5%, в 2007 г. превышал проектный на 14% и составлял 796 т/сут;

- по состоянию на 01.01.2011 г. фактический фонд газонагнетательных скважин составлял 6 единиц;

- в 2008 г., так же, как и в 2007 г., отмечается отставание по объёмам закачки газа;

- накопленная добыча нефти на 01.01.11 фактически составила 194239 тыс.т, что меньше проектной величины (209778 тыс.т) на 8%;

- уровень добычи нефти в 2010 г. – 21,4 млн.т.

2.1.4 Характеристика энергетического состояния месторождения

Месторождение Тенгиз характеризуется аномально высоким пластовым давлением. Начальное пластовое давление, приведенное к абсолютной отметке минус 4500 м, составляло 82.4 МПа, давление насыщения нефти газом – 40 МПа.

Для оценки энергетического состояния залежи использовались результаты, полученные с помощью замеров глубинных манометров, замеров статического градиента (SGS), а также гидродинамических исследований методом регистрации КВД (РТТ).

Приведена динамика пластового давления за период 1994-2007 гг. по скважинам, расположенным на различных участках залежи. Наблюдается снижение пластового давления, представляет собой линейную зависимость, что свидетельствует об истощении пластовой энергии по мере отбора нефти и характеризует природный режим как упруго-замкнутый.

Как видно по результатам, по состоянию на 01.01.2009 г. среднее пластовое давление на платформенной части залежи (по данным определений в скважинах) составляло 57.9 МПа, на бортовой – 60.8 МПа, на склоновой – 63.2 МПа, что меньше начального, соответственно, на 24.5 МПа, 21.6 МПа и 19.2 МПа.

Также представлены зависимости пластового давления от накопленных отборов нефти по различным участкам и в целом по месторождению. Склоновая часть характеризуется наиболее интенсивным снижением пластового давления, бортовая – наименее.

Замеры пластового давления в IV квартале 2007 г., приведённые к абсолютной отметке минус 4500 м (таблица 2.3), использовались для построения карты изобар по состоянию на 01.01.2009, представленной на графическом приложении Г.

2.1.5 Система ППД и применяемые методы повышения нефтеотдачи пластов

На месторождении Тенгиз начато поддержание пластового давления путем обратной закачки газа.

Начато осуществление проекта закачки сырого газа (ЗСГ) в две стадии. На стадии 1 (ЗСГ-1) в резервуар закачивается обессеренный газ, а на стадии 2 (ЗСГ-2) - сырой газ.

Система ЗСГ состоит из четырех основных секций. Это промышленное оборудование (скважины и ассоциированное с ними оборудование), оборудование компрессорной станции, системы вспомогательного снабжения и инфраструктура. Промышленное оборудование включает нагнетательные скважины, окружающие системы мониторинга добычи, добывающие скважины, нагнетательные трубопроводы высокого давления, а также системы и оборудование поддержки.

Первый этап закачки очищенного газа ЗСГ-1 на месторождении Тенгиз был начат в ноябре 2006 г. и закончен в июне 2007 г. Закачка производилась в скв. 220, 5646, 5246 и 5044 общим объемом 104.1 млн. м³. С сентября 2007 г. начался этап закачки сырого газа ЗСГ-2 в скв. 5246, 5044, 5444, 5447, 5848 с содержанием сероводорода 17-19%. После полного запуска завода второго поколения (ЗВП) его станет 23-25% за счет модификации операций с целью закачки газа с более высоким содержанием сероводорода.

Суммарная закачка газа ЗСГ-1 (обессеренный газ) плюс ЗСГ-2 (кислый газ) на 01.01.09 составила 1.543 млрд. нм³.

Сырой газ, предназначенный для закачки на стадии ЗСГ-2, нагревается до попадания в магистральный газопровод, так чтобы температура газа на входе в компрессор была выше, чем температура конденсации углеводородов. В большинстве случаев это предотвращает образование жидкости в трубопроводе и ее аккумуляцию в любом оборудовании, получающем серосодержащий газ. Однако в начале работы, при ее остановке и в других подобных случаях, когда температура газопровода понижается, конденсация не может быть предотвращена, и в случае необходимости предусмотрена возможность удаления серосодержащей жидкости. Жидкий конденсат, скапливающийся в ловушке проекта ЗСГ-2, собирается в накопительной емкости углеводородного конденсата для контроля уровня. Накопительная емкость углеводородного конденсата также собирает жидкости из других ловушек на технологической линии. Из накопителя углеводородного конденсата жидкости через измерительную станцию МС-5 направляются в трубопровод от добывающих скважин насосом для удаления конденсата.

Комплекс нагнетательного компрессора NuovoPignone состоит из трехступенчатого центробежного компрессора, снабжаемого энергией из газовой турбины. Компрессор имеет сепараторы у входа на каждую из ступеней, охладители воздуха между ступенями, рециркуляционный охладитель на первой ступени и систему изоляции сухого уплотнительного газа и барьерного газа, работающую на горючем газе и азоте. Газ для закачки сжимается от давления приблизительно 6.1 МПа на входе до примерно 62.1 МПа на выходе из третьей ступени.

Сырой газ поступает во всасывающий сепаратор первой ступени под давлением 6.2 МПа, а затем в корпус нагнетательного компрессора первой ступени. Газ сжимается выше критической точки до плотной фазы с давлением на выходе 20.5 МПа. Затем газ направляется в выходной охладитель и всасывающий барабанный сепаратор второй ступени. Далее поток поступает во вторую ступень нагнетательного компрессора, где он сжимается до примерно 38 МПа и направляется в выходной охладитель второй ступени и всасывающий барабанный сепаратор третьей ступени. Затем, в третьей ступени корпуса компрессора флюид подвергается сжатию до 62.1 МПа. Сжатый флюид направляется в нагнетательную трубопроводную систему высокого давления и далее в нагнетательные линии и скважины. Система контроля за анти-помпажом и вибрацией является интегральной частью системы нагнетательного компрессора.

Охлаждение газа на выходе перед его доставкой в трубопроводы месторождения не предусматривается, так что в пласт закачивается теплый газ. Теплый газ сводит к минимуму риск возникновения температурных трещин в коллекторе. Трубопроводы также обогреваются с целью снижения риска появления водородной хрупкости металла труб под воздействием жидкой воды, которая может конденсироваться при низких температурах.

Проектные давления в компрессоре NuovoPignone установлены с учетом требований процесса закачки сырого газа. Верхний предел давления на выходе

из нагнетательного компрессора в механической части проекта установлен на отметке 69.1 МПа.

Топливный газ используется как уплотнительный газ для нагнетательного компрессора. Топливный газ сжимается двумя трехступенчатыми, возвратно-поступательными компрессорами с охладителями между ступенями и сепараторами жидкости. Компрессоры уплотнительного газа получают энергию от электродвигателей. В случае аварийной ситуации снабжение уплотнительным газом поддерживается благодаря включению в систему буферной емкости для уплотнительного газа. Вентиляционные выходы компрессора уплотнительного газа и нагнетательного компрессора подключены к системе извлечения вентиляционного газа. Эта система использует эдуктор для компримирования вентиляционных газов в систему горючего газа с целью использования его в качестве топлива в турбине нагнетательного компрессора.

Подготовка сырого газа к закачке осуществляется на заводе второго поколения.

Конфигурация завода позволяет во время ремонтных работ на предприятии продолжать работу в режиме закачки сырого газа пока идет техническое обслуживание на заводе по производству серы, что сведет к минимуму влияние остановок оборудования.

Для снижения влияния наличия кислых компонентов основным требованием к закачиваемому газу является необходимость проведения тщательной подготовки газа для закачки в пласт путем глубокой осушки газа от влаги.

2.2 Техника и технология добычи нефти и газа

2.2.1 Характеристика показателей способов эксплуатации скважин

В настоящее время, вследствие аномально высокого начального пластового давления, и высокого газового фактора все скважины эксплуатируются фонтанным способом. Такое положение сохранится еще длительное время.

Если динамическое забойное давление, полученное в результате гидродинамических расчетов процессов фильтрации в пласте, превышает рассчитанное минимально необходимое, имеет место избыток энергии, который редуцируется в штуцере. В противном случае фонтанирование с заданными параметрами невозможно и необходима механизированная эксплуатация.

В соответствии с типовыми конструкциями добывающих скважин, имеющих обсадные трубы диаметром 177,8 мм (7"), расчеты проведены для лифтовых колонн длиной 4000 м, составленных из насосно-компрессорных труб по ГОСТ 633-80 (API) диаметром в мм (дюймах) 114x7(4.5), 102x6.5(4) и 89x6.5(3.5). Внутренний диаметр принят, соответственно, 100, 88 и 76 мм. Также проведены расчеты двухсекционных лифтов 114x102 и 102x89 с верхней секцией длиной 1500 м из труб с большим диаметром. При этом в высокодебитных скважинах снижаются потери на трение в лифте, по сравнению с лифтом меньшего диаметра, а также вес и стоимость лифтовой колонны, по сравнению с лифтом большого диаметра. Кроме того, поскольку при естественном режиме и закачке газа предполагается значительное увеличение газосодержания продукции, расчеты проделаны при значениях этой величины 800, 1200, 2000, 3000 и 4000 $\text{м}^3/\text{м}^3$ для практически безводной продукции и оптимальном лифте 114x102мм.

Из этих расчетных данных следует:

- при минимальном устьевом давлении 7,5 МПа (скважины подключены к первой ступени сепарации) фонтанирование практически безводных (0.01) скважин с дебитом порядка 1000 $\text{м}^3/\text{сут.}$ через лифт 114 мм возможно до забойного давления порядка 29 МПа;

- уменьшение устьевого давления до 3,5 МПа (подключение к сепаратору второй ступени) снижает допустимое забойное давление до величины порядка 22 МПа при 1000 $\text{м}^3/\text{сут.}$ и до 17 МПа при 500 $\text{м}^3/\text{сут.}$, если по условиям разработки допустимо разгазирование в призабойной зоне скважины;

- дальнейший переход на третью ступень сепарации позволит эксплуатировать скважины фонтанным способом при предельно низких забойных давлениях в период проектирования;

- при имеющем место высоком газосодержании нефти целесообразно применение двухсекционного лифта из труб диаметром 114x102 мм для высокопродуктивных скважин и 102x89 мм для дебитов менее 250 $\text{м}^3/\text{сут.}$;

- обводненность продукции слабо влияет на характеристики фонтанирования при высоких дебитах, это объясняется существованием в газожидкостном потоке двух конкурирующих процессов – с ростом обводненности плотность смеси увеличивается, а гидравлические сопротивления снижаются пропорционально квадрату скорости потока.

Устьевое оборудование должно включать фонтанную арматуру крестового типа на давление 700 бар (10000 PSI) со вдвоенными запорными устройствами (задвижками) из которых внутренние (по ходу потока) являются аварийными, а наружные – рабочими. Арматура должна иметь проход для трубки управления предохранительным клапаном.

