

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Казахский национальный исследовательский технический университет
имени К.И. Сатпаева

Институт Геологии и нефтегазового дела им. К. Турысова

Кафедра «Нефтяная инженерия»

Молдахметова Сымбат Кайратовна

Шань Шиго

Аманов Мансур Тоирович

«Выбор капитального ремонта скважин на месторождении Тенгиз»

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА

к дипломному проекту

Специальность 5В070800 – Нефтегазовое дело

Алматы 2019

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Казахский национальный исследовательский технический университет
имени К.И. Сатпаева

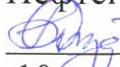
Институт Геологии и нефтегазового дела им. К. Турысова

Кафедра «Нефтяная инженерия»

ДОПУЩЕН К ЗАЩИТЕ

Заведующий кафедрой

Нефтегазового дела

 М.К.Сыздыков

«10» мая 2019 г.

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА

к дипломному проекту

На тему: «Выбор капитального ремонта скважин на месторождении Тенгиз»

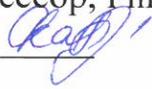
по специальности 5В070800 – Нефтегазовое дело

Выполнили:

Молдахметова С., Шань Шиго, Аманов М.

Научный руководитель

Ассистент-профессор, PhD

Ахымбаева Б.С. 

«10» мая 2019 г.

Алматы 2019

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Казахский национальный исследовательский технический университет
имени К.И. Сатпаева

Институт Геологии и нефтегазового дела им. К. Турысова

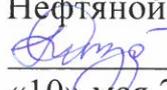
Кафедра «Нефтяная инженерия»

Специальность 5В070800 – Нефтегазовое дело

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

Нефтяной инженерии

 М.К.Сыздыков

«10» мая 2019 г.

ЗАДАНИЕ

на выполнение дипломного проекта

Обучающимся: Молдахметовой С.К, Аманову М.Т, Шань Шиго

Тема: ««Выбор капитального ремонта скважин на месторождении Тенгиз»»

Утверждена приказом Ректора Университета №1627-б от "28" января 2019г.

Срок сдачи законченной работы: "10" мая 2019г.

Исходные данные к дипломной работы: "Stimulation Naturally Fractured Carbonate Reservoirs", Oilfield Review 25, no. 3 (Autumn 2013), Schlumberger.

Краткое содержание дипломной работы:

- а) *определение текущего состояния разработки*
- б) *обоснование расчетных вариантов разработки*
- в) *проведение симуляции кислотной обработки скважин в Eclipse 100*
- г) *экономическое обоснование эксплуатационных расчетов*

Рекомендуемая основная литература:

1. *Crowe C., Mashmonteil J., Touboul E and Thomas R: "Trends in Matrix Acidizing", Oilfield Review 4, no. 4(Oct 1992)*
2. *Техническое описание, Версия 2003А 1, Schlumberger, Eclipse*
3. *Справочное руководство, Версия 2003А 1, Schlumberger, Eclipse*
4. *Tengiz Well Performance Forecasting Using Wellbore Transient Flow Modeling (Russian), SPE Annual Caspian Technical Conference and Exhibition, 2014*

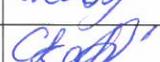
ГРАФИК

подготовки дипломного проекта

| Наименование разделов, перечень разрабатываемых вопросов | Сроки представления научному руководителю и консультантам | Примечание |
|--|---|------------|
| Геологическая часть | 25.02.19 – 01.03.19 | Нет |
| Технологическая часть | 02.03.19 – 31.03.19 | Нет |
| Специальная часть | 02.04.19 – 14.04.19 | Нет |
| Экономическая часть | 15.04.19 – 25.04.19 | Нет |

ПОДПИСИ

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

| Наименование разделов | Консультанты, Ф.И.О. (ученая степень, звание) | Дата подписания | Подпись |
|-----------------------|---|---------------------|---|
| Геологическая часть | PhD, Ахымбаева Б.С. | 25.02.19 - 01.03.19 |  |
| Технологическая часть | PhD, Ахымбаева Б.С. | 02.03.19 - 31.03.19 |  |
| Специальная часть | PhD, Ахымбаева Б.С. | 02.04.19 - 14.04.19 |  |
| Экономическая часть | PhD, Ахымбаева Б.С. | 15.04.19 - 25.04.19 |  |

Научный руководитель:  Ахымбаева Б.С.

