

## Отчет подобия



Университет:	Satbayev University
Название:	Технологические варианты разработки месторождения Тенгиз. Ореховский А - Alexandr Logvinenko.doc
Автор:	Ореховский А.
Координатор:	Александр Логвиненко
Дата отчета:	2019-04-26 09:44:05
Коэффициент подобия № 1: ?	<b>14,8%</b>
Коэффициент подобия № 2: ?	<b>7,1%</b>
Длина фразы для коэффициента подобия № 2: ?	<b>25</b>
Количество слов:	5 908
Число знаков:	43 519
Адреса пропущенные при проверке:	
Количество завершенных проверок: ?	2

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Казахский национальный исследовательский технический университет им. К.И.  
Сатпаева

Институт геологии и нефтегазового дела им. К.Турысова

Кафедра «Нефтяная инженерия»

Ореховский Александр Александрович

На тему Технологические варианты разработки месторождения Тенгиз.

5В070800 – Нефтегазовое дело

Алматы 2019

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Казахский национальный исследовательский технический университет им. К.И.  
Сатпаева

Институт геологии и нефтегазового дела им. К.Турысова

Кафедра «Нефтяная инженерия»

**ДОПУЩЕН К ЗАЩИТЕ**

Зав. кафедрой НИ

 М.К.СЫЗДЫКОВ  
« 07 » 05 2019г.

**ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА**

к дипломному проекту

На тему Технологические варианты разработки месторождения Тенгиз.

5B070800 – Нефтегазовое дело

Выполнил: Ореховский Александр Александрович

Рецензент

Научный руководитель

\_\_\_\_\_ (ученая степень, звание)

Логвиненко А.В.

\_\_\_\_\_ Ф.И.О

\_\_\_\_\_ (подпись)

 (подпись)

«    » \_\_\_\_\_ 2019 г.

« 07 » \_\_\_\_\_ 2019 г.

Алматы 2019

## ОТЗЫВ НАУЧНОГО РУКОВОДИТЕЛЯ

на дипломный проект

Ореховского Александра Александровича

по специальности 5В070800 – Нефтегазовое дело

Тема: Технологические варианты разработки месторождения Тенгиз

В дипломном проекте рассматривается актуальный вопрос выбора и обоснования метода воздействия на пласт в условиях месторождения Тенгиз. Подробно рассмотрено и изучено влияние технологии закачки воды сверху вниз и обратной закачки сырого газа на процесс вытеснения нефти. Выявлены и сравнены недостатки и преимущества обеих технологий.

Также в дипломном проекте проведен технико-экономический анализ вариантов разработки месторождения Тенгиз. Сравнены капитальные вложения и дальнейшая экономическая эффективность от применения предлагаемых вариантов разработки месторождения Тенгиз.

В дипломном проекте выполнен расчет подбора оборудования и обоснование технологического режима эксплуатации скважины при выбранном варианте разработки.

При выполнении дипломного проекта Ореховский Александр проявил самостоятельность и инициативу, показала достаточный уровень теоретических знаний, аналитических способностей и практических расчетов.

Дипломный проект выполнен в соответствии с требованиями, предъявляемыми к дипломным проектам и рекомендуется к защите на получение степени «бакалавр» по специальности 5В070800 – Нефтегазовое дело.

Научный руководитель  
Сеньор-лектор Логвиненко А.В.

«01» Май 2019 г.

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Казахский национальный исследовательский технический университет им. К.И.  
Сатпаева

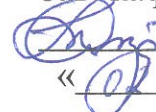
Институт геологии и нефтегазового дела им. К.Турысова

Кафедра «Нефтяная инженерия»

5В070800 – «Нефтегазовое дело»

«УТВЕРЖДАЮ»

Зав. кафедрой НИ

 М.К.Сыздыков

« 02 » 05 2019г.

**ЗАДАНИЕ**

на выполнение дипломного проекта

Обучающемуся Ореховскому Александру Александровичу

Тема Технологические варианты разработки месторождения Тенгиз

Утверждена приказом ректора университета № \_\_\_\_\_ от « \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2019 г.

Срок сдачи законченного проекта « \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2019 г.

Исходные данные к дипломному проекту (работе): материалы, собранные во время прохождения преддипломной практики на месторождении Тенгиз

Перечень подлежащих разработке в дипломном проекте вопросов или краткое содержание дипломной работы геологическая часть, технологическая часть, специальная часть, экономическая часть

Рекомендуемая основная литература: *Проект опытно-промышленной эксплуатации месторождения Тенгиз. СП «ТШО», 1996г., Отчет о работе СП «ТШО» за 2002, 2005, 2008 год, Герштанский О.С., Филгейт Р. Анализ текущего состояния разработки месторождения Тенгиз. Отчёт 730072. Актау, 2009, 165 с.*







## ГРАФИК

подготовки дипломного проекта

Наименование разделов, перечень разрабатываемых вопросов	Сроки предоставления научному руководителю и консультантам	Примечание
Геологическая часть	22.04.19 - 24.04.19	нет
Технологическая часть	22.04.19 - 27.04.19	нет
Экономическая часть	23.04.19 - 30.04.19	нет
Безопасность и охрана труда	22.04.19 - 29.04.19	нет
Охрана окружающей среды	28.04.19 - 30.04.19	нет

## ПОДПИСИ

консультантов и нормоконтролера на законченный дипломный проект с указанием относящихся к ним разделов проекта

Наименование раздела	Научный руководитель, консультанты, Ф.И.О. (ученая степень, звание)	Дата подписания	Подпись
Геологическая часть	Логвиненко А.В.	01.05.19	
Технологическая часть	Логвиненко А.В.	01.05.19	
Экономическая часть	Логвиненко А.В.	01.05.19	
Безопасность и охрана труда	Логвиненко А.В.	01.05.19	
Охрана окружающей среды	Логвиненко А.В.	01.05.19	
Нормоконтролер	Логвиненко А.В.	01.05.19	

Научный руководитель

Логвиненко А.В.

Задание принял к исполнению обучающийся Ореховский А.А.

Дата " 01 " мая 2019 г.



## АҢДАТПА

Осы жұмыста талданып әзірлеу нұсқалары Тенгіз кен. Осы жұмыстың мақсаты және негіздемесі үшін қолдануға болатын Тенгіз кен әзірлеу нұсқаларының әрқайсысының зерделеу болып табылады. Шикі газды кері айдау астыдан-жоғары және қабаттық қысымды сақтау мақсатында су айдау толық нұсқасы қаралды.

Технологиялық есептеу ұңғыма жұмыс режимін келтірілген No239. Оның диаметрі СКҚ расчитан қатты және сұйық бөлшектер шығару шарттары. Сондай-ақ дебит және оңтайлы айқындалған депрессия.

Шикі газды кері айдау және су айдау қабаттық қысымды сақтау мақсатында қаралады және экономикалық тиімділігін технология экономикалық бөлігінің күрделі шығындарды салыстыру астыдан-жоғары Тенгіз кен орнындағы.

## АННОТАЦИЯ

В данной работе проанализированы варианты разработки месторождения Тенгиз. Целью данной работы является изучение и обоснование применимости каждого из вариантов разработки для месторождения Тенгиз. Подробно рассмотрены вариант обратной закачки сырого газа и закачка воды снизу-вверх с целью поддержания пластового давления.

Приведен расчет технологического режима работы скважины №239. Расчитан диаметр НКТ из условия выноса твердых и жидких частиц. Также определен оптимальный дебит и депрессия.

В экономической части рассматривается сравнение капитальных затрат и экономической эффективности технологии обратной закачки сырого газа и закачка воды снизу-вверх с целью поддержания пластового давления на месторождении Тенгиз.



## **THE SUMMARY**

In this work mining options Tengiz are analysed. The purpose of this work is studying and justification of applicability of each of development options for the field Tengiz. The option of the return sour gas injection and water injection from below-up for the purpose of maintenance of reservoir pressure are in detail considered.

Calculation of a technological operating mode of well No. 239 is given. Diameter of NKT from a condition of carrying out of firm and liquid particles is calculated. The optimum output and a depression is also defined.

In an economic part comparison of capital expenditure and cost efficiency of technology of the return sour gas injection and water injection from below-up for the purpose of maintenance of reservoir pressure on the field Tengiz is considered.

## СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	9
1 Геологическая часть.....	10
1.1 Общие сведения о месторождении.....	10
1.2 Геологическое строение месторождения.....	12
1.2.1 Стратиграфия.....	12
1.2.2 Тектоника.....	14
2 Технологические варианты разработки месторождения Тенгиз (материалы из Технологической схемы 2002 года).....	16
2.1 Заводнение пласта в условиях тенгизской карбонатной толшина....	16
2.2 Сравнительная характеристика вытеснения нефти газом или водой в геолого-физических условиях месторождения Тенгиз.....	17
2.2.1 Рассмотрение других рабочих агентов для воздействия на пласт.....	18
2.2.2 Расчеты по возможному проседанию земной поверхности на территории месторождения Тенгиз.....	19
2.3 Второй объект разработки.....	19
2.4 Специальная часть.....	20
2.5 Схема процессов закачки газа.....	20
2.6 Выполнение плана мероприятий по контролю разработки.....	24
2.6.1 Добывающие скважины.....	24
2.6.2 Нагнетательные скважины.....	25
2.7 Оценка действующей системы разработки.....	28
2.8 Расчет по теме подбор оборудования и обоснование технологического режима эксплуатации скважины.....	29
3 Техничко-экономический анализ вариантов разработки, обоснование выбора рекомендуемого к утверждению.....	33
3.1 Обзор капитальных вложений по вариантам разработки.....	34
3.2 Обзор показателей экономической эффективности проекта по вариантам разработки.....	35
3.3 Расчет экономической эффективности.....	36
Заключение.....	38
Список литературы.....	39

## ВВЕДЕНИЕ

Месторождение Тенгиз было открыто в 1981г., когда из скважины № 1 был получен фонтан нефти. Это положило начало разработке месторождения с 1,25 млрд. тонн извлекаемых запасов углеводородного сырья. В наши дни оператор месторождения СП «Тенигзшевройл» ведет пересчет запасов.

СП «Тенгизшевройл» образовалось 6 апреля 1993 года подписанием меморандума, между Республикой Казахстан и корпорацией «Шеврон». В настоящее время участниками совместного предприятия, кроме корпорации «Шеврон-Тексако» являются: РК в лице НК «Казмунайгаз», компания «Эксон-Мобил», «ЛукАрко».

ТШО осуществило большой комплекс работ по изучению геолого-физического строения нефтяного месторождения, коллекторских свойств пластов, выполнены многочисленные исследования продуктивности добывающих скважин, поведение пластового давления в различных частях месторождения при проведении опытно-промышленной эксплуатации. Было осуществлено бурение группы оценочных скважин, которые прошли практически всю толщу нефтенасыщенных пород вплоть до девонских отложений. В результате ТШО была построена подробная компьютерная геолого-физическая модель месторождения, а затем на ее базе гидродинамическая трехмерная многофазная компьютерная модель. Месторождение отличается исключительно сложным геолого-физическим строением.