Запорные устройства должны иметь дистанционное управление от двух независимых источников. Задвижки и предохранительный клапан должны закрываться по команде оператора, а также автоматически, при выходе контролируемых параметров (давление, температура) из заданных пределов. Открытие – по команде оператора. Проходное сечение задвижек – 50 мм.

На каждом боковом отводе устанавливаются штуцеры (дроссельные клапаны), постоянный и регулируемый с максимальным проходом 50 мм для регулирования дебита скважины.

Если при нерасчетных условиях недостаточное энергосодержание продукции на забое потребует механизированной эксплуатации, то, вследствие высокого содержания коррозионных компонентов, может быть применен только газлифт. Этот способ может быть эффективен только при снижении устьевого давления до 1.5 МПа при давлении рабочего агента (газа) не ниже 10 МПа.

Анализ работы скважин действующих на 01.01.2011 г.

Скважины месторождения эксплуатировались на режимах фонтанирования со штуцерами диаметром 6 - 20 мм. Среднесуточный дебит нефти (Q_n) изменялся в диапазоне от 211 (скважины Т-72, Т-318, Т-5857) до 1697 т/сут (скважина Т-320). Скважины фонтанировали с устьевыми давлениями от 10.5 МПа (скважина 41) до 36.5 МПа (скважина Т-7252). Давление в технологической линии системы сбора и подготовки скважинной продукции колебалось от 6.8 до 11.5 МПа. Трубное давление ($P_{тр}$) в 19 скважинах было выше давления насыщения (скважина 4 – $P_{тр} = 31.1$ МПа, скважина 10 - $P_{тр} = 30.0$ МПа, скважина Т-12 - $P_{тр} = 30.0$ МПа, скважина Т-17 - $P_{тр} = 27.1$ МПа, скважина Т-20 – $P_{тр} = 29.7$ МПа, скважина Т-23 - $P_{тр} = 32.8$ МПа, скважина 44 - $P_{тр} = 25.1$ МПа, скважина 104 - $P_{тр} = 25.3$ МПа, скважина Т-108, $P_{тр} = 34.0$ МПа, скважина Т-110 - $P_{тр} = 25.5$ МПа, скважина Т-122 - $P_{тр} = 28.1$ МПа, скважина Т-320 - $P_{тр} = 30.5$ МПа, скважина Т-1100 – $P_{тр} = 30.5$ МПа, скважина 4556 - $P_{тр} = 31.6$ МПа, скважина 5059 - $P_{тр} = 33.3$ МПа, скважина 5442 - $P_{тр} = 27.3$ МПа, скважина 5454 - $P_{тр} = 28.5$ МПа, скважина 5857 - $P_{тр} = 30.2$ МПа, скважина 7252 - $P_{тр} = 36.5$ МПа), что обеспечивало однофазный поток в стволе скважин. Рабочий газовый фактор по месторождению составлял 520.0 м³/т.

Действующий фонд на 01.01.2011 г. разделён условно на три группы по категории дебита: группа скважин, работающих с дебитом Q_n более 1000 т/сут, группа скважин с Q_n от 400 т/сут до 1000 т/сут, и группа скважин с Q_n менее 400 т/сут.

Текущая продуктивность скважин оценивалась по коэффициенту продуктивности ($K_{\text{прод}}$), полученному в результате деления текущего дебита скважины на соответствующую этому времени депрессию.

Скважины с дебитом нефти более 1000 т/сут

Из 55 скважин, действующих на дату анализа, 14 скважин работали с дебитом нефти (Q_n) более 1000 т/сут, из них 9 скважин (Т-8, Т-9, Т-104, Т-108, Т-116, Т-320, Т-1100, Т-5056, Т-5454) характеризовались низкой депрессией $\Delta P_{\text{сред}}$ 1.8 МПа (от минимальной 0.5 МПа в скважине Т-1100 до максимальной 3.6 МПа в скважине Т-9) и высоким коэффициентом продуктивности $K_{\text{прод.сред}}$ 1128 т/сут/МПа (от минимального 295.6 т/сут/МПа в скважине Т-9 до максимального 1560 т/сут/МПа в скважине Т-1100). Среднее значение пластового давления ($P_{\text{пл}}$) составило 58.7 МПа (от минимального 50 МПа в скважине Т-116 до максимального 61.4 МПа в скважине Т-5056).

Из 14 скважин этой группы 5 скважин (Т-1К, Т-6, Т-110, Т-117, Т-122) работали с более высокой депрессией $\Delta P_{\text{сред}}$ 9.9 МПа (от минимального значения 4.1 МПа в скважине Т-6 до максимальной депрессии 14.2 МПа в скважине Т-117) и с меньшими коэффициентами продуктивности $K_{\text{прод.сред}}$ 145.3 т/сут/МПа (от минимального 94.1 т/сут/МПа в скважине Т-117 до максимального 255.8 т/сут/МПа в скважине Т-6). Пластовое давление составило от минимального 56.3 МПа в скважине Т-117 до максимального 62.96 МПа в скважине Т-122, при среднем значении 58.8 МПа. При этом необходимо отметить, что скважины Т-1К и Т-117 работали с низкими забойными давлениями ($P_{\text{заб}}$), соответственно 46.9 МПа и 41.9 МПа.

Скважины с дебитом нефти от 400 до 1000 т/сут.

Ко второй группе с дебитом от 400 до 1000 т/сут, отнесены 29 скважин, из которых 12 скважин (Т-4, Т-10, Т-17, Т-20, Т-21, Т-27, Т-28, Т-44, Т-4346, Т-4556, Т-5059, Т-7252) характеризовались низкой депрессией $\Delta P_{\text{сред}}$ 1.25 МПа (от минимальной 0.3 МПа в скважине Т-4 до максимальной 3.9 МПа в скважине Т-20) и высоким коэффициентом продуктивности $K_{\text{прод.сред}}$ 911.5 т/сут/МПа (от минимального 180 т/сут/МПа в скважине Т-20 до максимального 1400 т/сут/МПа в скважине Т-4). При этом в скважинах, работающих с низкой депрессией пластовые и забойные давления достаточно высокие $P_{\text{пл}}$ сред 60.2 МПа (от минимального 50.9 МПа в скважине Т-21 до максимального 65.5 МПа в скважине Т-7252). Скважина Т-21 работала с низким забойным давлением 48.5 МПа.

Из 29 скважин этой группы 17 - (Т-3К, Т-11, Т-12, Т-15, Т-41, Т-43, Т-102, Т-103, Т-106, Т-111, Т-112, Т-113, Т-120, Т-124, Т-5050, Т-5442, Т-5850) работали с более высокой депрессией $\Delta P_{\text{сред}}$ 11.3 МПа (от минимального значения 4.2 МПа в скважине Т-5850 до максимальной депрессии 23.0 МПа в

скважине Т-41) и с меньшими коэффициентами продуктивности $K_{\text{прод.сред.}}$ 84.5 т/сут/МПа (от минимального 30.02 т/сут/МПа в скважине Т-41 до максимальных 163.2 и 176.8 т/сут/МПа в скважинах Т-5850 и Т-5442). Скважины с высокой депрессией характеризовались снижением пластовых и забойных давлений $R_{\text{пл}}$ сред 54.8 МПа (в диапазоне от 61.7 МПа в скважине Т-41 до 45.2 МПа в скважине Т-5050), $R_{\text{заб. сред.}}$ 43,3 МПа (в диапазоне 56,5 МПа в скважине 12 до 33,3 МПа в скважине Т-120).

Скважины с дебитом нефти менее 400 т/сут.

В третью группу скважин с $Q_{\text{н}}$ до 400 т/сут, вошли 12 скважин, из которых 4 скважины (Т-14, Т-23, Т-318, Т-5857) работали с депрессией до 4 МПа ($\Delta R_{\text{сред}}$ 1,8 МПа, от минимальной 0.8 МПа в скважине Т-23 до максимальной 2,3 МПа в скважинах Т-318 и Т-5857) и с высоким коэффициентом продуктивности (средний $K_{\text{прод}}$ 225,6 т/сут/МПа, от минимального 90,7 т/сут/МПа в скважине Т-318 до максимального 495,6 т/сут/МПа в скважине Т-23). Среднее пластовое давление в этих скважинах составило 55.4 МПа при минимальном 49.3 МПа в скважине Т-318 и максимальном 61.35 МПа в скважине Т-5857. Забойные давления низкие в скважинах Т-14 и Т-318, соответственно 48.6 МПа и 46.9 МПа.

Из 12 скважин этой группы 8 скважин (Т-7, Т-38, Т-47, Т-72, Т-105, Т-121, Т-419, Т-5853) работали с более высокой депрессией ($\Delta R_{\text{сред}}$ 18.3 МПа, от минимального значения 4.1 МПа в скважине 5853 до максимальной депрессии 29.3 МПа в скважине Т-121) и с низким коэффициентом продуктивности (средний $K_{\text{прод}}$ 22.3 т/сут/МПа, от минимального 12.7 т/сут/МПа в скважинах Т-38 и Т-121 до максимального 63.4 т/сут/МПа в скважине Т-5853). В основном скважины с высокой депрессией характеризовались снижением пластового давления ($R_{\text{пл.сред.}}$ 54.0 МПа в диапазоне 58.4 – 49.05 МПа) кроме скважин Т-38 и Т-47, в которых $R_{\text{пл}}$, соответственно 60.73 и 63.6 МПа. Среднее $R_{\text{заб}}$ по скважинам составило 37.6 МПа, от минимальных 28.6 и 28.8 МПа в скважинах 105 и 419 до максимального 44.8 МПа в скважине Т-5853.

2.2.2. Мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин

Коррозия

В процессе эксплуатации скважин на месторождении может происходить коррозия оборудования, вследствие наличия в продукции коррозионных компонентов (H_2S или CO_2 в присутствии воды). Вышеперечисленные коррозионные компоненты представлены в таблице 2.5.

Таблица 2.5 - Коррозионные и серосодержащие компоненты в пластовой нефти

Компоненты	Пластовая нефть	
	% вес.	% мол.
H ₂ S	10.17	16.20
Компоненты	Пластовая нефть	
	% вес.	% мол.
O ₂ CO ₂	2.11	2.60
CO ₂ S	0,003	0.003734
C _n SH	0,0133	0.016302

Свойства и химический состав пластовой воды приведены ниже в таблице 2.6. Для предотвращения коррозии и снижения потерь от нее обычно должны производиться следующие мероприятия:

- применять насосно-компрессорные трубы, скважинное, насосное и прочее оборудование и трубопроводы в коррозионностойком исполнении либо с антикоррозионным покрытием;
- производить дозирование соответствующих химреагентов - ингибиторов коррозии в скважины и наземные трубопроводы.