Задание приняли к исполнению обучающиеся: _____ Молдахметова Сымбат
_____ Шань Шиго
_____ Аманов Мансур

Дата:

« 10 » мая 2019

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Казахский национальный исследовательский технический университет
имени К.И. Сатпаева

**ОТЗЫВ
НАУЧНОГО РУКОВОДИТЕЛЯ**

на дипломный проект

Молдахметова С.К., Шань Шиго., Аманов М.

5B070800 – Нефтегазовое дело

Тема: «Выбор капитального ремонта скважин на месторождении Тенгиз».

Перед студентами стояла задача выполнения анализа работ по капитальному ремонту скважин на месторождении Тенгиз. Основная часть посвящена исследованию технико- технологической части, в ней рассматриваются структура фонда скважин, генеральный план, надежность, безопасность и эффективная эксплуатация 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 подбора капитального ремонта 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, PhD

 АХЫМБАЕВА Б.С.

10 «мая» 2019г.



| | |
|---|--|
| Университет: | Satbayev University |
| Название: | Выбор капитального ремонта на месторождении Тенгиз |
| Автор: | Молдахметова С.К., Шань Шиго, Аманов М.Т. |
| Координатор: | Биша Ахымбаева |
| Дата отчета: | 2019-05-10 17:50:54 |
| Коэффициент подобия № 1: | 28,4% |
| Коэффициент подобия № 2: | 14,4% |
| Длина фразы для коэффициента подобия № 2: | 25 |
| Количество слов: | 10 793 |
| Число знаков: | 81 167 |
| Адреса пропущенные при проверке: | |
| Количество завершенных проверок: | 35 |

! К вашему сведению, некоторые слова в этом документе содержат буквы из других алфавитов. Возможно - это попытка скрыть позаимствованный текст. Документ был проверен путем замещения этих букв латинским эквивалентом. Пожалуйста, уделите особое внимание этим частям отчета. Они выделены соответственно.
Количество выделенных слов 15

Самые длинные фрагменты, определенные, как подобные

| № | Название, имя автора или адрес гиперссылки (Название базы данных) | Автор | Количество одинаковых слов |
|----|---|-------|----------------------------|
| 1 | URL_ https://revolution.albest.ru/geology/00735655_0.html | | 70 |
| 2 | URL_ https://revolution.albest.ru/geology/00735655_1.html | | 68 |
| 3 | URL_ https://ref.nel.ua/work/4946689/primeneniye-solano-kislotnoj-obrabotki-prizabojnyh | | 64 |
| 4 | URL_ https://ref.nel.ua/work/4946689/primeneniye-solano-kislotnoj-obrabotki-prizabojnyh | | 64 |
| 5 | URL_ https://ref.nel.ua/work/4946689/primeneniye-solano-kislotnoj-obrabotki-prizabojnyh | | 61 |
| 6 | URL_ https://megajektisij.ru/s4509213.html | | 60 |
| 7 | URL_ https://guon.ru/work/1336943/harakteristika-mestorozhdeniya-tengiz | | 59 |
| 8 | URL_ https://revolution.albest.ru/geology/00735655_0.html | | 59 |
| 9 | URL_ https://www.bibliofond.ru/view.aspx?id=720034 | | 53 |
| 10 | URL_ https://ref.nel.ua/work/4946689/primeneniye-solano-kislotnoj-obrabotki-prizabojnyh | | 51 |