В настоящей дипломной работе детально освещается возврат части добываемого газа в пласты. Закачка сырого газа на Тенгизе всегда казалась привлекательной альтернативой стандартному развитию работ с точки зрения добычи, стоимости и охраны окружающей среды. Поэтапная разработка месторождения на основе закачки сырого газа ЗСГ обеспечивает наилучшее сочетание для снижения риска, доказательства хорошей работы компрессора и успешной закачки в коллектор и создания методики для направления дальнейшего роста добычи на Тенгизском месторождении, в то же время обеспечивая надежную добычу и приток денежной наличности для финансирования плана разработки.

## **1 Геологическая часть**

### **1.1 Общие сведения о месторождении**

Месторождение Тенгиз расположено в Атырауской области Республики Казахстан, на восточном берегу Каспийского моря.

В орографическом отношении рассматриваемая территория представляет собой полупустынную равнину со слабым наклоном в сторону Каспийского моря, лишенную древесной растительности. Абсолютные отметки рельефа составляют в среднем минус 25 метров.

В восточной части рассматриваемой территории имеются небольшие гряды субширотного простирания, возвышающиеся над окружающей местностью на несколько метров. Развиты озера, типа «соров», которые весной и осенью заполнены водой. Вода в них горько-соленая. Прибрежная часть суши является выровненным бывшим дном моря.

Верхний слой земной коры сложен рыхлыми отложениями, состоящими из смеси битого ракушника и песка. С востока к месторождению подступают пески. Речная система отсутствует. Пресных вод на поверхности нет. Растительность бедная, солончаковая. Животный мир типичный для зон полупустынь. Климат резко континентальный. Лето сухое жаркое (до плюс 40°C), зимы суровые (до минус 30°C), малоснежные и ветреные. Ветры преимущественно восточные и юго-восточные с частыми песчаными бурями. Среднегодовое количество выпадаемых осадков составляет 160 миллиметров. Ближайшие населенные пункты к Тенгизскому месторождению Каратон (35 километров на север), поселок Сарыкамыс (25 километров на юг – юго-запад). Ближайшая железнодорожная станция Кульсары расположена в 110 километров к север – северо-востоку от железной дороги Макат – Бейнеу. По территории района проходит участок однопутной железнодорожной линии Аксарайская-Атырау-Кандагач. Кроме того построена и эксплуатируется железная дорога Кульсары-Тенгизское месторождение. С областным центром города Атырау месторождение связано шоссейной дорогой с твердым покрытием, воздушным и железнодорожным транспортом.

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

Все внутрирайонные перевозки грузов и пассажиров осуществляются автомобильным транспортом. Основу дорожной сети района составляет автодорога республиканского значения Доссор-Кульсары-Сарыкамыс-Прорва, к которой примыкают автодороги областного и местного значения.

Протяженность трасс трубопроводного транспорта, проходящего по территории района, составляет более 1500 км и представлена следующими направлениями: магистральный газопровод Средняя Азия-Центр; нефтепровод

Тенгиз-Кульсары-Атырау-Новороссийск (Каспийский трубопроводный консорциум); нефтепровод Узень-Кульсары-Атырау-Самара; нефтепровод Каратон-Косчагыл-Кульсары-Орск. (рис. 1.1).

Проектные уровни добычи нефти на 2002-2004 гг. составили 11-12 миллион тонн, исходя из мощности имеющихся систем сбора, подготовки нефти и переработки газа. Затем, по мере строительства наземных сооружений, в том числе газоперерабатывающего завода второго поколения (ЗВП), уровень добычи нефти запроектировали увеличить до максимального – 29.8 миллион тонн в 2020 году.

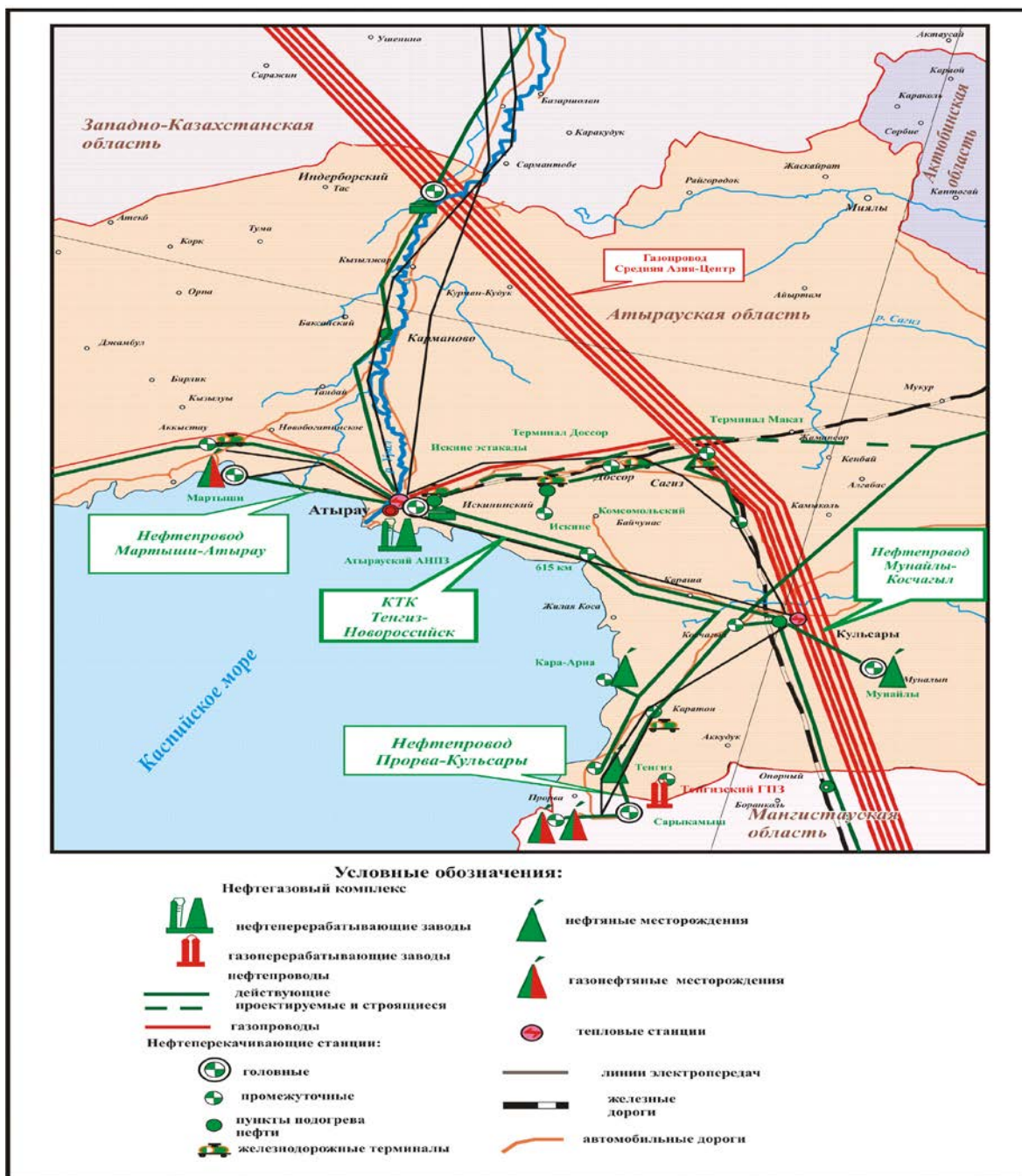


Рисунок 1.1 – Обзорная карта района



## 1.2 Геологическое строение месторождения

### 1.2.1 Стратиграфия

Тенгизское нефтяное месторождение, приуроченное к карбонатным отложениям верхнего девона-среднего карбона, расположено в южной части Прикаспийской геологической провинции (Прикаспийской впадины).

Осадочная толща, вскрытая скважинами, представлена породами от верхнего девона до четвертичных отложений. В разрезе земной коры выделяются три комплекса горных пород – надсолевой, соленосный и подсолевой.

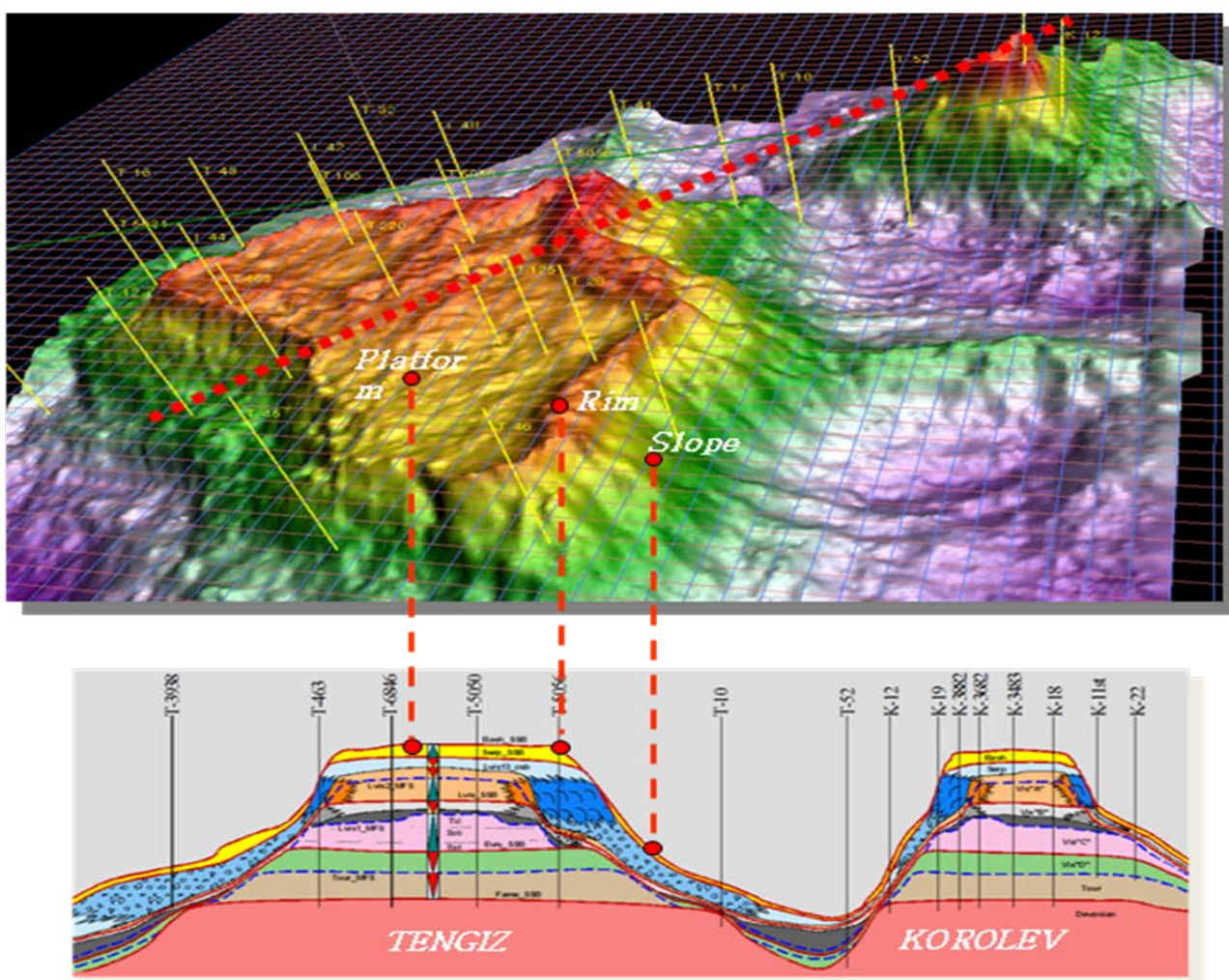


Рисунок 1.2 – Характеристика геологического строения месторождения Тенгиз

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.