Таблица 2.6 - Свойства пластовой воды

Параметры	Единицы измерения	Величина
Плотность	г/см ³	1,17
PH	-	3-6
Химический состав	мг/л	
Cl		141823
SO ₄		5147
HCO ₃		6022
CO ₂		1680
Ca		5110
Na+K		91771
Анионы и катионы		251213
H ₂ S		4000

В составе наземного оборудования на скважинах и других объектах могут быть предусмотрены блочные дозирующие установки для химических реагентов с многоточечными насосами. Оборудование, сосуды, аппараты, трубопроводы и другие установки должны иметь соответствующие штуцеры для ввода реагентов в расчетные точки.

На первой стадии применялись НКТ типа С-90 в сочетании с ингибированием. Их применение, как показал опыт, не во всех случаях позволял сохранить герметичность НКТ длительное время. Наиболее вероятной причиной этого является совместное действие агрессивных компонентов (H₂S, CO₂, вода, механические примеси), которые по-разному воздействуют на материалы и могут взаимно усиливать повреждающее действие. Так, действие ингибиторов коррозии обычно заключается в образовании на защищаемой поверхности пассивирующей пленки, которая, однако, имеет невысокую

твердость и может удаляться эрозионным воздействием механических примесей, содержащихся в газожидкостном потоке при достаточно высокой его скорости.

Вероятно, это имеет место в высокопродуктивных скважинах платформенной части месторождения. В этих скважинах даже при отсутствии разгазирования и применении труб 114 мм (4,5") скорость потока может достигать нескольких м/с. В дальнейшем, как показано выше, снижение пластового и, соответственно, устьевого давления приведет к значительному возрастанию скоростей газожидкостного потока в лифте. Увеличение диаметра лифта сверх 114 мм в эксплуатационной колонне 177,8 мм (7") невозможно.

Отсюда вытекает преимущество применения коррозионностойких НКТ из твердого сплава в скважинах, которые добывают даже незначительное количество воды. Одним из таких материалов, применяемых в последнее время, является сталь типа SM-2535-110 (25Cr/35Ni/3Mo) или SM-2035-110.

Кроме того, необходим постоянный мониторинг состояния НКТ в скважинах путем кавернометрии или установки образцов-«свидетелей», которые должны периодически извлекаться из скважины для контроля. Замена НКТ, состояние которых признано угрожающим, должна производиться до проявления негерметичности, что снизит расходы на КРС по сравнению необходимостью проведения аварийных ловильных работ по извлечению оборвавшихся НКТ.

Проблема в настоящее время изучена не полностью, поэтому сделанные рекомендации не являются окончательными и могут корректироваться при появлении новых материалов, реагентов-ингибиторов и изменении режимов работы скважин. Так, может существенно сказаться на протекании процесса увеличение обводненности продукции при применении заводнения или снижение парциального давления агрессивных компонентов в газе при снижении устьевого давления.

3 Специальная часть

3.1 Краткий обзор по теме дипломной работы: Обоснование выбора эксплуатационных объектов и эффективных мероприятий по повышению нефтеотдачи на месторождении Тенгиз.

Выделение эксплуатационных объектов .

Во многих случаях отдельные нефтегазоносные пласты разделены значительными толщами непроницаемых пород или находятся только на отдельных участках месторождения. Введем понятие об эксплуатационном объекте разработки месторождения.

Эксплуатационный объект разработки – это искусственно выделенное в пределах разрабатываемого месторождения геологическое образование (пласт, массив, структура, совокупность пластов), содержащее промышленные запасы углеводородов, извлечение которых из недр осуществляется при помощи определенной группы скважин или других горнотехнических сооружений [3]. Разработчики пользуясь распространенной у нефтяников терминологией, обычно считают, что каждый объект разрабатывается «своей сеткой скважин». Сама природа не создает объекты разработки – их выделяют люди, разрабатывающие месторождение. Основные особенности объекта разработки – наличие в нем промышленных запасов нефти и определенная, присущая данному объекту группа скважин, при помощи которых он разрабатывается. При этом нельзя утверждать обратное, поскольку одними и теми же скважинами можно разрабатывать различные объекты путем использования технических средств для одновременно-раздельной эксплуатации.

В эксплуатационный объект разработки может быть включен один, несколько или все пласты месторождения. Однако чрезмерное объединение пластов в один объект, неблагоприятно для разработки месторождения в целом.

Правильный, комплексный инженерный подход в решении задачи выделения эксплуатационных объектов, в результате обеспечивает высокое значение конечной нефтеотдачи, и высокие технико-экономические показатели.

3.1.1 Факторы, оказывающие влияние на выделение эксплуатационных объектов разработки

На выделение объектов разработки влияют следующие факторы :

– геолого-физические свойства пород-коллекторов. Резко отличающиеся по проницаемости, общей и эффективной толщине, а также неоднородности пласты во многих случаях нецелесообразно разрабатывать как один объект, поскольку они могут существенно отличаться по продуктивности, пластовому давлению в процессе их разработки и, следовательно по способам эксплуатации скважин, скорости выработки запасов нефти и изменению обводненности продукции;

- физико-химические свойства нефти и газа. Пласты с существенно различной вязкостью нефти, резко различным содержанием парафина, сероводорода, ценных углеводородных компонентов бывает нецелесообразно объединять в один объект разработки, в дальнейшем может возникнуть необходимость использования существенно различной технологии извлечения нефти;

- фазовое состояние углеводородов и режим пластов. Если в одном пласте имеется значительная газовая шапка, а другой разрабатывается при естественном упруговодонапорном режиме, то объединение их в один эксплуатационный объект нецелесообразно, так как для их разработки потребуются различные схемы расположения и числа скважин, а также различная технология извлечения нефти и газа;

- условия управления процессом разработки нефтяных месторождений. Чем больше пластов и пропластков включено в один объект, тем технически и технологически сложнее осуществлять контроль за перемещением разделов нефти, труднее осуществлять воздействие. Ухудшение условий управления разработкой месторождения ведет к уменьшению нефтеотдачи;

- техника и технология эксплуатации скважин. Например если из скважин, эксплуатирующих какой-то пласт или группу пластов, выделенных в объекты, предполагается отбирать настолько значительные дебиты жидкости, что они будут предельными для современных средств эксплуатации. Дальнейшее укрупнение объекта будет осложняться техническими причинами.

Влияние каждого из перечисленных факторов на выбор объектов разработки должно быть сначала подвергнуто технологическому и техническому анализу и только после него можно принимать решение о выделении объектов разработки.

3.1.2 Выделение эксплуатационных объектов по геолого-физическим характеристикам пластов

Карбонатная толща месторождения Тенгиз в соответствии с различными критериями разделена на 3 очень крупных объекта: 1-й, 2-й и 3-й. 1-й объект занимает верхнюю часть карбонатной толщи, от кровли залежи до слоя туффитовых отложений (вулканика). Эта часть нефтяной залежи наиболее изучена и обладает наиболее благоприятными фильтрационно-емкостными свойствами. Ниже 1-го объекта, под слоем непроницаемых туффитовых отложений, распространенных в пределах платформенной части, залегает 2-й объект, нижней границей которого является кровля девонских отложений. Этот объект обладает худшими коллекторскими свойствами, а главное, еще недостаточно изучен.

Девонские отложения условно выделяются в 3-й объект, нижняя его граница пока неизвестна. Между 2-м и 3-м объектами не выявлено никаких

непроницаемых границ. В таблице 2.8 представлены геолого-физические характеристики продуктивных пластов месторождения.

В настоящее время в эксплуатации уже длительное время находится 1-й объект, из которого уже извлечено более 194 млн.т нефти. Добыча нефти из 2-го и 3-го объектов ведется некоторыми отдельными скважинами и очень мала.

По степени изученности только 1-й объект удовлетворяет требованиям, предъявляемым к объектам, по которым проектируется технология разработки нефтяных залежей. Остальные объекты изучены совершенно недостаточно и создание технологии извлечения из них запасов нефти – дело будущего.

Таблица 2.8 - Геолого–физические характеристики продуктивных пластов месторождения

Параметры	Продуктивные объекты		
	I объект	II объект	III объект
Средняя глубина залегания, м	4213	4676	5219
Тип залежи	М а с с и в н а я		
Тип коллектора	К а р б о н а т н ы й		
Площадь нефтегазоносности, тыс. м ³	413850	238500	249500
Средняя общая толщина, м	125,5	259	235,58
Средняя нефтенасыщенная толщина, м	119,1	248,97	156,52
Пористость, доли ед.	0,06	0,029	0,026
Средняя нефтенасыщенность, доли ед.	0,843	0,589	0,456
Проницаемость, мкм ²	0,00347	0,00127	0,00052
Пластовая температура, °С	109,4	109,4	109,4
Пластовое давление, МПа	81,18	81,18	81,18
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа⊕с	0,232	0,232	0,232
Плотность нефти в пластовых условиях, т/м ³	0,6206	0,6206	0,6206
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1,936	1,936	1,936
Содержание серы в нефти, %	0,95	0,95	0,95
Давление насыщения нефти газом, МПа	25,26	25,26	25,26
Газосодержание нефти, м ³ /т	514,5	514,5	514,5
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа⊕с	0,282	0,282	0,282
Плотность воды в пластовых условиях, т/м ³	1,165	1,165	1,165
Начальные балансовые запасы нефти, утвержденные ГКЗ РК, млн.т в том числе: по категории С ₁ /С ₂	1936964/ 256394	316275/ 510953	7726/ 267297
Начальные извлекаемые запасы нефти, утвержденные ГКЗ РК, млн.т в том числе: по категории С ₁ /С ₂	1077246/ 98616	63580/ 104342	1553/ 54582
Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед. в том числе: по категории С ₁ /С ₂	0,5562/ 0,3846	0,2010/ 0,2042	0,2010/ 0,2042

1-й объект разделяется на платформенную часть, занимающую центр Тенгизской структуры, а также бортовую и крыльевые части, окружающие платформу.

Платформа представляет собой низкопроницаемый коллектор порового типа практически лишенный трещиноватости. Наблюдения за динамикой

пластового давления в этой части залежи показывают, что залежь в пределах платформы представляет собой гидродинамически связанную систему, однако гидродинамическая связь поперек напластования в некоторой степени затрудняется наличием плохо проницаемых прослоев. 1-й объект в пределах платформы отделяется от 2-го объекта непроницаемым слоем вулканика.

Бортовая и крыльевые части 1-го объекта представляют собой хорошо проницаемые коллектора трещинно-порового типа. Их хорошая проницаемость полностью определяется трещиноватостью коллектора, матрица здесь аналогична и имеет более низкую пористость чем в коллекторах платформы. В пределах бортовой и крыльевой частей структуры отсутствует непроницаемый слой вулканика, поэтому 1-й объект оказывается гидродинамически связанным со 2-м и даже с 3-м объектами.

В настоящее время по трещиноватой бортовой части Тенгизской залежи происходят перетоки нефти из 2-го и 3-го объектов в 1-й объект, в котором за счет отбора значительных объемов нефти пластовое давление значительно снизилось.