Документы, в которых найдено подобные фрагменты: из RefBooks

!
Не обнаружено каких-либо заимствований

Документы, содержащие подобные фрагменты: Из домашней базы данных

Документы, выделенные жирным шрифтом, содержат фрагменты потенциального плагиата, то есть превышающие лимит в длине коэффициента подобия № 2

| № | Название (Название базы данных) | Автор | Количество одинаковых слов (количество фрагментов) |
|---|--|--------------------------------|---|
| 1 | ДиссертацияСериков.docx Satbayev University (ИГиНГД) | Сериков Бахтияр | 70 (3) |
| 2 | Геопортал сельскохозяйственных территорий Республики Казахстан Satbayev University (И.И.В.Т) | Бекмухамедов Илияс Бауржанович | 12 (1) |
| 3 | Геодинамическая модель строения Чу-Сарысуьского бассейна.docx Satbayev University (ИГиНГД) | Кочетков Андрей | 5 (1) |

Документы, содержащие подобные фрагменты: Из внешних баз данных

Не обнаружено каких-либо заимствований

Документы, содержащие подобные фрагменты: Из интернета

Документы, выделенные жирным шрифтом, содержат фрагменты потенциального плагиата, то есть превышающие лимит в длине коэффициента подобия № 2

| № | Источник гиперссылки | Количество одинаковых слов (количество фрагментов) |
|---|---|---|
| 1 | URL_ https://revolution.albest.ru/geology/00735655_0.html | 647 (38) |

| | | |
|----|--|----------|
| 2 | URL_ https://ref.nel.ua/work/494669/primeneniye-solano-kislotnoy-obrabotki-prizabojnyh | 333 (9) |
| 3 | URL_ https://revolution.allbest.ru/geology/00515135_1.html | 245 (15) |
| 4 | URL_ https://gugn.ru/work/1336943.harakteristika-mestorozhdeniya-tengiz | 213 (10) |
| 5 | URL_ http://www.diplomkaz.kz/wp-content/uploads/2013/02/%d0%84%d0%b8%d0%bf-%d0%ad%d1%84%d1%84%d0%b5%d0%ba%d1%82%d0%b8%d0%b2%d0%bd%d0%be%d1%81%d1%82%d1%8c-%d1%81%d0%b8%d1%81 | 206 (15) |
| 6 | URL_ https://www.bib.fond.ru/view.aspx?id=720034 | 204 (13) |
| 7 | URL_ https://revolution.allbest.ru/geology/00735655_1.html | 196 (15) |
| 8 | URL_ https://revolution.allbest.ru/geology/00735655_3.html | 183 (8) |
| 9 | URL_ https://www.bib.fond.ru/view.aspx?id=606087 | 167 (14) |
| 10 | URL_ https://megalekaii.ru/a4509213.html | 107 (6) |
| 11 | URL_ https://stud.kz/ru/referat/show/28383 | 79 (10) |
| 12 | URL_ http://netess.ru/3knig/1123762-1-fimoiseenko-vodnie-resursi-evro-arkticheskogo-regiona-kluychevie-problemi-izmeneniya-kachestva-institut-problem-promishlennoy.php | 64 (3) |
| 13 | URL_ https://dic.academic.ru/dic.nsf/ruwiki/1339883 | 63 (3) |
| 14 | URL_ http://lib.znate.ru/docu/index-199591.html?page=2 | 41 (2) |
| 15 | URL_ https://studopedia.su/20_5929_biografiya-vi-vernadskogo.html | 35 (3) |
| 16 | URL_ http://www.xn----qkqs3a1kebk.xn--p1a/Data1/9/9243/index.htm | 33 (6) |
| 17 | URL_ http://stud.wiki/geology/3c0a55625b3bc68a4d43b88421316d36_0.html | 33 (1) |
| 18 | URL_ https://stud.kz/ru/referat/show/77916 | 31 (5) |
| 19 | URL_ https://www.imwa.info/docu/imwa_2018/IMWA2018_Janneck_898.pdf | 28 (1) |
| 20 | URL_ https://www.bestreferat.ru/referat-178957.html | 17 (1) |
| 21 | URL_ https://ru.wikipedia.org/wiki/Оспапа_Трыпа | 15 (2) |
| 22 | URL_ https://otherreferats.allbest.ru/ecology/00072588.html | 14 (2) |
| 23 | URL_ https://stud.kz/ru/referat/show/31042 | 9 (1) |
| 24 | URL_ https://reshim24.ru/ready/works/view/id/83 | 7 (1) |
| 25 | URL_ http://stud.wiki/geology/3c0b55635a3bd68b4c43a88421216d27_0.html | 6 (1) |