Продуктивными на месторождении являются каменноугольные и девонские карбонатные отложения. Карбонатный массив, представляющий собой единую гидродинамическую систему, подразделён на 3 стратиграфических объекта:

- объект I включает башкирские, серпуховские и окские яруса отложения;

- объект II включает нижневизейско-турнейский яруса пород;

- объект III включает девонские отложения.

Подобное разделение обусловлено следующими факторами:

- очень большой этаж продуктивности;

- наличие пачки переслаивания туфоаргиллитов и карбонатно-глинистых отложений («вулканик») толщиной 40-50 метров, изолирующей башкирско-серпуховско-поздnevизейскую (окскую) часть продуктивной толщи в пределах платформы от нижневизейско-турнейской;

- различные фильтрационно-емкостные свойства коллекторов указанных частей разреза;

- отличие строения девонских отложений от вышележащей нижне-среднекаменноугольной толщи.

Объект I является наиболее изученным: башкирская часть разреза вскрыта 130 скважинами, серпуховская – 110 и позднеvизейская (окская) – 84 скважинами. Максимальное количество скважин приходится на платформенную часть. Литологически породы здесь представлены водорослевыми грейнстоунами, биокластовыми пакстоунами. В пределах верхнего склона отложения представлены перекристаллизованными, доломитизированными биокластовыми пакстоунами, грейнстоунами. В нижней склоновой части породы представлены карбонатно-глинистыми отложениями, биокластовыми вакстоунами с прослоями пакстоунов.

II стратиграфический объект изучен 45 скважинами, полностью вскрыт 31 скважиной. Литологически породы представлены литокластическими пакстоунами, водорослевыми литокластовыми грейнстоунами, биокластовыми пеллоидными пакстоунами, вакстоунами.

Породы частично перекристаллизованы и доломитизированы, участками окремнены. Данный объект вскрыт полностью новыми скважинами: 3948, 6658,



5660 и 6743. Породы характеризуются частой сменой литофаций и небольшими толщинами.

Следует отметить, что на Тенгизе характерна частая и неравномерная по площади смена условий седиментации, однако, это не повлияло на унаследованный характер развития структуры от верхнего девона до соленосных отложений кунгурского яруса верхней перми.

### 1.2.2 Тектоника

Нефтяное месторождение Тенгиз расположено в южном борту Прикаспийской впадины. В тектоническом отношении Тенгизская структура находится в центральной части Южно-Эмбинского (Тугаракчанского) прогиба и характеризуется глубинами залегания фундамента до 11,5-12 километров (рисунок 1.3). Тенгизская структура представляет собой крупное поднятие тектоно-седиментационного генезиса с обширной, плоской сводовой частью и крутыми крыльями.

Тенгизская карбонатная постройка, к которой приурочена залежь нефти, имеет трапецевидную форму: плоскую кровлю и крутые крылья. Её размеры 22×23 километров по изогипсе минус 5000 метров, этаж нефтеносности достигает 1400 метров.

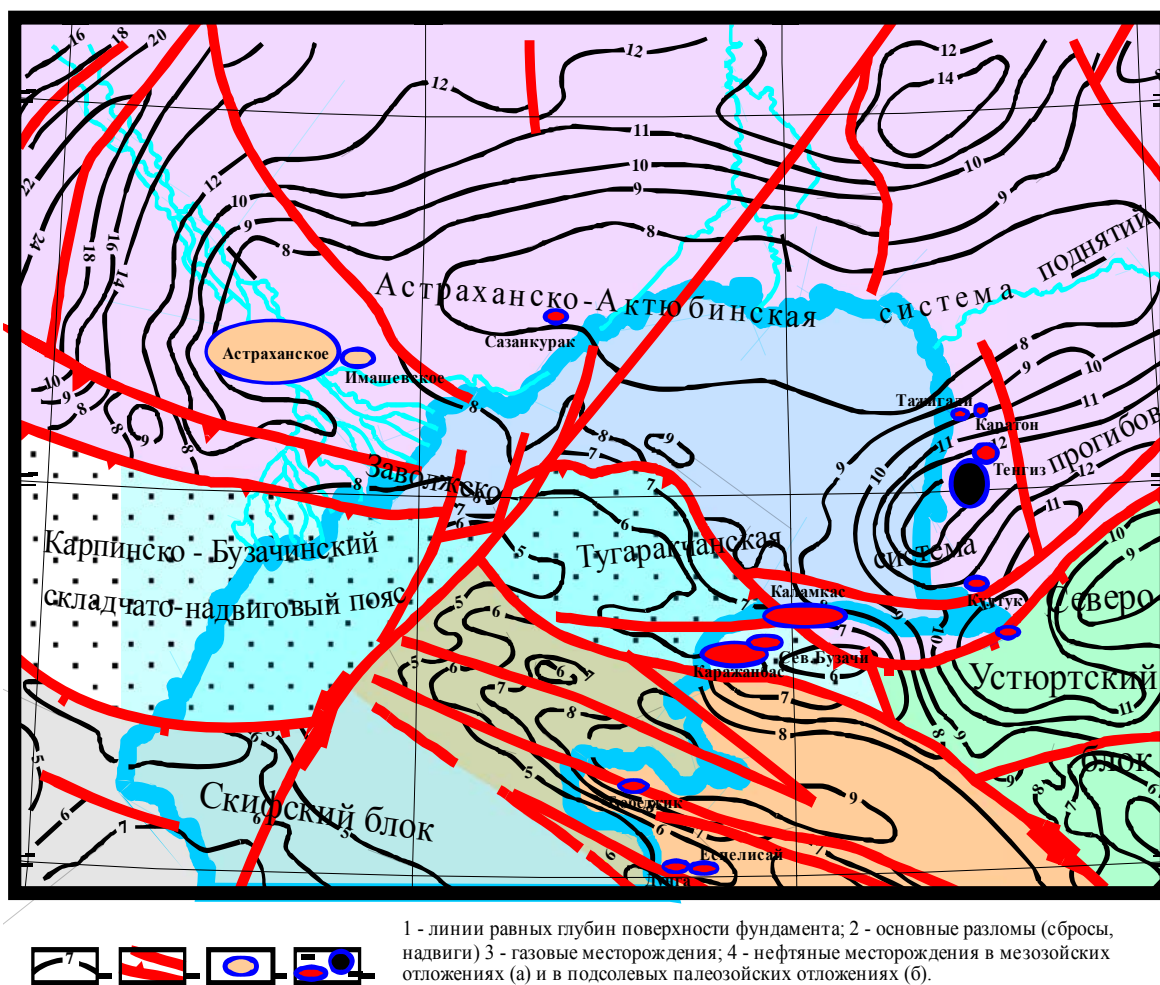
Область распространения карбонатного резервуара ограничивается глубоководными глинистыми (глинисто-карбонатными) отложениями бассейна, не являющимися коллекторами и играющими роль надёжного латерального флюидоупора.

Роль покрышки для залежи нефти выполняет толща пород нижнепермского возраста, включающая глинисто-карбонатные отложения артинско-московского возраста и сульфатно-галогенные породы кунгурского яруса толщиной 465- 1655 метров.

Все три объекта (башкирско-серпуховско-окские, нижневизейско-турнейские и девонские отложения) образуют единую гидродинамическую систему, чему способствует наличие обширных трещиноватых зон в рифовых и биогермных постройках, окаймляющих платформу и непосредственно контактирующих с коллекторами I и II объектов, разделенных в пределах платформы «вулкаником».

В результате сейсмостратиграфической интерпретации установлена граница площадного распространения карбонатного комплекса (коллектора) и вышележащих покрывающих карбонатно-глинистых пород. Кромка области распространения коллектора I объекта залегает на глубинах 5000-5300 метров в восточной части структуры и 5200-5500 метров – в западной. Достаточно сложным является распределение толщин карбонатного коллектора. В пределах плоского свода суммарная толщина окско-башкирских отложений составляет в среднем 400-600 метров. В северной и восточной части рима и склона толщина

карбонатных образований I объекта резко возрастает до 650-800 метров, главным образом, за счет фаций баундстоуна серпуховского возраста.



**Рисунок 1.3 – Тектоническая схема района**

По кровле III объекта (кровле «вулканика») структура имеет почти изометричное строение, слегка вытянутое с северо-запада на юго-восток (графическое приложение 2). Северная часть платформы слегка приподнята. Углы падения на северном и западном крыльях составляют 20-25°, на восточном крыле – 18-20°. По оконтуривающей изогипсе минус 5300 метров, размеры составляют 21×24 километров. Для девонских отложений характерно существенное расширение плоского свода (платформы) и уменьшение углов падения карбонатных отложений на флангах до 10-14°.

Существует несколько гипотез, обосновывающих положение раздела нефть – вода:

- учитывая аномально высокое пластовое давление, которое является свидетельством упруго-замкнутой гидродинамической системы, которую представляет собой продуктивный резервуар Тенгиза, а также плохие коллекторские свойства либо отсутствие коллекторов на отдельных участках на уровне абсолютных отметок 5400-5450 метров, трудно ожидать существование водонефтяного контакта, как такового.

## **2 Технологические варианты разработки месторождения Тенгиз (материалы из Технологической схемы 2002 года)**

### **2.1 Заводнение пласта в условиях тенгизской карбонатной толщи**

Закачка газа и заводнение имеют близкие КИНЫ по нетрещиноватым частям коллектора. Однако затраты на сооружение объектов при заводнении выше, чем при закачке газа. Закачка либо воды, либо газа в трещиноватые зоны коллектора несёт в себе значительный технический риск, поскольку не определена природа системы трещиноватости и отсутствуют экспериментальные данные по данному виду вытеснения. Закачка воды несёт в себе дополнительный риск коррозии труб и оборудования и отложения мехпримесей за счёт сероводородного воздействия добываемой воды.

Этап разработки нефтяной залежи при режиме растворенного газа в условиях месторождения Тенгиз не только не противопоказан последующему применению заводнения нефтяного пласта, а, наоборот, будет способствовать более высокой эффективности вытеснения нефти водой из пористой сферы.

Успешному применению способа способствовала хорошая гидродинамическая связь внутри залежи по вертикали. На Тенгизе такая связь установлена только в пределах бортовой части.

Очень большим препятствием к применению метода заводнения на месторождении Тенгиз является коррозия труб и оборудования при поступлении из добывающих скважин воды, насыщенной сероводородом, а также образование минеральных отложений. Может быть использовано оборудование в антикоррозийном исполнении, применение ингибиторов коррозии и создание систем по очистке и утилизации добываемой воды, что потребует очень больших затрат. Кроме того, останется проблема образования минеральных отложений.