Таким образом, в пределах 1-го объекта выделяются две различных зоны, фактически два самостоятельных, но гидродинамически

и сообщающихся подобъекта (платформа и бортовая плюс крыльевая части), подход к разработке которых будет существенно различаться.

3.2 Расчет по теме дипломной работы

На месторождениях с газовой шапкой часто рассматривается возможность поддержания пластового давления путем закачки газа. При этом рассматривается ряд вопросов, связанных с расчетом необходимого объема закачиваемого газа $V_{г}$, приемистости нагнетательной скважины $q_{г}$ и числа нагнетательных скважин n .

Необходимый объем закачиваемого газа (в $\text{м}^3/\text{сут}$) в стандартных условиях:

$$V_{гст} = 1.3 \frac{V_{пл} P_{пл} T_0}{z P_0 T_{пл}} \quad (2.1)$$

$$V_{гст} = 1.3 V_{пл} \frac{P_{пл}^{-T_{гст}}}{z P_0 T_{пл}}$$

Где $V_{пл}$ – объем, освобожденный за счет извлечения из пласта нефти, газа и воды и в который необходимо закачать газ, $\text{м}^3/\text{сут}$.

Поглотительную способность скважины (в $\text{м}^3/\text{сут}$) $q_{гст}$ при закачке в нее газа (при стандартных условиях) можно рассчитать по формуле:

$$q_{гст} = c * (P_{пл}^2 - P_{зоб}^2) \quad (2.2)$$

Где c – коэффициент пропорциональности, $\text{м}^3/(\text{сут} \cdot \text{МПа}^2)$. Число нагнетательных скважин:

$$n = \frac{V_{act}}{q_{act}} \quad (2.3)$$

Задача. Рассчитать объем закачки газа в пласт с целью поддержания пластового давления для условий задачи. Коэффициент пропорциональности $c = 1345,5$ ($\text{м}^3/\text{сут} \cdot \text{Па}$). Забойное давление нагнетания $P_{забн} = 31,12 \text{ МПа}$, пластовое давление $P_{пл} = 41,7 \text{ МПа}$.

Решение. Объем, освобожденный в пласте за счет извлечения флюидов за сутки, составляет (дано)

$$V_{пл} = 19423 \text{ м}^3.$$

Рассчитаем необходимый объем закачиваемого газа в стандартных условиях:

$$V_{гст} = 1,3 \frac{19423 * 41,7 * 273}{0,87 * 0,1 * 382} = 9282837 \text{ м}^3 / \text{сут}$$

По формуле (2.2) рассчитаем поглотительную способность одной нагнетательной скважины

$$q_{act} = 1345,5 (41,7^2 - 31,12^2) = 1036621,1 \text{ м}^3 / \text{сут}$$

В соответствии коэффициентом пропорциональности рассчитываем по формуле (2.3) число нагнетательных скважин

$$n = \frac{9282837}{1036621,1} = 9$$

Таким образом, для поддержания пластового давления требуется закачивать ежедневно примерно $3,38 \cdot 10^6 \text{ м}^3$ газа в пять нагнетательных скважин.

Объем добычи до проведения мероприятий по закачке газа в пласт за один год будет равен:

$$Q_1 = q_1 \cdot T_3 \cdot K_3 \quad (2.4)$$

$$Q_2 = 629 \cdot 365 \cdot 0,895 = 205478,5 \text{ м}^3 / \text{год}$$

Объем добычи после проведения мероприятий по закачке газа в пласт за один год будет равен:

$$Q_2 = q_2 \cdot T_3 \cdot K_3$$

$$Q_2 = 744 \cdot 365 \cdot 0,895 = 243046,2 \text{ м}^3 / \text{год}$$

где q_1, q_2 – средний дебит скважины до и после проведения мероприятий по закачке газа соответственно;

T_3 – временной промежуток равный одному году;

K_3 – коэффициент эксплуатации фонтанных скважин

Прирост добычи за один год составит:

$$\Delta Q = Q_2 - Q_1; \quad (2.5)$$

$$\Delta Q = 243046,2 - 205478,5 = 37567,7 \text{ т/год.}$$

Время, требующееся для прорыва фронта газа, определяется по формуле:

$$t = \frac{S \cdot H \cdot m \cdot \sigma_g}{Q_g}, \quad (2.6)$$

Где S – площадь,

Q_g – объем закачиваемого в пласт газа,

m – пористость,

H – средняя толщина объекта,

σ_g – средняя газонасыщенность за фронтом вытеснения.

Рассчитаем время для прорыва газа:

$$t = \frac{S \cdot H \cdot m \cdot \sigma_g}{Q_g} = \frac{565 \cdot 10^6 \cdot 291,6 \cdot 0,06 \cdot 0,65}{989000} = 6496,87 \text{ сут} = 17,8 \text{ лет}$$

3.3 Расчет с использованием компьютерных программ

Расчет выполнен в программе Microsoft Excel 2010. На рисунках 2.1, 2.2, 2.3 и 2.4 продемонстрирован расчет объема закачиваемого газа, поглотительной способности скважины, объема добычи до и после закачки газа в пласт и время до прорыва фронта газа соответственно.

10	Освобожденный объем	19423 м ³ /сут	
11	Пластовое давление	41,7 Мпа	
12	Стандартная температура	293 К	
13	Стандартное давление	0,1 Мпа	
14	Пластовая температура	382 К	
15			
16	Объем закачиваемого газа	9282837 м ³ /сут	
17			

Рисунок 2.1 Расчет объема закачиваемого в пласт газа

	A	B	C	D	E
1	Коэффициент пропорциональности	1345,5	м ³ /сут·Па		
2	Пластовое давление	41,7	МПа		
3	Забойное давление	31,12	МПа		
4					
5	Поглотительная способность скважины	1036621	м ³ /сут		
6					
7					
8					
9					
10					
11					

Рисунок 2.2 Расчет поглотительной способности скважины

	A	B	C	D
1	Средний дебит до закачки газа	629	т/сут	
2	Средний дебит после закачки газа	744	т/сут	
3	временной промежуток равный одному году	365	сут	
4	коэффициент эксплуатации фонтанных скважин	0.895		
5				
6				
7	Объем добычи до закачки газа	205478.6	т/год	
8	Объем добычи закачки газа	243046.2	т/год	
9				

Рисунок 2.3 Расчет объемов добычи до и после закачки газа в пласт

	A	B	C	D	E	F	G	H
1	Площадь	565000000						
2	Объем закачиваемого газа	989000						
3	Пористость	0.06						
4	Средняя газонасыщенность	0.65						
5	Средняя толщина	291.6						
6								
7								
8	Время до прорыва газа	6496.8716						
9								
10								
11								

Рисунок 2.4 Расчет времени до прорыва фронта газа

3.4 Моделирование закачки газа в программе Eclipse

Вытеснение нефти растворителями относится к тем методам повышения нефтеотдачи, в которых главная нефтедобывающая функция осуществляется благодаря экстрагированию, растворению, испарению, солубилизации, конденсации или какому-либо другому фазовому изменению, в котором участвует нефть. В этих методах задействованы другие, иногда очень важные механизмы нефтеотдачи (уменьшение вязкости, увеличение объема нефти вследствие обогащения ее газом, режим растворенного газа), но основным механизмом должно быть экстрагирование.

Экстрагирование нефти может осуществляться многими жидкостями: органическими спиртами, кетонами, очищенными углеводородами, сжиженным нефтяным газом, природным газом и сжиженным природным газом, двуокисью углерода, воздухом, азотом, отработавшим газом, топливным газом.

Большое количество остаточной нефти результат того, что в силу капиллярных давлений нефть остается удержанной в больших порах. Сила должна быть выше капиллярной, чтобы протолкнуть нефть. Вследствие чего нужно уменьшить межфазное натяжение путем смешивающегося вытеснения.

Процесс смешивающегося вытеснения экономически оценивается и сравнивается с конкурирующими способами добычи нефти. Подобный анализ определяет, как правило, окончательное решение.

Применение смешивающегося вытеснения, при котором отсутствует граница фаз между вытесняющим и вытесняемым флюидами. Обычно это закачка углеводородных газов, а также CO₂. Эффект смешивающегося вытеснения возникает при фильтрации двух или более компонентов в одной фазе. Также вязкость нефти уменьшается, обеспечивая более эффективное смешивающееся вытеснение.

При моделировании в Eclipse результат показал, что на данном этапе разработки закачиваемый газ смешивается при одноконтантном смешивающемся вытеснении. Это можно увидеть в Приложение Д.

Одноконтантное смешивающееся вытеснение в большинстве случаев может быть осуществлено либо при значительном содержании в нагнетаемом агенте промежуточных компонентов, либо при повышенных давлениях нагнетания. Это приводит к значительному удорожанию вытесняющего агента либо к повышенным расходам на его нагнетание. Для уменьшения затрат закачивается оторочка обогащенного газа либо смеси CO₂ с обогащенным

газом. В нашем случае мы закачиваем Сухой газ, метан в чистом виде и CO₂. Данные вы можете видеть в ниже следующих таблицах.

Таблица 2.9 Композиционные составы газов:

Компоненты	Z _i , %	GAS, %	CH ₄	CO ₂
CO ₂	2,35	1,05	0	100
C1	52,6	84,63	100	0
C2	9,3	8,81	0	0
C3	4,7	4,11	0	0
IC4	1,4505	1,4	0	0
NC4	2,64	0	0	0
IC5	1,19	0	0	0
NC5	0,0195	0	0	0
C6	13,25	0	0	0
C7+	12,5	0	0	0

T=382,4 К

P_{пл}=811,8 bar

P_{нас}=252,6 bar

4 Экономическая часть

4.1 Техничко-экономические показатели разработки месторождения Тенгиз

В этом разделе описывается экономическая часть проекта опытно-промышленной эксплуатации месторождения Тенгиз в части определения доходной части и прямых затрат на операционные и капитальные расходы, а также налогов и отчислений в специальные и другие фонды подлежащих вычету при налогообложении прибыли. Расчет производился в соответствии с параметрами бизнес-плана СП «ТШО» и охватывает четырехлетний период. Начальным годом строительства опытно-промышленной эксплуатации и добычи нефти принят 2006г.

В таблице 3.1 приведены данные по объемам поставок нефти СП «ТШО» различными видами транспорта в страны СНГ и в государства дальнего зарубежья.

Таблица 3.1 - Объемы поставок нефти различным потребителям по видам транспорта в период с 2006 по 2009 гг., млн. т

Наименование Транспорта	2006 г.	2007 г.	2008 г.	2009 г.	2006 - 2009 гг.
Железнодорожный	3	4	5	8	20
Трубопроводный (в ближнее зарубежье)	2	3	4	1	10
Трубопроводный (в дальнее зарубежье)	5	6	7	9	27
Итого	10	13	16	18	57

Предполагается, что попутный газ, добываемый на месторождении, используется частично для собственных нужд предприятия, а остаток, в рассматриваемый нами период, сжигается на факелах. В перспективе рекомендуется разработать и реализовать проект обратной закачки сжиженного нефтяного газа и предотвращения неэкономичного сбрасывания газа на факел.