АНДАТПА

Дипломдық жоба төрт бөлімнен тұрады:

1. Геологиялық
2. Техника-технологиялық
3. Экономикалық
4. Еңбекті қорғау және қоршаған ортаны қорғау

Бірінші бөлімде Теңіз кен орынның геологиялық-физикалық сипаттамасы, стратиграфиясы, тектоникасы және мұнайгаздылығы келтірілген.

Дипломдық жобаның екінші бөлімінде Тенгиз кенорнында ұңғыны қышқылдық өңдеу әдісінің тиімділігі қарастырылған.. Арнайы бөлімде Schlumberger компаниясы және ECLIPSE100 арқылы жасалған қышқылдық өңдеудің нәтижелерінің салыстырмалы сипаттамасы көрсетілген. Кен орнының техника-экономикалық көрсеткіштері және экономикалық тиімділік есептелінген.

АННОТАЦИЯ

Данный проект состоит из четырех частей:

1. Геологическая
2. Технологическая
3. Экономическая
4. Охрана труда и окружающей среды

В первой части рассмотрены геолого-физическая характеристика месторождения Тенгиз

Во второй части дипломном проекте рассмотрена эффективность применения кислотной обработки скважин на месторождении Тенгиз. В специальной части проводится сравнительная характеристика результатов кислотной обработки, проведенной компанией Schlumberger и симуляции в программном обеспечении ECLIPSE100.

Целью работы является - оценка результатов и выбор эффективных технологических работ

ANNOTATION

This project consists of four parts:

1. Geological
2. Technological
3. Economic
4. Occupational and environmental safety

The first part considers the geological and physical characteristics of the Tengiz field.

In the second part of the thesis project, the effectiveness of acid treatment of wells in the Tengiz field is considered. In a special part, a comparative description of the results of acid treatment carried out by Schlumberger and simulation in the ECLIPSE100 software is carried out.

The aim of the work is to evaluate the results and select effective technological works

СОДЕРЖАНИЕ

| | | |
|----------|---|----|
| | ВВЕДЕНИЕ | 10 |
| 1 | Геологическая часть | 11 |
| 1.1 | Общие сведения о месторождении | 11 |
| 1.2 | Геологическое строение месторождения | 12 |
| 1.3 | Литолого-стратиграфическая характеристика | 13 |
| 1.4 | Тектоника | 13 |
| 1.5 | Нефтегазонасность месторождения | 14 |
| 1.5.1 | Коллекторские свойства пород, характеристика пластовых люидов | 14 |
| 1.6 | Запасы нефти и газа | 15 |
| 1.7 | Физико-химические свойства флюидов в пластовых и поверхностных условиях | 16 |
| 1.7.1 | Состав и свойства пластовой воды | 16 |
| 1.7.2 | Состав и свойства нефти и газа в стандартных условиях | 16 |
| 2 | Технико-технологическая часть | 17 |
| 2.1 | Система разработки месторождения | 17 |
| 2.1.1 | Анализ текущего состояния разработки | 17 |
| 2.1.2 | Анализ выработки запасов нефти из пластов | 20 |
| 2.1.3 | Система ППД, и применение методов повышения нефтеизвлечения | 20 |
| 2.2 | Техника и технология добычи нефти и газа | 22 |
| 2.2.1 | Характеристика показателей способов эксплуатации скважин | 22 |
| 2.2.2 | Мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин | 23 |
| 2.3 | Система сбора Тенгизского промысла | 24 |
| 2.3.1 | Требования и рекомендации к системе сбора и промысловой подготовки скважин | 25 |
| 2.4 | Специальная часть..... | 26 |
| 2.4.1 | Факторы, ухудшающие коллекторские свойства пласта и действие различных соединений при соляно – кислотной обработке..... | 26 |
| 2.4.2 | Выбор скважин для СКО | 27 |
| 2.4.3 | Реагенты и химические материалы для СКО | 27 |
| 2.4.4 | Анализ методов интенсификации притока | 27 |
| 2.4.5 | Сравнительный анализ эффективности применения солянокислотной обработки на основе данных по скважине | 29 |