В условиях Тенгизского месторождения рассмотрен вариант заводнения без добычи попутной воды из добывающих скважин. Технологически такой вариант возможен только при вытеснении нефти «снизу-вверх». Риски, связанные с закачкой «снизу-вверх» на платформе, включают низкую вертикальную проницаемость и сниженную приемистость при закачке в низкопроницаемые нижние пропластки 1-го объекта, имеющие повышенное давление. Риск, связанный с закачкой «снизу-вверх» на борте/склоне, - вероятность того, что нефть будет охватывать только высокопроницаемые трещины, оставляя низкопроницаемую матрицу неохваченной.

Относительно к закачке газа закачка воды имеет более низкую приемистость из-за эффекта относительной проницаемости. Если применять в нагнетательных скважинах гидроразрыв для достижения адекватной приемистости, то тогда будет трудно контролировать интервал закачки.

Для системы заводнения месторождения Тенгиз в Техсхеме приняты и рассмотрены два наиболее вероятных источника водоснабжения – морские

воды Каспийского моря и артезианские воды непитьевого качества, залегающие на глубинах до 1 км и обладающие значительными дебитами.

Технико-экономический анализ показал, что в качестве источника водоснабжения для системы заводнения месторождения Тенгиз необходимо использовать подземные артезианские воды альбсеноманских горизонтов месторождений «Жанасу» и «Мынгыр».

## **2.2 Сравнительная характеристика вытеснения нефти газом или водой в геолого-физических условиях месторождения Тенгиз**

Каждый из двух методов воздействия на пласт в условиях месторождения Тенгиз имеет свои достоинства и недостатки.

В геолого-физических условиях месторождения Тенгиз преимуществом метода закачки газа является возможность осуществления смешивающегося вытеснения, в результате которого достигается значение коэффициента вытеснения, близкого к единице. За счет этого достигается высокое значение КИНа. Кроме того, закачиваемый газ проникает в относительно плотные разности коллектора, вытесняя из них нефть.

Другим очень важным достоинством закачки газа является возможность утилизации значительной доли добываемого сырого газа, что позволяет значительно сократить необходимые мощности ГПЗ, на котором происходит очистка газа от сероводорода, производство серы и сжиженных углеводородных газов. Это позволяет значительно сократить капитальные затраты на расширение мощностей ГПЗ.

При закачке газа отмечается более высокая приемистость нагнетательных скважин по сравнению с водой, поэтому требуется меньшее количество нагнетательных скважин.

Закачка газа требует меньших затрат, чем проведение заводнения, поскольку при заводнении необходима установка и сооружение оборудования как для обработки воды, так и для переработки газа. Для заводнения требуется вложение средств для переброски воды из внешнего источника, а для закачки газа используется Тенгизский газ. Кроме этого, в силу необходимости при заводнении иметь более плотную сетку скважин, их количество больше, чем при закачке газа.

Очень важным преимуществом закачки газа является отсутствие проблем с коррозией, которые неизбежно возникают при заводнении с добычей попутной воды из добывающих скважин.

## 2.2.1 Рассмотрение других рабочих агентов для воздействия на пласт

Согласно модели, среднее пластовое давление будет выше и на уровне давления насыщения до 2065 г. Более интенсивно пластовое давление будет снижаться в трещиноватой части залежи, где оно достигнет давления насыщения в 2028-30 гг. К этому времени из этой части залежи согласно модели будет отобрано около 90% утвержденных извлекаемых запасов нефти.

Таким образом, закачка газа позволит поддерживать среднее пластовое давление по месторождению выше и на уровне давления насыщения нефти газом практически за весь период разработки месторождения.

Существуют несколько технико-экономических проблем, связанных с заводнением бортовой и склоновой частей залежи, приведённые ниже.

- Большие неопределенности по коэффициенту остаточной нефтенасыщенности, охвата вытеснением и смачиваемости пород-коллекторов на месторождении Тенгиз.

- Матрично-трещиноватая проницаемость может быть недостаточной для закачки при требуемых темпах и значениях давления.

- Неизвестно, можно ли провести эффективную кислотную обработку нагнетательных скважин, чтобы повысить приемистость.

- Необходимо выполнить оценки мер по предотвращению последствий для нефтесборных и производственных объектов, связанных с добычей большого объема воды.

- Не установлен дешевый и надежный источник воды.

Вариант с закачкой воды в платформенную часть залежи не считается целесообразным по следующим причинам:

- заводнение менее эффективно, чем смешивающееся вытеснение нефти «сырым» газом, что не позволит значительно увеличить нефтеизвлечение после первичной разработки на режиме истощения;

- большие риски в плане разработки коллектора и производственных объектов, т.к., как показали расчёты, маловероятно, что на платформе можно добиться достаточно высоких темпов закачки воды.

ТШО выполнил технико-экономическое исследование альтернативных методов ППД с закачкой различного газа – азота, углекислого газа.

Исследование показало, что, так как свойства газов различаются, то, чтобы добиться одинакового объема закачки в пластовых условиях, необходимы различные темпы закачки азота или углекислого газа в поверхностных условиях (наибольшие для углекислого газа, наименьшие – для азота). Вязкость этих агентов воздействия также различаются.

Так, в случае с углекислым газом из-за отсутствия местного источника необходимо его извлекать из дымовых газов турбины и соединять его с кислыми газами с существующих установок по производству серы. Азот следует извлекать из воздуха посредством обезвоживания, криогенной переработки и очистки. Для обоих газов требуется обеспечить большое количество дополнительного перерабатывающего оборудования для сепарации

этих газов из углеводородной продукции в целях обратной закачки и для обеспечения соответствия углеводородного газа требованиям к качеству товарного газа. Кроме проблем с технологической реализацией, было установлено, что большой объем требуемых дополнительных затрат при использовании азота или углекислого газа для закачки предопределяет неэффективность процесса с экономической точки зрения.

В настоящее время целесообразным является продолжение реализации обратной закачки углеводородного газа в пласт, как утвержденного Техсхемой основного метода ППД на месторождении Тенгиз.

### **2.2.2 Расчеты по возможному проседанию земной поверхности на территории месторождения Тенгиз**

Расчеты по возможному проседанию земной поверхности на территории месторождения Тенгиз были выполнены во Французском институте нефти в 1990 г. Согласно результатам расчетов величина просадки не превысит одного метра даже при снижении пластового давления до давления насыщения. Просадка будет происходить медленно и не вызовет никаких катастрофических последствий.

Конечно, очень глубокое снижение пластового давления в залежи возможно только при отсутствии техногенных последствий. Если мониторинг за разработкой месторождения покажет их проявление, тогда необходимо будет срочно организовать водяное или газовое воздействие на пласт, чтобы снижение пластового давления было прекращено, а вместе с этим и развитие нежелательных техногенных последствий.

### **2.3 Второй объект разработки**

Установлено, что через трещиноватую зону бортовой части структуры происходят перетоки нефти из 2-го объекта в 1-й, в котором пластовое давление уменьшилось. Нефтяная залежь работает при замкнуто-упругом режиме. При сохранении существующего положения по 2-му объекту невозможно получить высокий КИН из участков коллектора, где отсутствует трещиноватость.

Однако, проницаемость в тех частях 2-го объекта, где отсутствует трещиноватость, настолько мала, что скважины, специально пробуренные на этот объект, не способны обеспечить экономически оправданные дебиты, которые, к тому же, будут быстро снижаться. Компьютерная модель показывает, что даже при разбуривании 2-го объекта самостоятельной сеткой скважин может быть достигнут лишь небольшой прирост нефтеотдачи из 2-го объекта.

На 2-м объекте разработки может быть осуществлена опытная закачка газа. Участок опытно-промышленной эксплуатации должен быть расположен там, где коллектор имеет хорошую пористость и отсутствует трещиноватость. Создание такого участка целесообразно не ранее 2040 года, когда пластовое давление в залежи 2-го объекта заметно снизится.

## 2.4 Специальная часть

## 2.5 Схема процессов закачки газа

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.

Схема процессов закачки газа показана на рис. 2.6.

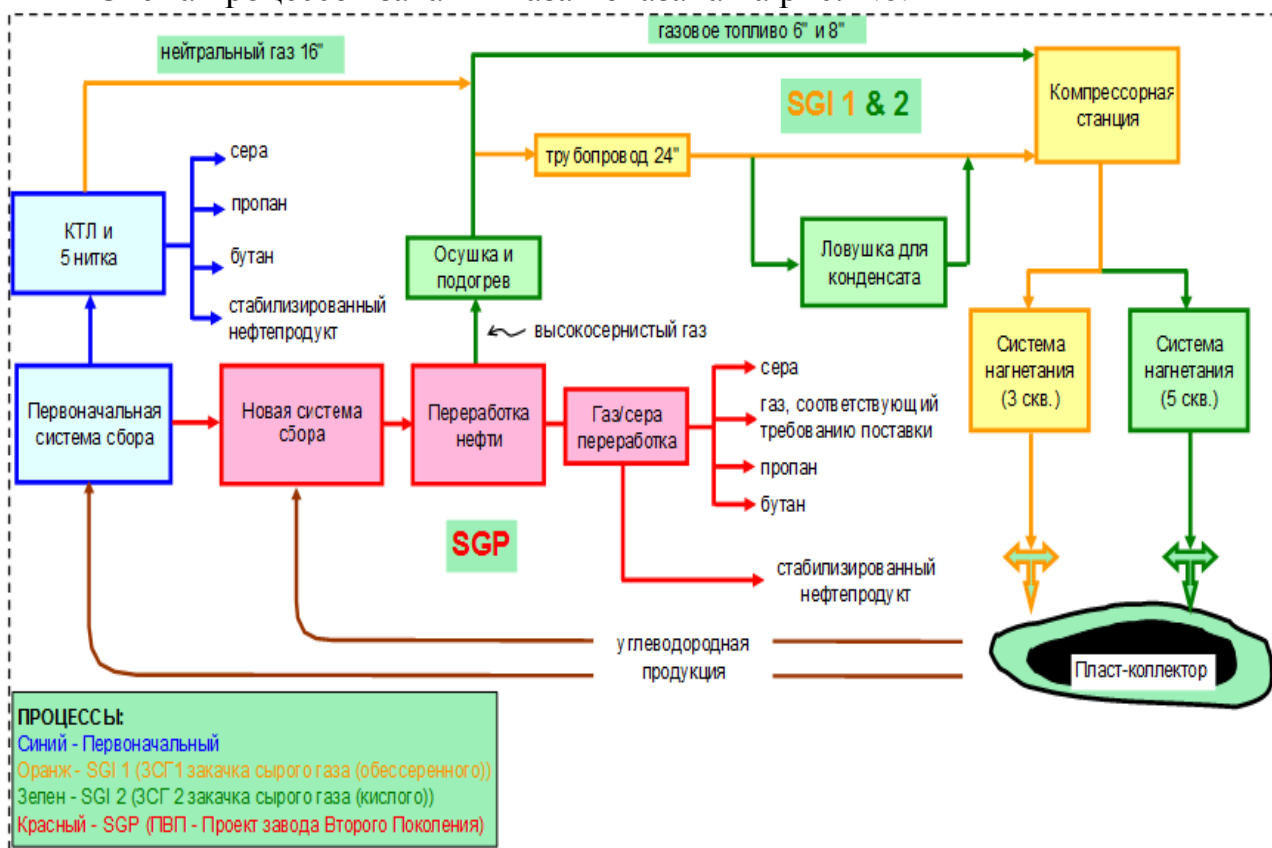


Рисунок 2.5 – Схема процессов закачки газа

В таблице 1.5 представлены результаты определения состава газа в 2008 году по месяцам.