Требуемые объемы финансирования капитальных вложений и эксплуатационных расходов на месторождении полностью осуществляются СП «ТШО». Прогнозные расчеты основных экономических параметров произведены в целом, без раздела продукции между СП «ТШО» и Правительством Республики Казахстан.

Капитальные вложения

В объемах капитальных вложений учитывались следующие затраты:

- на бурение 21 новой эксплуатационной скважины;
- обустройство устьев скважин;
- закупку внутрискважинного оборудования;
- выкидные линии;
- углубление 9 скважин до их проектной глубины;
- расконсервацию 9 скважин;
- проведение 30 капитальных ремонтов;
- целевой ремонт скважин в не полностью разработанных зонах промысла;
- реконструкцию завода по подготовке нефти с увеличением мощности до 8,5 млн. т (1998-1999 гг.);
- расширение заводских мощностей - завершение строительства завода второго поколения и строительство 5-й нитки завода с доведением мощности подготовки до 11 млн. т. (2000-2001 гг.);
- на объекты инфраструктуры;
- объекты по транспортировке нефти;
- реконструкцию существующих объектов;
- на капитализированные геологоразведочные работы.

Реконструкция завода включала в себя работы по устранению производственных факторов, сдерживающих увеличение мощности КТЛ-1 и КТЛ-2 до уровня 8,5 млн. т в год. Намечалось произвести замену или модернизацию различных аппаратов, обменников, насосов, инженерных коммуникаций.

Обеспечение работы и модернизация объектов инфраструктуры включали в себя объединение складов служб материального обеспечения и питания, восстановление железнодорожной ветки, центра отдыха, ремонт столовых, усовершенствование сетей промбазы, расширение больницы и приобретение автотранспорта.

Информация и связь - усовершенствование систем радиосвязи, телефонной связи, компьютерного и программного обеспечения.

Транспортировка нефти - фонды на расширение экспортных возможностей, в том числе расходы на трубопровод Атырау-Самара и портовые сооружения в г. Актау.

Геологоразведочные работы - новые сейсмические исследования.

Эксплуатационные расходы и расчетные амортизационные отчисления

Эксплуатационные расходы на период 2006-2009 гг. приведены в таблице 3.2

В доходной части производится расчет валового дохода предприятия от продажи нефти без учета оплаты акциза за сырую нефть, так как весь объем извлеченной нефти экспортировался.

Кроме того, учитываются ожидаемые доходы от продажи гранулированной серы, которая будет поставляться в СНГ. Для этого планируется ввести в строй установку по гранулированию серы.

А также предполагается продажа кондиционных пропана и бутана в Казахстане, СНГ и Европе.

Таблица 3.2 - Эксплуатационные расходы, млн. долл. США

Наименование позиции	2006 г.	2007 г.	2008 г.	2009 г.	2006 – 2009 гг.
Производство	125	133	135	139	532
Проекты (Завод Второго поколения, Новая система сбора, Закачка Газа)	300	284	152	113	849
Трудовые ресурсы	11	13	9	9	42
Маркетинг	7	7	6	7	27
Связь с правительством и общественностью	2	3	4	3	12
Другие	11	11	7	7	36
Всего	456	451	313	278	1498

В таблице 3.3 приведены расчетные амортизационные отчисления СП «ТШО» в 2006-2009 г. (в соответствии с бизнес-планом).

Таблица 3.3 - Расчетные амортизационные отчисления СП «ТШО» в 2006-2009 гг.

Наименование показателя	2006 г.	2007 г.	2008 г.	2009 г.
Амортизационные отчисления, млн. долл. США	118.9	123.7	181.9	185.8

Налоги и отчисления

Расчет налогов и отчислений в бюджет проводится в соответствии с действующей законодательной системой налогообложения в Республике Казахстан.

При расчетах учитываются следующие налоги и неналоговые платежи:

– налог на добавленную стоимость и акцизы – отчисления не предусматривались, так как экспортная продукция освобождается от налогообложения согласно договоренности между правительством РК и компанией ТШО

- налог на прибыль - 30 % от суммы налогооблагаемой прибыли;
- налог на дивиденды - 15% от суммы дивидендов;
- социальное страхование, медицинское страхование, пенсионный фонд и фонд содействия занятости - по ставке 32 % от фонда оплаты труда;
- налог на имущество - 0,1% от стоимости производственных и непромышленных фондов юридического лица;
- земельный налог - по ставке 95 долларов за 1 га земли;
- отчисления в дорожный фонд - 0,5 % от объема реализованной

продукции в стоимостном выражении;

– роялти-8 % от объема реализованной продукции в стоимостном выражении.

В прямых затратах, подлежащих вычету при налогообложении, учитываются затраты на материалы, оборудование используемые при эксплуатации месторождения; подготовку нефти; электроэнергию; транспорт материалов, оборудования и др., используемый при эксплуатации; амортизацию, ремонт и профилактику основных средств; оплату труда работников; обучение персонала и социальную сферу; контроль состояния окружающей среды; оплату выбросов загрязняющих веществ в атмосферу (в соответствии с лимитами выбросов загрязняющих веществ в атмосферу и нормативов платы за выбросы) и прочие.

4.2 Расчет экономической эффективности

Для определения эффективности от закачки газа в пласт определяем прирост добычи после проведения работ по поддержанию пластового давления за определенный промежуток времени. Рассмотрим промежуток времени в один год $T_3 = 1$ год. За один год в среднем дебит скважины составлял $q_1=629$ т/сут, а после закачки газа в пласт - $q_2=744$ т/сут. Коэффициент эксплуатации фонтанных скважин равно $K_3 = 0,895$.

Объем добычи до проведения мероприятий по закачке газа в пласт за один год будет равно:

$$Q_1=q_1 \cdot T_3 \cdot K_3=629 \cdot 365 \cdot 0,895=205478,5\text{т/год}; \quad (3.1)$$

Объем добычи после работ за один год будет равно:

$$Q_2=q_2 \cdot T_3 \cdot K_3=744 \cdot 365 \cdot 0,895=243046,2\text{т/год}. \quad (3.2)$$

Прирост добычи за один год составит:

$$\Delta Q=Q_2-Q_1; \quad (3.3)$$

$$\Delta Q = 243046,2-205478,5= 37567,7 \text{ т/год}.$$

Определение эксплуатационных расходов до проведения мероприятия.

При внедрении новых технологии или техники на действующих предприятиях не обязательно вести учет всех капитальных вложений, можно только рассчитать расходы на покупку соответствующей техники, монтаж оборудования и ее совершенствование. При расчете экономической эффективности в качестве исходных данных используются данные о текущих и основных затрат.

К текущим относятся расходы, связанные с производством и реализацией продукции в течении определенного периода.

К основным затратам относятся материальные затраты, затраты на оплату труда, социальные нужды, амортизационные отчисления и прочие затраты.

Материальные затраты – это затраты на приобретение: сырья, основных и вспомогательных материалов, используемых в производственном процессе; запасных частей, комплектующих изделий, тары; топлива, воды и энергии всех видов, используемых на производственные нужды и отопление; работ и услуг производственного характера, выполняемых сторонними организациями или индивидуальными предпринимателями; на содержание и эксплуатацию природоохранных сооружений.

Затраты на оплату труда – относятся: суммы, начисленные по тарифным сеткам, должностным окладам, сдельным расценкам или в процентах от выручки от реализации продукции (работ, услуг); премии на производственные результаты, надбавки к тарифным ставкам и окладам за профессиональное мастерство; начисления стимулирующего или компенсирующего характера; надбавки по районным коэффициентам; суммы платежей (взносов) работодателей по договорам обязательного и добровольного страхования на длительный срок (не менее 55 лет) и личного медицинского страхования на срок не менее года.

Социальные нужды определяются суммой единого социального налога по установленным законодательством нормам.

Амортизационные отчисления определяются исходя из балансовой стоимости основных производственных фондов и нематериальных активов и утвержденных в установленном порядке норм амортизации, учитывая ускоренную амортизацию их активной части.

Прочие затраты включают: налоги, сборы, отчисления; платежи по обязательному и добровольному страхованию имущества; расходы по обслуживанию объектов жилищной и коммунальной сферы; расходы по маркетингу; оплата услуг связи, банков, юридических и аудиторских фирм, сторожевой и пожарной охраны, авиационных услуг; плата за аренду помещения и основных производственных фондов; уплата процентов за банковский кредит; затраты на гарантийный ремонт и обслуживание; командировочные расходы; расходы по подготовке и переподготовке кадров; ремонтный фонд.

Все затраты, связанные с производством продукции группируются по видам расходов, т.е. по статьям и элементам затрат. Под экономическим элементом затрат понимается первичный однородный вид затрат на производство продукции, который на предприятии невозможно разложить на составные части. Подразделение затрат по статьям калькуляции используется для аналитического учета производства и калькулирования себестоимости. Такое подразделение осуществляется по роли затрат в производственном процессе и предполагает их группировку на две части: основные

производственные затраты и расходы на обслуживание производства и управление им.

Для произведения расчетов по статьям калькуляции основные показатели приведены в таблице 3.4.

Таблица 3.4 - Основные показатели для произведения расчетов

Наименование	Объем
Удельный расход электроэнергии на 1 т добытого сырья, кВтч/т	56
Удельный расход электроэнергии на закачку 1 м ³ газа, кВтч/м ³	2,5
Стоимость электроэнергии, тг/кВт*час	4,51
Количество рабочих на единицу скважины действующего фонда, раб/скв.	2
Зарплата одного работника ППП, тг/раб в год	4558400
Социальное страхование, пенсионный фонд и т.д., % от ФОТ	31
Затраты на сбор, подготовку и транспортировку 1 т добытого сырья, тг/т	11287,96
Норма амортизации основных производственных фондов (ОПФ), % от ОПФ	6,7
Текущие ремонтные работы, % от ОПФ	1,2
Общие производственные затраты, % от суммы прямых и косвенных затрат	21
Внепроизводственные затраты, % от себестоимости	1

Годовой расход на электроэнергию на добычу рассчитан из расчета необходимого количества электроэнергии на производство 1 т сырья. Затраты на электроэнергию до закачки газа составляет:

$$Z_3 = Q_1 \cdot P_3 \cdot Ц_3 \quad (3.4)$$

Где Q_1 – объемы добытого сырья в течении года до закачки, т;

P_3 - количество энергии на производство 1 т сырья, кВт·час/т

$Ц_3$ – стоимость электроэнергии, тг/кВт·час;

$$Z_3 = 205478,5 \cdot 56 \cdot 4,51 = 51895649,96 \text{ тг.}$$

Фонд оплаты труда определяем по следующей формуле:

$$Z_{\text{пт}} = N_{\text{ч}} \cdot S_{3/\text{п}} \cdot \Phi_{\text{скв}} \quad (3.5)$$

Где $N_{\text{ч}}$ - количество рабочих на единицу скважины действующего фонда, раб/скв;

$S_{3/\text{п}}$ – среднегодовая зарплата рабочего, тг.