| | | |
|----------|--|-----------|
| 2.4.6 | Химреагенты | 31 |
| 2.4.7 | Отчет и комментарии к обработке скважины Т-110 | 33 |
| 2.5 | Расчетная часть | 34 |
| 2.6 | Симуляция кислотной обработки скважины Т-110 в ECLIPSE | 37 |
| 3 | Экономическая часть | 41 |
| 3.1 | Расчет экономической эффективности проекта опытно-промышленной эксплуатации месторождения Тенгиз | 41 |
| 3.2 | Обзор капитальных вложений по вариантам разработки | 41 |
| 3.3 | Основной анализ затрат производства | 46 |
| 3.4 | Экономическая эффективность проведения соляно-кислотной обработки | 48 |
| 4 | Охрана труда и окружающей среды | 50 |
| 4.1 | Общие принципы обеспечения безопасности | 50 |
| 4.2 | Программа безопасного поведения (ПБП) | 50 |
| 4.3 | Производственная санитария | 50 |
| 4.4 | Радиационная безопасность | 51 |
| 4.5 | Мероприятия по обеспечению безопасности | |
| 4.6 | Мероприятия по обеспечению безопасности и предотвращению возможных аварийных ситуаций при бурении | 52 |
| 4.7 | Техника безопасности при соляно-кислотной обработке | 52 |
| 4.8 | Охрана окружающей среды | 52 |
| 4.8.1 | Характеристика предприятия, как источника загрязнения окружающей среды на месторождении Тенгиз | 52 |
| 4.8.2 | Проведение расчетов рассеивания загрязняющих веществ и предложения нормативов ПДВ | 53 |
| 4.8.3 | Характеристика предприятия, как источника загрязнения атмосферы, характеристика источников выбросов загрязняющих веществ | 53 |
| 4.8.4 | Мероприятия по снижению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу | 54 |
| 4.8.5 | Источники и оценка воздействия на поверхностные воды | 54 |
| 4.8.6 | Оценка программы мониторинга грунтовых вод | 55 |
| 4.8.7 | Охрана почв | 55 |
| 4.9 | Воздействие кислотной обработки на окружающую среду | 55 |
| 4.9.1 | Воздействие кислоты на водные ресурсы | 55 |
| 4.9.2 | Воздействие кислоты на земельные ресурсы | 55 |
| | ЗАКЛЮЧЕНИЕ | 56 |
| | СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ | 57 |
| | Приложение А | |
| | Приложение Б | |
| | Приложение В | |
| | Приложение Г | |
| | Приложение Д | |

ВВЕДЕНИЕ

Месторождение Тенгиз было открыто в 1979 году. В апреле 1991 года нефтяное месторождение Тенгиз было введено в эксплуатацию, с 6 апреля 1993 года эксплуатация месторождения осуществляется ТОО «Тенгизшевроил». В настоящее время участниками совместного предприятия, кроме корпорации «Шеврон-Тексако» являются: РК в лице НК «Казмунайгаз», компания «Эксон-Мобил», «ЛукАрко».

Тенгизский коллектор является одним из крупнейших в мире сверх гигантских нефтеносных коллекторов. Это является причиной сложностей, возникающих в процессах добычи и разработки месторождения.

Месторождение Тенгиз имеет исключительно сложное геолого-физическое строение. Тем не менее, результаты 20-летней 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.

При разработке месторождения Тенгиз совершенно необходимо постоянное наблюдение за ходом его эксплуатации и эффективностью применения тех или иных технологий воздействия на пласт и призабойную зону скважин, таких как кислотная обработка и гидроразрыв пласта.

Наибольшее распространение на промысле получили солянокислотные технологии и их модификации. Последние играют огромную роль в интенсификации добычи нефти. Объемы их использования настолько велики, что по суммарному эффекту дополнительно добытой нефти из залежи их приравнивают к методам повышения нефтеотдачи пластов.