**Таблица 2.6 – Состав закачиваемого газа в 2008 году**

Дата	Компонентный состав, %							
	H <sub>2</sub> S	N <sub>2</sub> /CO <sub>2</sub>	C1	C2	C3	C4	C5	C6+
январь.08	18.822	4.9	58.427	10.906	4.406	2.289	0.23	0.02
февраль.08	18.604	4.9	55.689	10.557	4.622	4.642	0.488	0.499
март.08	20.089	4.9	56.696	10.485	1.627	5.2	0.484	0.52
апрель.08	19.004	4.9	58.838	10.885	0.031	5.382	0.494	0.467
май.08	13.463	4.9	59.897	1.125	4.45	5.147	0.504	0.513
июнь.08	11.655	4.9	58.276	11.011	0.21	4.275	0.608	0.543
июль.08	отс	отс	отс	отс	отс	отс	отс	отс
август.08	18.43	4.9	63.871	12.402	6.04	1.602	0.41	0.273
сентябрь.08	17.548	4.9	61.357	12.621	4.862	2.09	0.554	0.326
октябрь.08	15.923	4.9	59.917	12.878	3.038	2.431	0.557	0.357
ноябрь.08	14.197	4.9	61.684	13.225	2.96	2.149	0.53	0.356
декабрь.08	14.508	4.9	60.984	13.902	3.082	1.802	0.482	0.340

Азот и углекислый газ не измеряются и приводятся их теоретические значения. Остальные компоненты нормализованы.

Производственные установки ЗВП/ЗСГ начали эксплуатацию в режиме композиционного контроля. По мере завершения капремонта и стабилизации эксплуатации ЗСГ работа в режиме композиционного контроля станет производственным базовым вариантом. Схема базового варианта представлена на рисунке 1.2.



**Рис. 2.5 – Схема базового варианта закачки сырого газа**

Конструкция установки на входе завода ЗВП была оснащена регулирующими клапанами для регулирования содержания H<sub>2</sub>S в сыром газе на ЗВП и ЗСГ.

Сырой газ от сепаратора ВД на входе на ЗВП содержит примерно 12%  $H_2S$ , тогда, как газ от компрессора сырого газа содержит до 30%  $H_2S$ . Альтернатива эксплуатационного режима была разработана так, чтобы предпочтительно направлять газ с 12%  $H_2S$  от сепаратора со входа завода на перерабатывающие установки завода. Оставшийся газ от входного сепаратора ВД смешивается с газом 30%  $H_2S$  компрессора сырого газа. Этот поток смешанного газа, который содержит примерно 23%  $H_2S$ , подается на компрессор ЗСГ. Такой производственный режим называется режимом композиционного контроля.

К числу факторов, которые могут осложнять процесс закачки газа, относится наличие паров воды в присутствии кислых компонентов (сероводорода и углекислого газа) и механических примесей. Наличие водяных паров в газе приводит к коррозии трубопроводов и оборудования.

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

**Таблица 2.6 – Данные по закачке газа по нагнетательным скважинам за 2008 год**

№ скв.	Показатели	Дата												Итого	
		январь.08	февр.08	мар.08	апр.08	май.08	июнь.08	июль.08	авг.08	сентя.08	окт.08	ноя.08	дека.08		
5044	Рнаг, МПа														
	Qзак, тыс м <sup>3</sup>											3201.28	5992.04	9193.32	
	Qприем.. м <sup>3</sup>											800.32	544.73		
5242	Рнаг, МПа														
	Qзак, тыс м <sup>3</sup>	6358.52	21318.49	40203.38	32590.26	12565.41	4763.40	16460.56	7416.41	27397.22	21180.13			190253.78	
	Qприем.. м <sup>3</sup>	423.90	888.27	1296.88	1086.34	1142.31	529.27	1028.78	494.43	913.24	1059.01				
5246	Рнаг, МПа														
	Qзак, тыс м <sup>3</sup>	20464.45	36122.75	3553.79	42077.24	47591.02	34849.25	8330.24	9328.33	37245.79	51124.38	27803.18	20260.66	338751.09	
	Qприем.. м <sup>3</sup>	682.15	1245.61	154.51	1618.36	1586.37	1584.06	1190.03	490.96	1241.53	1649.17	1208.83	1191.80		
5444	Рнаг, МПа														
	Qзак, тыс м <sup>3</sup>	8758.72	26045.75	36349.60	37641.89	30636.53	16403.74	15781.69	8173.74	22385.57	47161.85	8028.01		257367.09	
	Qприем.. м <sup>3</sup>	417.08	898.13	1172.57	1254.73	1021.22	911.32	986.36	430.20	746.19	1521.35	1338.00			
5447	Рнаг, МПа														
	Qзак, тыс м <sup>3</sup>	10613.29	28564.47	53834.19	49605.65	434.38	43626.65	25358.50	8058.89	35247.95	48206.33	28706.14	16162.61	348419.08	
	Qприем.. м <sup>3</sup>	379.05	984.98	1736.59	1653.52	14.48	1454.22	1584.91	447.72	1174.93	1555.04	1248.09	897.92		
5646	Рнаг, МПа														
	Qзак, тыс м <sup>3</sup>	23082.44	37598.74	45401.58	38215.55	40763.18	45645.42	14931.17	7118.15	11102.36		22258.75	20892.52	307009.85	
	Qприем.. м <sup>3</sup>	769.41	1296.51	1464.57	1661.55	1405.63	1521.51	1493.12	474.54	854.03		1171.51	994.88		
5848	Рнаг, МПа														
	Qзак, тыс м <sup>3</sup>											23056.92	33896.91	10739.97	67693.80
	Qприем.. м <sup>3</sup>											1646.92	1473.78	631.76	

## 2.6 Выполнение плана мероприятий по контролю разработки

За анализируемый период с 01.01.08. по 01.10.09. по данным, предоставленным заказчиком, геофизические исследования по контролю за разработкой (PLT) проведены в семи нагнетательных (Т-5044, Т-5246, Т-5444, Т-5447, Т-5448, Т-5646, Т-5848) и трех добывающих (Т-25, Т-116, Т-318) скважинах.

Геофизические исследования проводились с использованием комбинированного прибора PLT фирмы «Шлюмберже», содержащим датчики для одновременного замера в скважине температуры, давления, плотности флюида, скорости кабеля, естественной радиоактивности, укомплектованного расходомером и локатором муфт, в некоторых скважинах, эксплуатирующихся открытым стволом для учета влияния изменения диаметра скважины на показания расходомера, проводятся замеры каверномером.

По результатам интерпретации замеров PLT проводится выделение интервалов притока/приемистости, расчёт зональных дебитов, определение профиля притока/приемистости, характера флюида, поступающего в скважину. Выделение работающих и принимающих интервалов осуществляют на основании показаний расходомера, рассчитанной второй производной температуры и показаний других методов.

По анализируемым скважинам:

- в добывающих скважинах Т-25, Т-116, Т-318 коэффициенты охвата выработкой (Кох) составили, соответственно, 1.0, 0.08, 0.47 д.ед.;
- диапазон изменения коэффициента охвата выработкой (Кох) в нагнетательных скважинах составил 0.28-0.82 д.е., среднее значение 0.48 д.е., наиболее высоким Кох характеризуется скважина Т-5246, наименьшим - скважина Т-5447.

Ниже приводится краткое описание проведенных исследований.

### 2.6.1 Добывающие скважины

Скважина Т-25 была пробурена в 1983 г изначально до глубины 4228 м, в 2004 г углублена до 4450 м. 28.06.2008 с целью определения профиля притока проведены исследования PLT (эксплуатируемый интервал: 4228-4450 м – открытый ствол и 4145-4190 м – перфорированный). По данным PLT отмечается, что основной приток нефти (97% от общей добычи) поступает из интервала открытого ствола, 2,7% поступает из перфорированного интервала.

Скважина Т-116 расположена на опытном участке ЗСГ, пробурена в августе 1987 года. Первоначально был проперфорирован башкирский подобъект в интервале 4074-4106 м. В июле 2002 года скважина была зацементирована и забурена вторым стволом с 4049 м до 4366 м. В настоящее время скважина эксплуатирует башкирский, серпуховский и окский ярусы в

интервале 4049-4366 м открытым стволом. Рядом расположены нагнетательные скважины Т-5447, Т-5848, Т-5646, закачка газа в которые была начата соответственно с 12.07г, 10.08г, 12.07г.

Исследования PLT по определению профиля притока проводились дважды, до начала закачки 04.02.2006 и после – 24.04.2009 г. При сопоставлении профилей притока по этим замерам отмечаются некоторые изменения работающих интервалов. Самый верхний интервал 4083,0-4086,6 м после начала нагнетания газа в рядом расположенные скважины стал работать более интенсивно, доля притока увеличилась с 25% до 38,6%, перестал работать ранее работавший интервал 4169,0-4177,2 м (доля притока составляла 41,2 %), но вступил в работу новый интервал 4185,5-4190,0 м (доля притока 26,8 %).

Скважина Т-318 также расположена на опытном участке ЗСГ, пробурена в мае 1990 года, вступила в эксплуатацию в октябре 1997 г. Рядом расположена нагнетательная скважина Т-5447, закачка в которую начата в декабре 2007г. В ноябре 2005 г и 20.11.2008 г, до и после начала закачки газа в скважину 5447, проведены исследования PLT с целью оценки профилей притока. Сравнение профилей притока показало, что по второму исследованию башкирский ярус работает более интенсивно с долей притока 83.5 % по сравнению с ноябрем 2005 годом – 68 %, серпуховский и окский с меньшими долями притока соответственно 4,2 % и 12,3 % по сравнению с ноябрем 2005 года – 9,63 % и 22,3 %. При этом газовый фактор увеличился и достиг значения 570 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>. Влияние нагнетательной скважины 5447 подтверждается присутствием реагента нефтоуглеродов (ПФУ) по анализам проб, отобранных из скважины Т-318.

## **2.6.2 Нагнетательные скважины**

Скважина Т-5646 расположена на опытном участке ЗСГ, используется для нагнетания газа в серпуховский и подвизейский ярусы объекта 1 с 12.2007 г. Общий интервал перфорации 4228-4426 м.

Замеры PLT от 20-21 января 2009 г были выполнены в статическом режиме и динамическом режиме при приемистости газа 65,7х10<sup>3</sup> Нм<sup>3</sup>/час, полученные данные хорошего качества.

По профилю приемистости примерно 30,6% нагнетаемого газа поступает в серпуховский ярус и 69,4% в подвизейский, тогда как по профилю притока из них поступало соответственно 28,8% и 71,2% от общей добычи нефти.

Скважина Т-5246 расположена на опытном участке ЗСГ, используется для нагнетания газа во все ярусы объекта 1 с 12.2007г

Замеры PLT от 3-6 февраля 2009 года были выполнены в статическом режиме и динамическом режиме при низкой и высокой приемистости газа, соответственно,  $85,0 \times 10^3$  Нм<sup>3</sup>/час и  $100,0 \times 10^3$  Нм<sup>3</sup>/ч, полученные данные хорошего качества.