$\Phi_{\text{скв}}$ – количество скважин действующего фонда.

$$Z_{\text{шт}} = 2 \cdot 4558400 \cdot 1 = 9116800 \text{ тг.}$$

Отчисления на социальные нужды составляют 31% от ФОТ.

$$Z_{\text{ор}} = Z_{\text{шт}} \cdot 0,31 \quad (3.6)$$

$$Z_{\text{ор}} = 9116800 \cdot 0,31 = 2836208 \text{ тг.}$$

Амортизационные отчисления определяются исходя из балансовой стоимости основных производственных фондов и нематериальных активов и утвержденных в установленном порядке норм амортизации, учитывая ускоренную амортизацию их активной части.

В данном случае амортизационные отчисления определяются из начальной стоимости одной скважины:

$$A_{\text{г}} = (C_{\text{п}} \cdot N_{\text{а}}) / 100 \% \quad (3.7)$$

Где $C_{\text{п}}$ – начальная стоимость скважины, тг.

$N_{\text{а}}$ – норма амортизации, %

$$A_{\text{г}} = 33089840 \cdot 6,7 / 100 = 2217019,28 \text{ тг.}$$

Затраты на сбор, подготовку и транспортировку сырья определяются по следующей формуле:

$$Z_{\text{стп}} = Z_{\text{уд}} \cdot Q_1, \quad (3.8)$$

Где $Z_{\text{уд}}$ - затраты на сбор, подготовку и транспортировку 1 т сырья, тг/т;

$$Z_{\text{стп}} = 11287,96 \cdot 205478,5 = 2319433088,86 \text{ тг.}$$

Затраты на содержание и эксплуатацию оборудования включают в себя текущие и капитальные ремонты наземного и подземного оборудования скважин, амортизационные отчисления и т.д. Затраты на текущие и капитальные ремонты скважин включают в себя также дополнительные расходы (выплаты, аренда транспортных средств и т.д.).

Затраты по этой статье расходов будем рассчитывать как 1,2% от начальной стоимости скважины:

$$Z_{\text{т.р}} = 1,2\% \cdot C / 100\% \quad (3.9)$$

$$Z_{т.р} = 1,2 \cdot 33089840/100 = 397078,08 \text{ тг}$$

Общие производственные затраты включают в себя затраты на управление и организацию производства и составляют 21% от суммы прямых и косвенных затрат:

$$Z_{оопр} = 21\% \cdot (Z_э + Z_{птп} + Z_{ор} + A_r + Z_{стп} + Z_{тр})/100\% \quad (3.10)$$

$$Z_{оопр} = 21 \cdot (51895649,96 + 9116800 + 2836208 + 2217019,28 + 2319433088,86 + 397078,08)/100 = 501038127,2778 \text{ тг.}$$

Внепроизводственные затраты связаны с реализацией продукции потребителям:

$$Z_{вп} = 1 \cdot 2886933971,4578/100 = 28869339,714578 \text{ тг}$$

По итогам расчетов составляем таблицу 3.5, где указаны все затраты по статьям калькуляции для одной скважины до закачки, а также рассчитываем себестоимость 1 т сырья до закачки газа.

$$C_1 = Z_r/Q_1 \quad (3.11)$$

Где Z_r – итоговая годовая сумма по статьям калькуляции, тг.

$$C_1 = 2915803311,172378/205478,5 = 14190,3 \text{ тг/т}$$

В результате до закачки газа себестоимость 1 т сырья в годовом исчислении составляет 14190,3 тг/т

Таблица 3.5 - Затраты по статьям калькуляции для одной скважины до закачки

Статьи калькуляции	Сумма, тг
Электроэнергия	51895649,96
ФОТ	9116800
Социальные отчисления (31 %)	2836208
Статьи калькуляции	Сумма, тг
Амортизация скважины	2217019,28
Сбор, подготовка и транспортировка сырья	2319433088,86
Текущий ремонт	397078,08
Общие производственные затраты	501038127,2778

Внепроизводственные затраты	28869339,714578
ИТОГ	2915803311,172378

Определение эксплуатационных расходов после закачки газа.

Эксплуатационные расходы после закачки включает затраты на работы по закачке газа в пласт, а также расходы на добычу дополнительных объемов сырья.

В состав затрат связанных с закачкой газа, включаются расходы по подготовительно-заключительным работам по скважине и расходы по проведению соответствующих работ.

Эксплуатационные затраты по закачке газа в пласт можно выразить следующей формулой:

$$Z_I = Z_{\text{отб}} + Z_{\text{трансп}} + A_M, \quad (3.12)$$

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

$Z_{\text{трансп}}$ - транспортные расходы;

A_M - амортизационные отчисления ОПФ.

Затраты по оплате труда включают оплату труда бригад подземного ремонта скважин, оплату труда бригад по строительству трубопроводов, оплату труда бригад по установке компрессоров.

Расчет оплаты труда бригад по проведению мероприятия представлен в таблице 3.6.

Таблица 3.6 - Расчет оплаты труда брига по проведению мероприятий

Наименование бригады	Стоимость часа работы, тг/час	Норма времени, час	Стоимость работ, тг
Бригады по подземному ремонту скважин	25 341	37	937 617
Бригада по строительству трубопроводов	8 541	29	247 689
Бригада по установке компрессоров	4 502	5	22 510
Итого			1 207 816

Затраты на транспорт включают в себя транспортные расходы по доставке компрессоров и труб. Расчеты сведены в таблицу 3.7.

Таблица 3.7 - Расчет транспортных расходов

Наименование	Стоимость 1 км, тг/км	Расстояние от базы до скважины, км	Всего, тг
Доставка компрессоров	425,2	20	8 504

Доставка труб для строительства трубопроводов	425,2	20	8 504
Итого			17 008

Амортизационные отчисления - отчисления производственных фондов, задействованных в проведении мероприятия. Расчеты амортизационных отчислений приведены в таблице 3.8.

Таблица 3.8 - Расчет амортизации ОПФ

Наименование объекта	Балансовая стоимость, тг	Годовая норма амортизации, %	Амортизационные отчисления, тг
Компрессорная станция	4 150 100	8,3	344 458
Трубопроводы	2 500 000	6,7	167 500
Итого			511 958

По результатам расчетов приведенных в таблицах определим затраты на проведение мероприятия по формуле:

$$Z_1 = 1\,207\,816 + 17\,008 + 511\,958 = 1\,736\,782 \text{ тг.}$$

После проведения работ мы получаем дополнительный объем сырья. Расходы на добычу дополнительных объемов сырья состоят из затрат на сбор, подготовку и транспортировку, а также затрат на проведение мероприятия.

Расходы на электроэнергию:

$$Z_3 = 243046,2 \cdot 56 \cdot 4,51 = 61383748,272 \text{ тг.}$$

Расходы по искусственному воздействию на пласт включают в себя затраты на закачку газа.

$$Z_{зг} = N_{рв} \cdot \mathcal{E}_н \cdot \mathcal{C}_э \cdot Q_1 \quad (3.13)$$

Где $N_{рв}$ - норма расхода газа на 1т добываемого сырья, м³/т

$\mathcal{E}_н$ – норма расхода электроэнергии на закачку 1 м³ газа, кВт*ч/м³

$$Z_{зг} = 2,6 \cdot 2,5 \cdot 4,51 \cdot 243046,2 = 7124899,353 \text{ тг/скв.}$$

Затраты на сбор, подготовку и транспортировку дополнительных объемов сырья:

$$Z_{стп} = 243046,2 \cdot 11287,96 = 2543495783,752 \text{ тг.}$$

Амортизационные и социальные отчисления относятся к постоянным затратам и после данных работ их значения не меняются.

Общие производственные затраты:

$$Z_{\text{опр}} = 21 \cdot (61383748,272 + 9116800 + 2836208 + 2217019,28 + 2543495783,752 + 397078,08 + 7124899,353) / 100 = 551580022,71477 \text{ тг.}$$

Внепроизводственные затраты:

$$Z_{\text{вн}} = 1 \cdot 3220151559,45177 / 100 = 32201515,5945177 \text{ тг}$$

По итогам расчетов составляем таблицу 4.6, где указаны все затраты по статьям калькуляции для одной скважины после проведения мероприятия, а также рассчитываем себестоимость 1 т сырья после закачки газа в пласт.

$$C_2 = Z_r / Q_2 \quad (3.14)$$

Где Z_r – итоговая годовая сумма по статьям калькуляции, тг.

$$C_2 = 3254353075,046288 / 243046,2 = 13389,9 \text{ тг/т}$$

В результате себестоимость 1 сырья в годовом исчислении составило 14212,7 тг/т

Таблица 3.9 - Затраты по статьям калькуляции для одной скважины после проведения мероприятия

Статьи калькуляции	Сумма, тг
Электроэнергия	61383748,272
Затраты на проведение работ по ППД	8861681,353
ФОТ	9116800
Социальные отчисления (31 %)	2836208
Амортизация скважины	2217019,28
Сбор, подготовка и транспортировка конденсата	2543495783,752
Текущий ремонт	397078,08
Общие производственные затраты	551580022,71477
Внепроизводственные затраты	32201515,5945177
ИТОГ	3254353075,046288

Определение экономического эффекта проведенных работ.

На основании результатов по статьям калькуляции до и после проведения мероприятий составляем таблицу 3.10 для сравнения основных технико-экономических показателей.

$$\mathcal{E}_{\text{год}} = (C_1 - C_2) \cdot N \quad (3.14)$$

Где N – прирост добычи сырья за один год, т/год

$$\mathcal{E}_{\text{год}} = (14190,3 - 13389,9) \cdot 37557,7 = +30061183,08 \text{ тг}$$

После проведения работ экономический эффект для одной скважины составил +30061183,08 тг.