Один раз в 3-4 года научно-исследовательские институты должны выполнять подробный анализ разработки месторождения, в котором должны представляться результаты обобщения опыта разработки месторождения, обсуждаться проблемы его дальнейшей разработки и намечаться пути их решения.

Целью данной дипломной работы было оценить эффективность применения кислотной обработки карбонатного коллектора с использованием гибких насосно-компрессорных труб (ГНКТ) и сравнить результаты, полученные после обработки компанией «Schlumberger» с результатами проведенной нами симуляции в программном приложении ECLIPSE100.

1 Геологическая часть

1.1 Общие сведения о месторождении

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

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

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 суши рыхлый, состоящий смеси из битого ракушняка 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°С), зимы суровые (до минус 30°С), малоснежные и ветреные.

Ветры преимущественно восточные и юго-восточные с частыми песчаными бурями. Среднегодовое количество осадков составляет 160 мм, и выпадают они преимущественно в весенний и осенний периоды. Ближайшие населенные пункты к Тенгизскому месторождению Каратон (35 км на север), пос. Сарыкамыс (25 км на юг - юго-запад).

Ближайшая железнодорожная станция Кульсары расположена в 110 км к север - северо-востоку от железной дороги Макат -Бейнеу. С областным центром Атырау и указанными населенными пунктами Тенгизское месторождение связано шоссейной дорогой с твердым покрытием. Вахтовый поселок расположен на расстоянии 25 км от месторождения Тенгиз. Строительные материалы на месторождении отсутствуют. По территории района проходит участок однопутной железнодорожной линии Аксарайская - Атырау - Кандагач.

Кроме того построена и эксплуатируется железная дорога Кульсары - Тенгизское месторождение. С областным центром г. Атырау месторождение связано шоссейной дорогой с твердым покрытием, воздушным и железнодорожным транспортом. 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 (КТК); нефтепровод Узень-Кульсары-Атырау-Самара; нефтепровод Каратон-Косчагыл-Кульсары-Орск. (рис. 1).

Электроснабжение населенных пунктов Жылыойского района осуществляется в основном от Атырауской ТЭЦ и Кульсаринской ТЭЦ.

Обеспечение электроэнергии объектов производства и вахтовых поселков "Тенгизшевройл" осуществляется от собственной газотурбинной станции.