Профиль закачки обессеренного газа показал, что приблизительно 90% закачиваемого газа поступает в Башкирский ярус, имеющий наименьшее давление. Профиль закачки сырого газа при низком дебите показал, что около 86,0% закачиваемого газа поступает в башкирский ярус, 4,3% поступает в серпуховский ярус и 9,7% – в подвизейский ярус, профиль закачки в режиме высокого дебита показал, что 80,6% газа поступает в башкирский ярус, 5,4% – в серпуховский ярус и 14,0% – в подвизейский ярус.

В режиме добычи приблизительно 57% нефти поступало из Башкирского яруса.

Скважина Т-5447 расположена на опытном участке ЗСГ, используется для нагнетания газа во все ярусы объекта 1 с 12.2007г.

Замеры PLT от 10-12.02.2009г. были проведены статическом и динамическом режимах при приемистости скважины  $98,0 \times 10^3$  Нм<sup>3</sup>/час. Каротажные замеры были проведены только до глубины 4121 м из-за непрохода прибора, исследованиями охвачено около 1/3 башкирского яруса.

Сравнение профилей притока и приемистости в интервале исследования башкирского яруса показало, что они почти идентичны. При замере с указанной приемистостью 42,4% закачиваемого газа поступает в башкирский ярус 57,6%, остальной закачиваемый газ поступает в продуктивный горизонт ниже глубины 4121 м.

Скважина Т-5848 расположена на опытном участке ЗСГ, используется для нагнетания газа во все ярусы объекта 1 с октября 2008г.

Замеры PLT от 18-22 февраля 2009 г. были выполнены в статическом режиме и динамическом режиме при низкой и высокой приемистости газа, соответственно,  $60,8 \times 10^3$  Нм<sup>3</sup>/час и  $83,5 \times 10^3$  Нм<sup>3</sup>/ч.

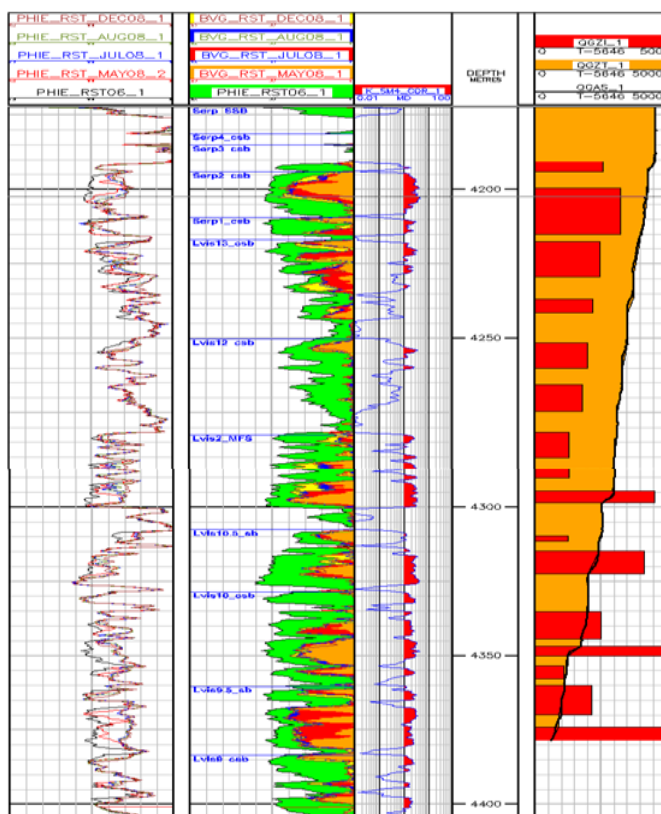
Профиль закачки при низкой приемистости показал, что приблизительно 85,3% закачиваемого газа поступает в башкирский ярус, 10,5% – в серпуховский ярус и 4,2% – в подвизейский ярус. При высокой приемистости скважины 77,1% закачиваемого газа поступает в башкирский ярус, 14,5% – в серпуховский ярус и 8,4% – в подвизейский ярус.

По исследованиям PLT, проведенных в октябре 2007 г., во время работы скважины в качестве добывающей, 28% нефти поступало из башкирского яруса, 30% – из серпуховского и 42% – из подвизейского яруса. Следует отметить, что в процессе замеров PLT возникали проблемы связанные с нарушением ствола скважины, что значительно затруднило интерпретацию данных. Интерпретация была выполнена с большой погрешностью, из-за большого количества кусочков известняка, застревающих в проперфорированном хвостовике и манифольдах.

Скважина Т-5044 расположена на опытном участке ЗСГ. Пробурена в июле 2004 года, эксплуатируется открытым стволом в интервале 4060-4386 м. В

ноябре 2004 года, при работе скважины в качестве добывающей, были проведены исследования PLT, по результатам интерпретации которых были выделены интервалы притока 4051-4146 м, 4183-4270 м, 4281-4345 м, доли притока из них, соответственно, 55, 30, 15 %. В ноябре 2008 года скважину перевели под нагнетание. По результатам исследований PLT, проведенных 01.03.2009 для определения профиля приемистости, максимальная доля закачиваемого газа (48 %) поступает в башкирский ярус, в серпуховский – 36,4 %, в окский – 15,6 %. Таким образом профили притока и приемистости практически идентичны.

На месторождении с целью отслеживания распространения смеси газа от нагнетательной скважины Т-5646 по серпуховскому и поздневизейскому ярусам в скважине Т-220 (используемой в настоящее время в качестве наблюдательной) систематически проводились замеры прибором RST (углерод-кислородный каротаж). На каротажной диаграмме ниже показан процесс изменения насыщенности пород в радиусе исследования прибором по мере прохождения оторочки смеси газа через скважину Т-220. Кроме того, 28.10.2008 года замеры прибором RST были проведены и в нагнетательной скважине 5646 после начала закачки газа, которые показали, что в башкирском ярусе отсутствует проникновение смеси газа в продуктивный коллектор (т.е., хорошая герметичность скважинного оборудования призабойной зоны), и что поглощение закачиваемого газа происходит в перфорированные интервалы серпуховского и поздневизейского ярусов (рис 3.3).



**Рисунок 2.7 – Результаты замеров RST в скважинах Т-220 и Т-5646.**



## 2.7 Оценка действующей системы разработки

По состоянию на 01.08.09 нефтяное месторождение Тенгиз разрабатывается с 2003 года согласно утверждённой ЦКР РК в 2002 году Технологической схеме разработки месторождения по уточнённым и утвержденным ЦКР в работе на 2005-09 гг. технологическим показателям разработки.

Согласно уточнённым технологическим показателям в 2005 году месторождение разрабатывалось на режиме истощения, в 2006 году – проведена запланированная (ЗГС-1) опытная закачка обессеренного газа в пласт на платформенной части залежи, в 2007 году начат этап закачки «сырого» газа (ЗГС-2).

При реализации проектов ЗГС-1 (опытная закачка обессеренного газа) и ЗГС-2 (закачка части добываемого «сырого» нефтяного газа) отмечалось отставание по объёмам закачки газа. Это связано с тем, что согласно Анализу разработки запланированная на 15.02.2006 года опытная закачка обессеренного газа, фактически была начата 06.11.06., соответственно, закачку «сырого» газа, которую запланировали на 01.01.07., начали позже – 21.10.07.

С точки зрения разработки в разрезе месторождения выделяются две основные характерные зоны: платформенная и остальная части (бортовая и склоновая), подход к разработке которых существенно отличается, о чем было изложено в Технологической схеме.

Действующая на сегодня система разработки, реализуемая практически в условиях естественного режима истощения, подтверждает это и по эффективности использования пластовой энергии указанные зоны (или части) залежи имеют существенное отличие. Каждой из этих зон залежи, на сегодня характерны свои особенности по продуктивности пластов, динамике текущей и накопленной добычи нефти, а также по степени истощения (использования) пластовой энергии.

Обусловлено это особенностями геологического строения месторождения, литолого-физическими свойствами пород-коллекторов в указанных зонах и наличием непроницаемого пласта «вулканика», разделяющего первый и второй стратиграфические объекты в центральной – платформенной части месторождения. «Платформа» представляет собой низкопроницаемый коллектор порового типа. Наблюдения за динамикой пластового давления в этой части залежи показывают, что залежь в пределах платформы представляет собой гидродинамически связанную систему, однако эта связь поперек напластования затруднена наличием «вулканика».

Бортовая и крыльевые части нефтяной залежи представляют собой хорошо проницаемые коллекторы трещинно-порового типа. Их высокая проницаемость полностью определяется трещиноватостью коллектора, матрица здесь имеет более низкую пористость, чем в коллекторах платформы. В настоящее время по трещиноватой бортовой и склоновой частям нефтяной залежи происходят перетоки нефти из нижних отложений в верхние.

В настоящее время большая часть добычи нефти осуществляется из бортовой части залежи – 55% годовой (52% накопленной), из платформенной части добыто 26% годовой (33% накопленной). Небольшая часть добычи приходится на склоновые зоны залежи.

Средневзвешенное по площади нефтяной залежи пластовое давление по состоянию на 01.08.09. составляет 67,9 МПа, что на 14.4 МПа меньше начального. Наибольшее снижение пластового давления при этом отмечается на платформенной части залежи (25 МПа и более).

## 2.8 Расчет по теме подбор оборудования и обоснование технологического режима эксплуатации скважины

Настоящий расчет произведем на примере скважины 239.

Исходные данные для расчета:

Добыча газа  $Q = 450$  тыс м<sup>3</sup>/сут

Давление при нормальных условиях  $P_0 = 0,1013$  МПа

Давление на забое скважины  $P_{заб} = 46,12$  МПа

Давление на устье скважины  $P_{уст} = 25$  МПа

Давление пластовое  $P_{пл} = 52,07$  МПа

Давление среднее по стволу скважины  $P_{ср} = 35,5$  МПа

Температура пласта  $T_{пл} = 72$  °С

Температура на устье скважины  $T_{уст} = 30$  °С

Температура при нормальных условиях  $T_{ну} = 20$  °С

Температура средняя по стволу скважины  $T_{ср} = 49$  °С

Температура на забое скважины  $T_{заб} = 68$  °С

Диаметр частицы  $d = 0,002$  м

Глубина скважины  $L = 5149,74$  м

Плотность частицы  $\rho_T = 2400$  кг/м<sup>3</sup>

Плотность газа на забое скважины  $\rho_{заб} = 347$  кг/м<sup>3</sup>

Плотность газа при нормальных условиях  $\rho_0 = 0,973$  кг/м<sup>3</sup>

Коэффициенты фильтрационных сопротивлений

$a = 0.6439 \cdot 10^{-4}$ ;  $b = 2.139 \cdot 10^{-10}$

Коэффициент динамической вязкости  $\mu_T = 0,05$  МПа·с

А) Расчет диаметра НКТ из условия выноса твердых и жидких частиц на поверхность.