Таблица 3.10 - Сравнение основных технико-экономических показателей

Статьи и расходы	До проведения работ	После проведения работ	Изменение расходов
Затраты на электроэнергию, тг	51895649,96	61383748,272	+9488098,312
Статьи и расходы	До проведения работ	После проведения работ	Изменение расходов
Затраты на проведение работ по ППД, тг	—	8861681,353	+8861681,353
ФОТ, тг	9116800	9116800	—
Социальные отчисления (21 %), тг	2836208	2836208	—
Амортизация скважин, тг	2217019,28	2217019,28	—
Сбор, подготовка и транспортировка сырья, тг	2319433088,86	2543495783,752	+424062694,892
Текущий ремонт, тг	397078,08	397078,08	—
Общие производственные затраты, тг	501038127,2778	551580022,71477	+92541895,43697
Внепроизводственные затраты, тг	28869339,714578	32201515,5945177	+5332175,8799
Итого, тг	2915803311,172378	3254353075,046288	+538549763,87
Добыча сырья, т	205478,5	243046,2	+37557,7
Себестоимость сырья, тг	14190,3	13389,9	-800,4
Экономический эффект, тг			+ 30061183,08

Вывод: Экономическая эффективность от применения ЗСГ зависит от объёма дополнительно добываемой скважинной продукции в результате применения закачки газа. Наблюдается абсолютная рентабельность проведения ЗСГ в добывающих скважинах с целью интенсификации добычи нефти. Данный факт, в свою очередь доказывает экономическую эффективность применения ЗСГ в условиях месторождения Тенгиз на основании результатов калькуляции составил для одной скважины + 30061183,08, тг.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Месторождение Тенгиз Республики Казахстан имеет исключительно сложное геолого-физическое строение. Тем не менее, результаты многолетней опытно-промышленной эксплуатации месторождения и очень большой комплекс исследовательских работ, выполненный ТШО, позволяют наметить в настоящее время пути наиболее эффективного освоения этого одного из крупнейших месторождений мира.

Месторождение продолжает разрабатываться на естественном упруго-замкнутом режиме при непрерывном снижении пластового давления. Компьютерное моделирование показало, что к моменту снижения пластового давления до давления насыщения, коэффициент извлечения нефти может достигнуть 18,9 % относительно балансовых запасов 1-го и 2-го объектов. Снижение пластового давления ниже давления насыщения позволит увеличить эту цифру до 27,9 %, что является пределом для этого варианта разработки.

С целью увеличения полноты выработки запасов нефти из недр необходима закачка в пласт тех или иных рабочих агентов. Практически возможна закачка газа. Данный метод был рассмотрен в настоящей работе.

Закачка газа в пласт возможна только в пределах платформы 1-го объекта. В трещиноватой зоне закачка газа заведомо неэффективна в связи с быстрым прорывом закачиваемого газа в добывающие скважины по трещинам.

Закачка газа в пределах платформы будет осуществляться в режиме смешивающего вытеснения, т.е. в наиболее благоприятных условиях, когда коэффициент вытеснения нефти газом будет близок к единице. Важное значение имеет и то обстоятельство, что при этом частично решается проблема утилизации добываемого газа с высоким содержанием сероводорода.

При сохраняющемся АВПД закачка газа во 2-й объект в обозримом будущем невозможна. Поэтому на практике этот метод воздействия на пласт охватит лишь небольшую долю запасов нефти, расположенных в платформенной части 1-го объекта.

Особенно большие потенциальные возможности имеет вариант заводнения с перемещением ВНК снизу-вверх и с многократным переносом интервалов отбора нефти и интервалов закачки воды (вариант 4). В принципе он может обеспечить длительную добычу безводной нефти и достижение запланированного коэффициента извлечения нефти на 1-му объекту разработки.

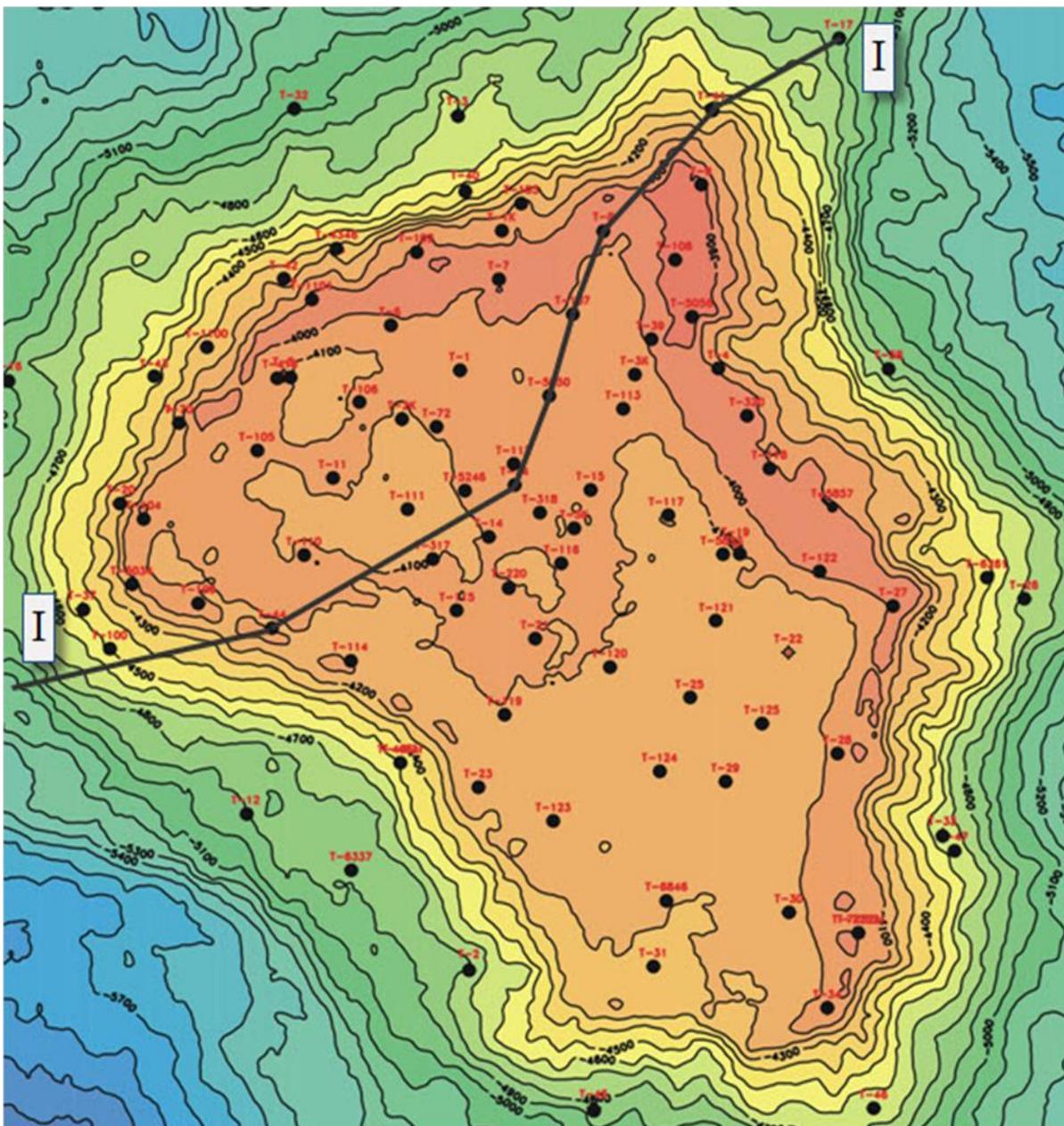
Все рассмотренные варианты разработки с воздействием на пласт обеспечивают близкие значения коэффициентов извлечения нефти и близкие значения величины накопленного дисконтированного потока наличности, зачастую отличие укладывается в пределы точности наших расчетов. Это в значительной степени затрудняет выбор наиболее рационального варианта разработки месторождения. В связи с этим приходится при выработке рекомендаций привлекать соображения технологического и экономического порядка.

Среди рассмотренных альтернативных вариантов разработки наиболее привлекательным выглядит вариант закачки газа. Он имеет наивысшее значение накопленного дисконтированного потока наличности. Он требует меньших капитальных вложений, чем варианты с закачкой воды, меньших эксплуатационных затрат, себестоимость добычи нефти по нему значительно ниже.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

- 1 Авторский надзор за технологической схемой разработки месторождения Тенгиз НИПИнефтегаз, г. Актау, 2007 г.
- 2 Бойко Р.Н. «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений», Москва, Недра, 1989 г.
- 3 «Единые правила разработки нефтяных и газовых месторождений РК», утв. 18.06.96.№746.
- 4 Лысенко В. Д. «Разработка нефтяных месторождений». Теория и практика. М, Недра, 1996 г.
- 5 Закиров С. Н., Разработка газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений.-М.:Струна, 2005 – С. 25-63.
- 6 Щуров В. И. «Техника и технология добычи нефти», Москва, Недра, 1983г.
- 7 Акульшин П. Т. «Эксплуатация нефтяных и газовых скважин», Москва, Недра, 1971г.
- 8 «Коррозия в нефтяной промышленности», США, Техас, Налко, 2004 г.
- 9 Технологическая схема УКПГ-3. U-0301/PRO-08/НН-09-0001-001.
- 10 Амиров А. Д., Овнатанов С. Т., Яшин А. С. «Капитальный ремонт нефтяных и газовых скважин», М., Недра, 1975 г.
- 11 Мирзаджанзаде А.Х. Кузнецов О.Л., Басниев К.С. основы технологии добычи газа. М.: ОАО «Недра» 2003 г.
- 12 Научно-технический журнал «Технологии ТЭК», Индустрия – издательская группа.
- 13 «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности РК», утв.17.11.94.№31.
- 14 ГОСТ 17.2.3.01-77 «Правила контроля качества воздуха».
- 15 Закон РК «Об экологической экспертизе».
- 16 РД 39-0147103-365-86 «Инструкция по рекультивации земель».
- 17 Желтов Ю.П. Разработка нефтяных месторождений. М. Недра, 1985г.
- 18 Айткулов А.У. Повышение эффективности процесса регулирования разработки нефтяных месторождений. М. ОАО ВНИИОЭНГ. 2000г.
- 19 Бренц А.Д. Организация, планирование и управление предприятиями нефтяной и газовой промышленности. М. Недра, 1984г.
- 20 Тайкулаков Г.С. Экономическая эффективность внедрения новой техники и технологических процессов. КазНТУ им. К.И.Сатпаева, 2000 г.
- 21 Сулейманов М. М. Охрана труда в нефтяной промышленности. М. Недра, 1980г.