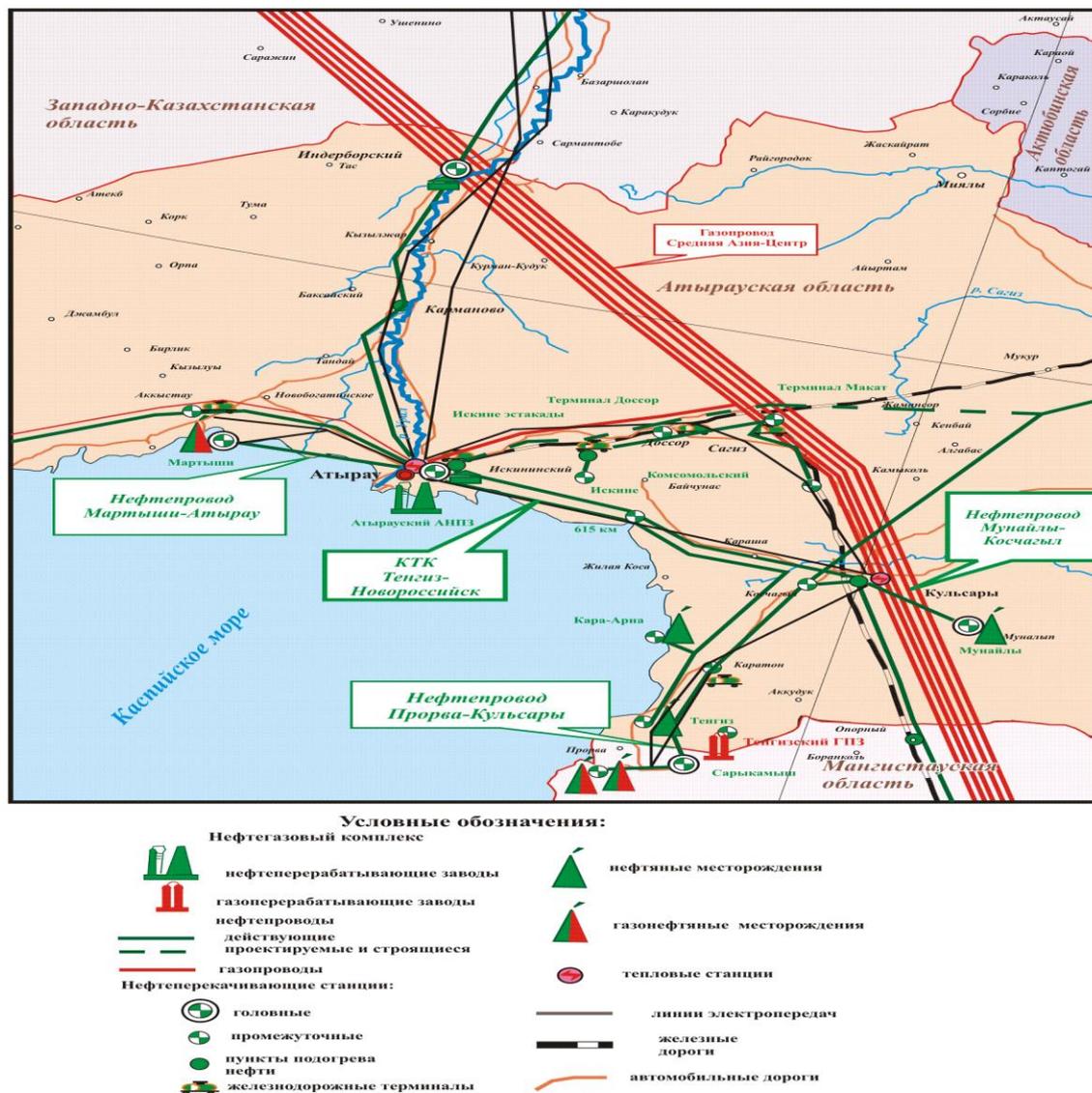


Рисунок 1 - Обзорная схема расположения Тенгизского месторождения

1.2 Геологическое строение месторождения

Вскрытая толща осадочных пород на Тенгизском месторождении представлена отложениями от четвертичных до верхнедевонских.

В осадочном разрезе выделяются три крупных литолого-стратиграфических комплекса: подсолевой, включающий верхнедевонские-артинские отложения, солевой-кунгурские, надсолевой - от верхнепермских до четвертичных.

Максимальная вскрытая глубина составляет 6455 м, скважина Т-53. Девонские отложения по состоянию изученности на 01.01.93 г., согласно

исследований ВолгоградНИПИнефти вскрыты в четырех скважинах Т-10, Т-17, Т-22, Т-41 соответственно толщиной 38, 5, 84, 87 м. Исследованиями, выполненными в СП "Тенгизшевройл", девонские отложения вскрыты только в двух скважинах Т-10 и Т-17.

Нижнекаменноугольные отложения вскрыты в объеме яснополянского надгоризонта толщиной до 607 м (скважина Т-22), здесь и далее приводится максимально вскрытая мощность окского надгоризонтов толщиной до 297 м (скважина Т-22) и серпуховского яруса общей мощностью до 197 м (скважина Т-16); среднекаменноугольные отложения в объеме башкирского яруса толщиной до 204 м (скважина Т-40); нижнепермские отложения в объеме артинского и кунгурского ярусов толщиной до 1876 м; верхнепермские отложения мощностью до 942 м; триасовые отложения мощностью до 500 м; юрские отложения мощностью до 1798 м; меловые отложения мощностью до 2675 м; палеогеновые отложения мощностью до 240 м и отложения неогеновой и четвертичной систем.