Для расчета диаметра НКТ из условия выноса с забоя на поверхность твердых частиц заданного диаметра  $d_T$  и плотности  $\rho_T$  в скважине глубиной 5149,74 м с плотностью газа 347 кг/м<sup>3</sup> рассчитаем параметр Архимеда:

$$Ar = \frac{d_T^3 \rho_g g (\rho_m - \rho_g)}{\mu_g^2} \quad (3.1)$$

где  $d_T$  - диаметр частицы, м;

$\rho_r$  - плотность частицы, кг/м<sup>3</sup>;  
 $\rho_g$  - плотность газа, кг/м<sup>3</sup>;  
 $g$  - ускорение свободного падения, м/с<sup>2</sup>;  
 $\mu_d$  - коэффициент динамической вязкости, Па·с.

$$Ar = \frac{0,002^3 \cdot 347 \cdot 9,8(2400 - 347)}{0,05^2} = 22,34$$

Если  $Ar < 36$ , то режим ламинарный, и скорость критического течения при этом

$$V_{кр} = \frac{d_m^2 \cdot g (\rho_m - \rho_g)}{18 \mu_d} \quad (3.2)$$

Если  $36 < Ar < 83000$ , то режим переходной, и при этом скорость критического течения равна

$$V_{кр} = \frac{0,78 \cdot d_m^{0,43} (\rho_m - \rho_g)^{0,715}}{\rho_g^{0,285} \cdot \mu_d^{0,43}} \quad (3.3)$$

Если  $Ar > 83000$ , то режим турбулентный, и скорость критического течения при этом равна

$$V_{кр} = 5,46 \sqrt{\frac{d_m (\rho_m - \rho_g)}{\rho_g}} \quad (3.4)$$

В нашем случае  $V_{кр}$  определяется по формуле (2.2)

$$V_{кр} = \frac{0,002^2 \cdot 9,8(2400 - 347)}{18 \cdot 0,05} = 0,089 \text{ м/с}$$

Условие выноса частиц с забоя скважины определяется по формуле

$$V_z = 1,2 \cdot V_{кр} \quad (3.5)$$

$$V_z = 1,2 \cdot 0,089 = 0,107 \text{ м/с}$$

Внутренний диаметр подъемника для этого условия

$$d_{вн} = 0,1108 \sqrt{\frac{Q \cdot P_0 \cdot T_{заб} \cdot z_{заб}}{V_z \cdot P_{заб} \cdot T_{ст}}} \quad (3.6)$$

где,  $Q$ -добыча газа, тыс·м<sup>3</sup>/сут;  $P_0$  -давление при нормальных условиях, МПа;  $T_{заб}$  - температура на забое скважины, К;  $V_z$  - скорость газа, м/с;  $P_{заб}$  - давление на забое скважины, МПа;  $T_{ст}$  - температура при стандартных условиях.

$$d_{вн} = 0,1108 \sqrt{\frac{450 \cdot 0,1013 \cdot 341 \cdot 1,229}{0,107 \cdot 46,12 \cdot 293}} = 0,4 \text{ м}$$

Полученное значение округляют до ближайшего, меньшего стандартного диаметра.

Если в составе продукции имеется также жидкая фаза, то скорость критического течения равна

$$V_{кр.ж.} = \frac{16,47(45 - 0,455 \cdot P_{заб})^{0,25}}{\sqrt{P_{заб}}} \quad (3.7)$$

$$V_{кр.ж.} = \frac{16,47(45 - 0,455 \cdot 46,12)^{0,25}}{\sqrt{46,12}} = 5,4 \text{ м/с}$$

В этом случае должно выполняться следующее условие:

$$V_z = 1,2 \cdot V_{кр} \quad (3.8)$$

$$V_z = 1,2 \cdot 5,4 = 6,48 \text{ м/с}$$

Диаметр подъемника можно рассчитать исходя из заданных потерь давления в подъемнике по формуле

$$d_{вн} = \sqrt[5]{\frac{1,377 \cdot 10^{-12} \cdot \lambda \cdot z_{cp}^2 \cdot T_{cp}^2 \cdot Q^2 (e^{2S} - 1)}{P_{заб}^2 - P_y^2 \cdot e^{2S}}} = 0,065 \text{ м} \quad (3.9)$$

где  $\lambda$  - коэффициент гидравлического сопротивления;

$Q$  - добыча газа, тыс·м<sup>3</sup>/сут;

$P_{заб}$  и  $P_y$  - давления на забое и на устье скважины соответственно, МПа;

$T_{cp}$  - средняя температура по стволу скважины, °К;

$z$ -коэффициент сверхсжимаемости газа средний по стволу.

$$S = 0,03415 \frac{\bar{\rho} \cdot L}{T_{cp} \cdot z_{cp}} \quad (3.10)$$

где  $L$  - глубина скважины, м.

$$T_{cp} = \frac{T_y + T_{нл}}{2} \quad (3.11)$$

$$S = 0,03415 \frac{0,75 \cdot 5149,74}{322 \cdot 1,12} = 0,3657$$

$$d_{вн} = \sqrt[5]{\frac{1,377 \cdot 10^{-12} \cdot 0,02 \cdot 1,12^2 \cdot 322^2 \cdot 450^2 (e^{2 \cdot 0,3657} - 1)}{35,12^2 - 25^2 \cdot e^{2 \cdot 0,3657}}}$$

Ближайшее стандартное значение - 0,062м.

## Б) Расчет оптимальных дебитов и депрессии в газовых скважинах

В случае, когда давление на забое меньше давления начала конденсации определяется высота столба жидкости

$$h_{жс} = \frac{L}{\frac{Q \cdot T_{cp} \cdot z_{заб}}{45,8 \cdot P_{cp} \cdot d^2} + 1} \quad (3.12)$$

где  $L$  - глубина скважины до нижних дыр перфорации, м;  $d$  - диаметр НКТ, м.

$$h_{жс} = \frac{5149,74}{\frac{450 \cdot 322 \cdot 1,229}{45,8 \cdot 35,56 \cdot 0,065^2} + 1} = 0,199 \text{ м}$$

Оптимальное забойное давление устанавливается с помощью основного уравнения, описывающего движение газожидкостной смеси

$$P_3^2 = P_y^2 \cdot e^{2S} + 1,377 \cdot 10^{-12} \cdot \lambda \frac{z_2^2 \cdot T_p^2 \cdot Q^2}{d^5} (e^{2S} - 1) \quad (3.13)$$

$$P_3^2 = 25^2 \cdot e^{2 \cdot 0,3657} + 1,377 \cdot 10^{-12} \cdot 0,02 \frac{1,12^2 \cdot 322^2 \cdot 450^2}{0,065^5} (e^{2 \cdot 0,3657} - 1) = 1972,6$$

$$P_3 = 44,4$$

Оптимальное значение вскрываемой толщины пласта можно определить по формуле

$$h_{он} = 0,6h + \frac{a}{b \cdot P_{пл} (\rho_{жс} - \rho_z)} \sqrt{\left[ 0,6h + \frac{a}{b \cdot P_{пл} (\rho_{жс} - \rho_z)} \right]^2 - 0,36h^2} \quad (3.14)$$

где  $a$  и  $b$  - коэффициенты фильтрационных сопротивлений.

$$h_{он} = 0,6 \cdot 253 + \frac{0,6439 \cdot 10^{-4}}{2,139 \cdot 10^{-10} \cdot 52,076(803 - 347)} \times$$

$$\times \sqrt{\left[ 0,6 \cdot 253 + \frac{0,6439 \cdot 10^{-4}}{2,139 \cdot 10^{-10} \cdot 52,076(803 - 347)} \right]^2 - 0,36 \cdot 253^2} = 101,157 \text{ м}$$

Допустимая рабочая депрессия на пласт рассчитывается по формуле

$$(P_{пл} - P_{заб})_{дон} = 2\sqrt{P_{пл}} \quad (3.15)$$

$$(P_{пл} - P_{заб})_{дон} = 2\sqrt{52,076} = 14,43 \text{ МПа}$$

В) Установление технологического режима работы скважины.

Режим работы газовой скважины задается совокупностью параметров, входящих в общее уравнение притока, имеющимся в наличии оборудованием, а также факторами, ограничивающими дебит газовой скважины. Минимальный дебит газовой скважины, при котором не образуется на забое жидкостная пробка (при глубине спуска подъемника до забоя).

$$Q_{z.min.} = \frac{V_{z.в.min.} \cdot T_{ст} \cdot P_{заб} \cdot \pi \cdot d^2}{4P_0 \cdot z_{заб} \cdot T_{заб}} \quad (3.16)$$

Минимальная скорость газа, при которой не образуется пробка и вычисляется по формуле

$$V_{z.в.min.} = \frac{1,23(45 - 0,45P_{заб})^{0,25}}{\sqrt{0,45 \cdot P_{заб}}} \quad (3.17)$$

$$V_{г.в.мин} = \frac{1,23(45 - 0,45 \cdot 46,12)^{0,25}}{\sqrt{0,45 \cdot 46,12}} = 0,599 м / с$$

$$Q_{г.мин.} = \frac{0,599 \cdot 293 \cdot 46,12 \cdot 3,14 \cdot 0,065^2}{4 \cdot 0,1013 \cdot 1,229 \cdot 341} = 0,63 м^3 / с$$

или  $0,63 \cdot 86400 = 54,432$  тыс.м<sup>3</sup>/сут.

Минимальная скорость газа, при которой не образуется пробка конденсата вычисляется по формуле:

$$V_{г.к.мин} = \frac{1,71(67 - 0,45 P_{заб})^{0,25}}{\sqrt{0,45 \cdot P_{заб}}} \quad (3.18)$$

$$V_{г.к.мин} = \frac{1,71(67 - 0,45 \cdot 46,12)^{0,25}}{\sqrt{0,45 \cdot 46,12}} = 0,98 м / с$$

Минимальный дебит, при котором не будет происходить осаждение конденсата на забой скважины

$$Q_{г.мин.} = \frac{V_{г.к.мин} \cdot T_{ст} \cdot P_{заб} \cdot \pi \cdot d^2}{4 P_0 \cdot z_{заб} \cdot T_{заб}} \quad (3.19)$$

$$Q_{г.мин.} = \frac{0,979 \cdot 293 \cdot 46,12 \cdot 3,14 \cdot 0,065^2}{4 \cdot 0,1013 \cdot 1,229 \cdot 341} = 1,033 м^3 / с$$

или  $1,033 \cdot 86400 = 89,251$  тыс.м<sup>3</sup>/сут.

Таким образом, мы видим, что вынос частиц конденсата обеспечивается при дебите 89,251 тыс.м<sup>3</sup>/сут. Скважина 239 имеет дебит в 450 тыс.м<sup>3</sup>/сут. Режим эксплуатации рассматриваемой скважины удовлетворяет условиям предотвращения накопления конденсата в призабойной зоне.

### 3 Технико-экономический анализ вариантов разработки, обоснование выбора рекомендуемого к утверждению

Существует четыре варианта разработки месторождения Тенгиз:

- Первый вариант – Первичная добыча или разработка на естественном режиме;
- Второй вариант - Закачка газа;
- Третий вариант – Закачка воды (горизонтальная закачка);
- Четвертый вариант – Закачка воды (снизу вверх).

В качестве минимума рассматривалось обеспечение мощностей по переработке до 32 млн. тонн нефти в год.

Утвержденный вариант: Закачка газа.