Приложение А
Масштаб 1:200000



Условные обозначения:

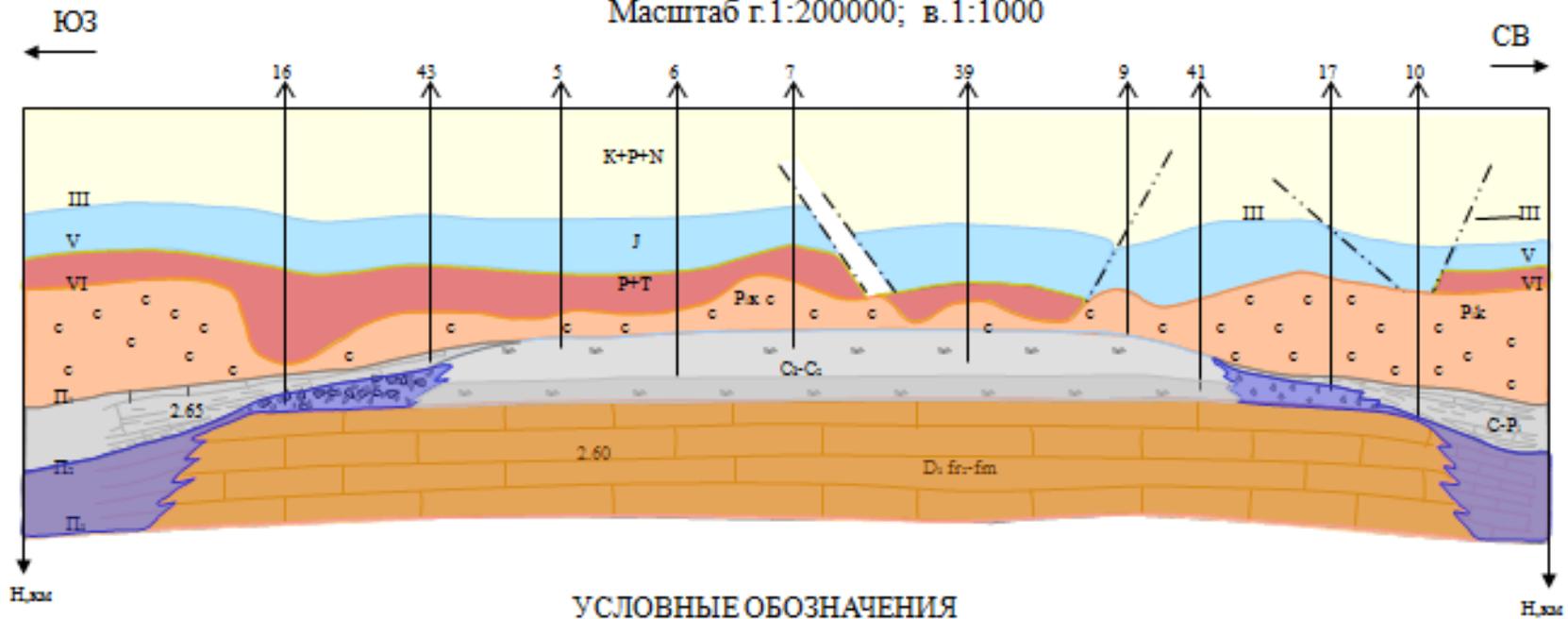
-  - Платформа
-  - Борт
-  - Склон
-  - Основание

Рисунок А Структурная карта

Приложение Б

по линии I-I

Масштаб г. 1:200000; в. 1:1000



УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

ОБЗОРНАЯ КАРТА



1	[K+P+N]	Структурные горизонты	6	[Symbol]	Конгломераты
2	[Symbol]	Соль	7	[Symbol]	Фациальные замещения
3	[Symbol]	Девонские отложения	8	[Symbol]	Геологические границы
4	[Symbol]	Борговая часть	9	[Symbol]	Тектонические разломы
5	[Symbol]	Каменистоугольные отложения			

Рисунок Б Геологический профиль

Приложение В

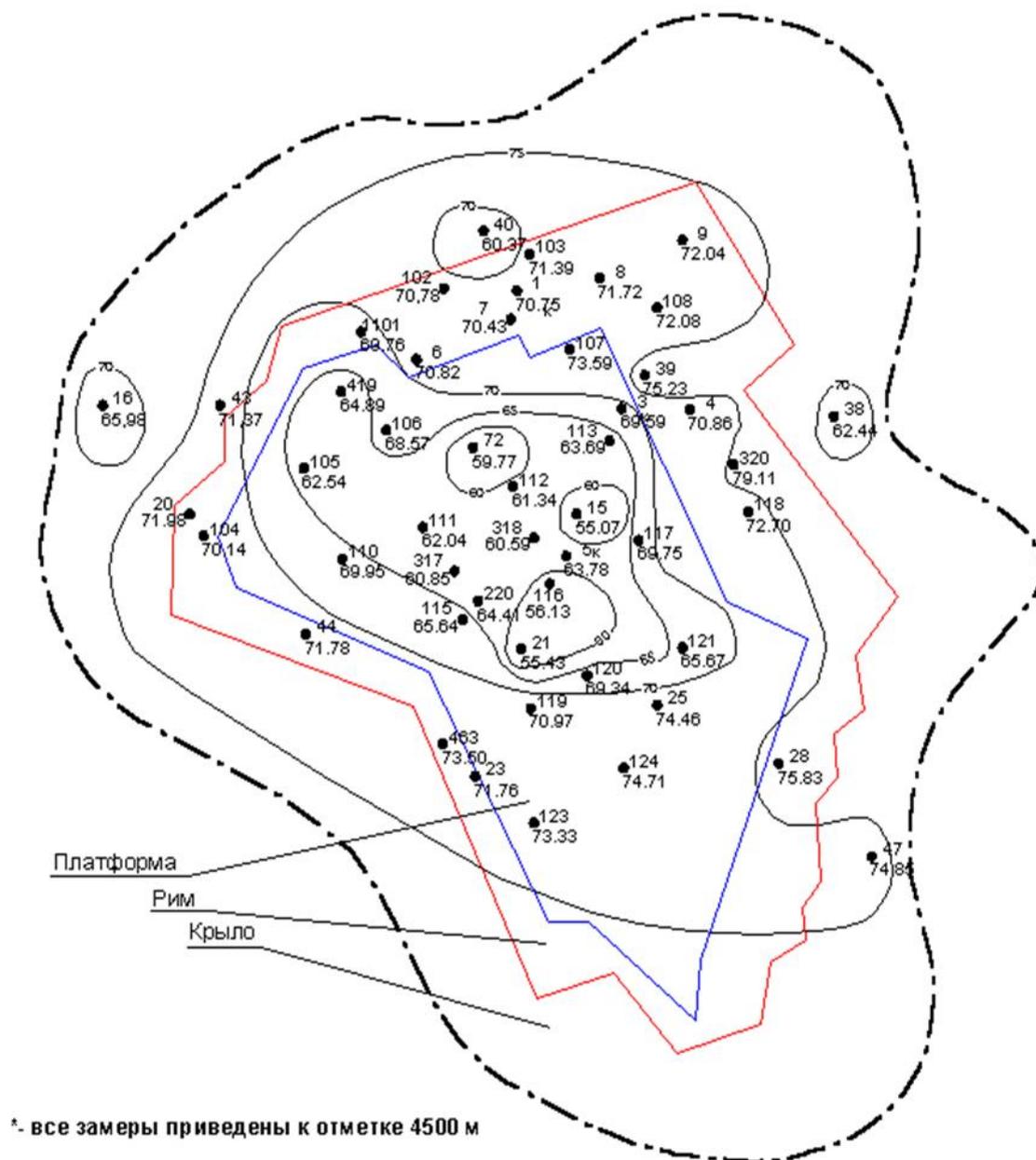


Рисунок В Карта изобар

Приложение Г

Масштаб 1:50000

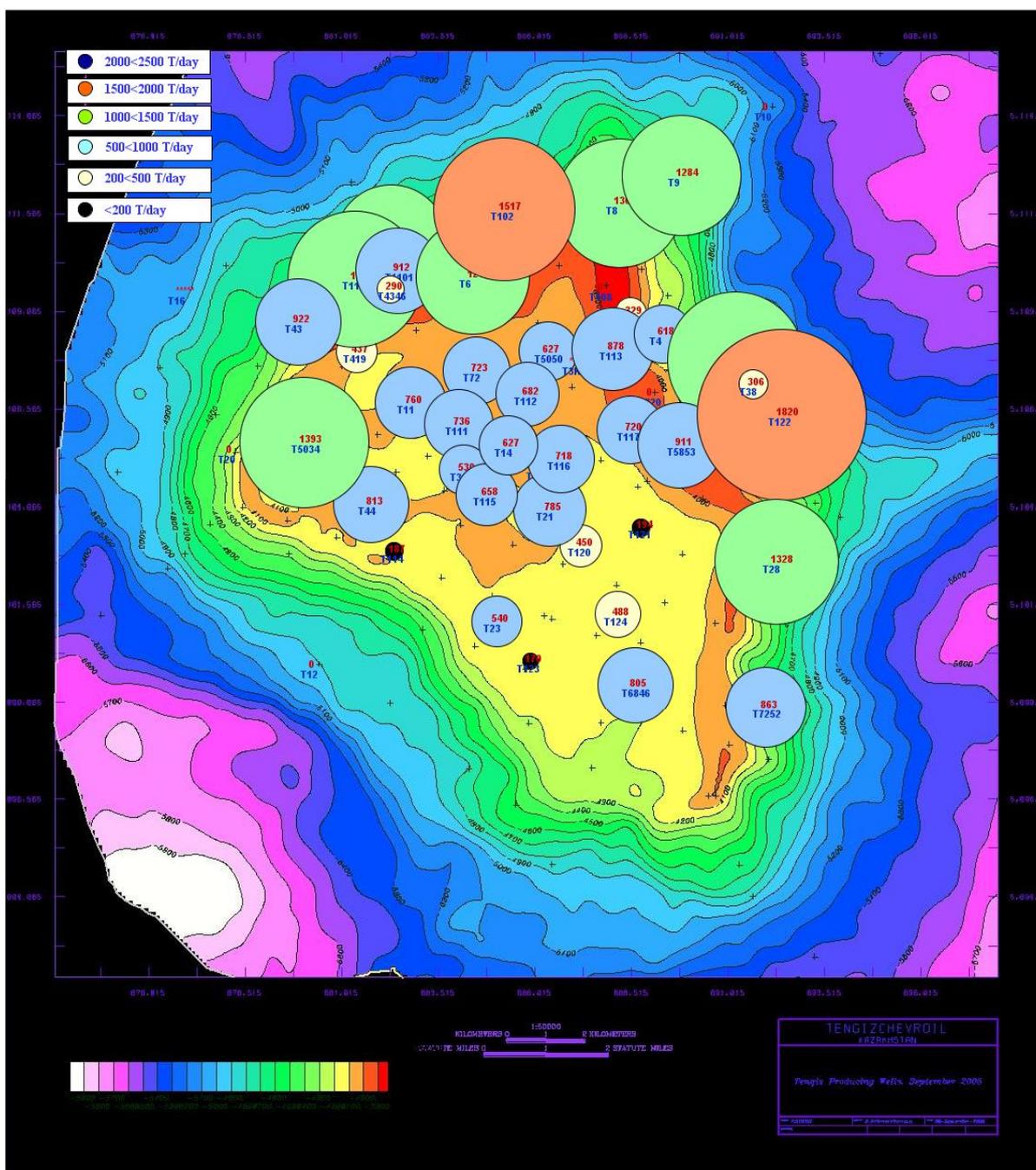


Рисунок Г Карта суточных отборов по месторождению Тенгиз на 27.09.2009 г.

Приложение Д

Ternary plot for ZI