Вариант с закачкой газа был утвержден, поскольку по своей экономической эффективности он превосходит как разработку на естественном режиме, так и вариант с закачкой воды. Помимо этого, вариант с закачкой газа

дает возможность увеличения потенциала месторождения по добыче и подготовке нефти с использованием технологии ПВП/ЗСГ.

### 3.1 Обзор капитальных вложений по вариантам разработки

Эксплуатационные затраты - производимые постоянно затраты живого и общественного труда. Капитальные затраты - это инвестиционные средства на создание основных производственных фондов и их расширенное воспроизводство, а также на техническое перевооружение производства. По вариантам с закачкой газа и воды предусмотрены капитальные вложения в строительство объектов, необходимых для закачки газа и воды.

Вариант 1: По варианту разработки на естественном режиме за проектный период планируется бурение 224 добывающих скважин. Капитальные вложения в скважины и расширение мощностей по переработке определены в сумме 16,028 млрд. долларов.

Вариант 2: По варианту с закачкой газа планируется бурение 224 добывающих и 19 нагнетательных скважин.

Капитальные вложения в скважины, расширение мощностей по переработке и объект для закачки газа определены в сумме 14,985 млрд. долларов.

Вариант 3: По третьему варианту с закачкой воды (горизонтальная закачка) планируется бурение 333 добывающих скважин с переводом 141 скважины под нагнетание воды.

Капитальные вложения по этому варианту определены в сумме 21,087 млрд. долларов.

Вариант 4: Четвертый вариант с закачкой воды (закачка «снизу-вверх»), также предусматривает бурение 333 добывающих скважин с переводом 141 из них в нагнетательные скважины.

Капитальные вложения в скважины, расширение мощностей и объект для закачки воды определены в сумме 20,964 млрд. долларов.

Структура капитальных вложений по вариантам разработки представлена в таблице 6.2.

**Таблица 3.1 – Структура капитальных вложений по вариантам разработки (млн. долл.)**

вариант	всего	Основные показатели			
		добывающие скважины	нагнетательные скважины	новые объекты	прочие
1 – Первичная добыча	16 028	4 295	-	7 279	4 454
2 – Закачка газа	14 985	3 988	299	5 962	4 736



3 – Закачка воды (горизонтальная)	21 087	6 626	608	9 043	4 810
4 – Закачка воды (снизу вверх)	20 964	6 626	608	9 043	4 687

Капитальные вложения по вариантам с закачкой воды превышают капитальные вложения по варианту с закачкой газа и разработкой на естественном режиме приблизительно на 6,0 млрд. и 5,0 млрд. долларов США соответственно.

### 3.2 Обзор показателей экономической эффективности проекта по вариантам разработки

Дисконтированный поток денежных средств не только является показателем общей экономической эффективности вариантов разработки, но также служит целесообразной основой для выбора предпочтительного варианта. В таблице 3.1 приведены значения дисконтированного потока денежных средств для каждого варианта разработки, вместе с необходимыми объемами капитальных вложений.

**Таблица 3.1 – 10 % дисконтированный поток денежных средств**

	ТШО	РК	Всего
	2002-32	2002-62	кап. влож.
Вариант	млн. долл.	млн. долл.	млн. долл.
1 – Первичная добыча	12 546	12 236	16 028
2 – Закачка газа	13 940	13 638	14 985
3 – Закачка воды (горизонтальная)	12 407	13 225	21 087
4 – Закачка воды (снизу вверх)	12 126	12 861	20 964

Среди рассматриваемых альтернативных вариантов вариант с закачкой газа дает максимальный дисконтированный поток денежных средств, как акционерам ТШО, так и Республике Казахстан.

С точки зрения акционеров ТШО, дисконтированный поток денежных средств, получаемый по варианту с закачкой газа, превышает данный показатель для варианта разработки на естественном режиме и для наилучшего сценария разработки с закачкой воды на 1,4 и 1,5 млрд. долларов США соответственно.

С точки зрения Республики Казахстан, дисконтированный поток денежных средств, получаемый по варианту с закачкой газа, превышает данный показатель для варианта разработки на естественном режиме и для наилучшего сценария разработки с закачкой воды на 1,3 и 0,4 млрд. долларов США соответственно.

Одновременно, вариант с закачкой газа является самым дешевым, сокращая капитальные вложения почти на 6,1 млрд. долларов США по сравнению с вариантом с закачкой воды.

Однако, несмотря на то, что вариант с закачкой воды в настоящее время не является экономически целесообразным, он заслуживает дополнительного рассмотрения и исследования в будущем, так как дает возможность увеличения остаточной добычи на 3-4%.

### 3.3 Расчет экономической эффективности

Рассматривая вопрос о целесообразности применения закачки сырого газа на Тенгизском месторождении, можно сделать вывод о том, что данный метод увеличения добычи нефти является одним из самых перспективных. Расчет осуществляется по обычной схеме оценки денежных потоков, при действующей системе налогообложения, по средним ценам 2010 года.

а) В первую очередь определяем технологическую эффективность:

$$\mathcal{E}_T = D \cdot T = 1042000 \cdot 693 = 722,106 \text{ млн. долл.}, \quad (6.1)$$

где  $D$  – объем дополнительно добытой нефти,  $T$  – стоимость тонны Тенгизской нефти при цене 75 долл. за баррель.

б) Определяем суммарное количество затрат:

затраты на добычу и транспортировку дополнительной нефти определяем по формуле (6.2):

$$Z = C \cdot D = 8,25 \cdot 1042000 = 8,596 \text{ млн. долл.}, \quad (6.2)$$

где  $C$  - себестоимость 1 тонны дополнительно добытой нефти,  $D$  - объем дополнительно добытой нефти.

в) В итоге определяем экономическую эффективность по формуле (6.3):

$$\mathcal{E}_э = \mathcal{E}_T - K - Z = 722,106 - 189 - 8,596 = 524,51 \text{ млн. долл.}, \quad (6.3)$$

где  $\mathcal{E}_T$  – технологическая эффективность,

$K$  – капитальные вложения на проект закачки сырого газа,

$Z$  - суммарные затраты.

Из результатов, полученных в процессе расчёта, видно, что после внедрения проекта закачки сырого газа увеличилась дополнительная годовая добыча, а экономический эффект составил 524,51 млн. долл.

Срок окупаемости также является частью расчета экономической эффективности и определяется по формуле (6.4):

$$C_{\text{окуп}} = K_{\text{общ}} / \dot{Э}_T = 5299 / 722,106 = 7 \text{ лет}, \quad (6.4)$$

где  $C_{\text{окуп}}$  – срок окупаемости закачки сырого газа,  $K_{\text{общ}}$  – общие капитальные вложения.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Месторождение Тенгиз Республики Казахстан имеет исключительно сложное геолого-физическое строение. Тем не менее, результаты долголетней опытно-промышленной эксплуатации месторождения и очень большой комплекс исследовательских работ, выполненный «Тенгизшевройл», позволяют наметить в настоящее время пути наиболее эффективного освоения месторождения.

В 1993 году СП «Тенгизшевройл» добыло 1,3 млн. тонн нефти. Путем увеличения объемов добычи нефти в среднем на 14% ежегодно в 2001 году СП «Тенгизшевройл» добыло 11,5 млн. тонн нефти, а в 2008 году довело объемы добычи до 18 млн. тонн.

Анализ текущего состояния разработки показывает, что фонд добывающих скважин на месторождении составляет 60 скважин. Скважины разбурены редкой сеткой, затрагивающей в большей степени северную и центральную платформенную часть месторождения. Средний текущий дебит одной скважины по нефти составил 979,9 т/сут. Все скважины дают продукцию чистой нефти. Основным способом эксплуатации является фонтанный.

Существующая система сбора работает при давлениях до 14,5 МПа на устьях скважин и 6,8 МПа при входе на завод. Расчетное давление выкидных линий 15 МПа, а нефтегазосборных трубопроводов 10 МПа. Очистка от кислых скоплений нефтегазосборных трубопроводов и объектов замерных установок осуществляется с использованием подведенного топливного газа, а выкидных линий с помощью малосернистой нефти от передвижной насосной установки.

Сбор нефти осуществляется по напорной герметизированной схеме, обеспечивающей безопасные условия эксплуатации, охрану окружающей среды и максимальную сохранность добываемого углеводородного сырья.

На завод поступает три основных сырьевых потока. Сырьё на Тенгизском заводе включает следующие компоненты: нефть, попутный газ (в т. ч.  $H_2S$  и  $CO_2$ ) и промысловая вода (в очень малых объёмах), увлечённые механические примеси.

Переработка разделена на два производственных участка: производство нефти и газа; производство серы и вспомогательное производство.

Деятельность СП «Тенгизшевройл» определяется стратегическими направлениями, позволяющими стать наиболее эффективно работающим и высокорентабельным предприятием мировой нефтяной отрасли.

Охрана окружающей среды и соблюдение правил техники безопасности является принципами работы каждого сотрудника СП «Тенгизшевройл» и подрядных компаний. Каждый сотрудник считает долгом быть верным задачам охраны здоровья человека и окружающей среды.

Достижение отличных производственных показателей - залог успеха компании. Главным приоритетом является обеспечение безопасности, надежности и эффективности всего коллектива.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- 1 Айткулов А.У., Ахмеджанов Т.К., Ахметкалиев Р.Б., Айткулов Ж.А. Пути повышения эффективности нефтеотдачи пластов месторождений Казахстана. Алматы, 2002. 308 с.
- 2 Мырзахметов Б.К., Сигитов В.Б. Методическое пособие по дипломному проектированию. Состав и оформление дипломного проекта (работы). Алматы, КБТУ, 2006.
- 3 Зайцев В.М., Андреев А.Ф., Панов Г.Е. Анализ и прогнозирование показателей разработки нефтяной залежи. Методическое пособие по дипломному проектированию. – М.: МИНГ, 1987.
- 4 Лаврушко П.Н., Муравьев В.М. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин. – М.: Недра, 1971.
- 5 Лысенко В.Д. Разработка нефтяных месторождений: Теория и практика. – М.: Недра, 1996.
- 6 Проект опытно-промышленной эксплуатации месторождения Тенгиз. СП «ТШО», 1996г.
- 7 Отчет о работе СП «ТШО» за 2002, 2005, 2008 год
- 8 Герштанский О.С., Филгейт Р. Анализ текущего состояния разработки месторождения Тенгиз. Отчёт 730072. Актау, 2009, 165 с.
- 9 Бренц Н.Л., Тищенко В.Е. и другие. Организация, планирование и управление предприятием нефтяной и газовой промышленности. М.: Недра, 1984
- 10 Джиембаева К.И., Лалазарян Н.В. Сбор и подготовка скважинной продукции на нефтяных месторождениях. Алматы, 2000
- 11 Желтов Ю.П. Разработка нефтяных месторождений. М.: Недра, 1985
- 12 Гиматулинов Ш.К. и другие. Справочная книга по добыче нефти. М.: Недра, 1983
- 13 Проект опытно-промышленной эксплуатации месторождения Тенгиз. СП "ТШО", 2005
- 14 Сыромятников Е.С., Победоносцева Н.Н. Организация, планирование и управление нефтегазодобывающими предприятиями. М.: Недра, 1987.
- 15 Щуров В.И. Технология и техника добычи нефти. М.: Недра, 1985.