1.3 Литолого-стратиграфическая характеристика

Тенгизский карбонатный массив расположен в юго-восточной части Прикаспийской впадины и представляет собой часть крупной Тенгиз-Кашаганской карбонатной платформы, сформированной в позднем палеозое.

Во вскрытом разрезе осадочной толщи принимают участие породы, начиная от девонского возраста и заканчивая четвертичными.

В пределах Тенгизского месторождения отложения девонского возраста вскрыты ограниченным числом скважин. В центральной платформенной части массива породы представлены сгустково-сферовыми, сгустково-комковатыми, микрозернистыми и водорослевыми известняками, пеллетовыми пакстоунами. В склоновой части развиты водорослевые известняки, пеллетовые пакстоуны, с меньшим распространением пеллетовых вакстоунов, грейнстоунов. Относительно глубоководные отложения слагают подножие карбонатного массива. Вскрытая мощность девонских отложений от 25 м (Т-53) до 615 м (Т-47) (прил. Б)

1.4 Тектоника

Тенгизского месторождения

Отложения нижнего карбона представлены образованиями турнейского, визейского и серпуховского ярусов. Общая мощность отложений в пределах платформенной части структуры и в области рима составляет около 1000 м. На флангах структуры отмечаются значительные колебания по толщине, значения которой составляют 393-764 м.

Тенгизское месторождение нефти расположено в южной части Прикаспийской геологической провинции.

Кристаллический фундамент этой части впадины имеет предположительно рифейский возраст. Крупными структурными элементами фундамента являются Астраханско-Актюбинская система поднятий с отметками залегания фундамента 9-7 км, Заволжско-Тугаракчанская система прогибов (12-11 км). Тенгизское месторождение расположено в центральной части Южно-Эмбинского (Тугаракчанского) прогиба и характеризуется глубинами залегания фундамента 11,5-12 км (рис.6).

По особенностям геологического строения палеозойских отложений южная часть Прикаспийской геологической провинции районирована на ряд крупных структур II порядка, выступающих в ранге геологических (сейсмогеологических) областей – СГО. Две тектонически активные в позднем палеозое шовные зоны сочленения Прикаспийской впадины с Северо-Устюртской геологической провинцией на юго-востоке и Скифской на юго-западе составляют соответственно Южно-Эмбинское палеозойское поднятие и Карпинско-Бузачинскую зону смятия. Обширные пространства между Южно-Эмбинской и Карпинско-Бузачинской СГО на юге и Астраханско-Актюбинской системой поднятий на севере объединяются в Североморско-Биикжальскую СГО.

1.5 Нефтегазоносность месторождения

1.5.1 Коллекторские свойства пород, характеристика пластовых флюидов

Карбонатная толща месторождения Тенгиз в процессе изучения и создания ее геолого-физической модели 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 настоящее время в эксплуатации уже длительное время находится 1-й объект, из которого уже извлечено более 64 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.

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

1.6 Запасы нефти и газа

В соответствии с объектами разработки три объекта подсчета запасов (I, II, III). Для I объекта подсчет запасов выполнялся отдельно по каждому подобъекту (башкирскому, серпуховскому, окскому) с учетом выделенных фациальных зон (платформа, баундстоун, склон). В составе II и III объектов подобъекты не выделялись, запасы подсчитаны отдельно для платформенной и фланговой частей массива.

Категоричность подсчитанных запасов обоснована в соответствии со степенью изученности объектов: данными опробования и эксплуатации, лабораторными исследованиями фильтрационно-ёмкостных свойств пород и пластовых флюидов, промыслово-геофизическими исследованиями скважин и положениям раздела нефть-вода.

Большинство скважин находится в эксплуатации I объекта, часть из них эксплуатирует совместно I+II объекты и некоторые скважины □ совместно I+II+III объекты.

Результаты прямых определений фильтрационно-ёмкостных свойств по данным ГИС, детально “увязанные” с данными исследований 5391 образца керна (из I объекта), позволили дать достоверную оценку пористости и нефтенасыщенности пород в разных зонах месторождения.

I объект подсчета

Платформенная часть I объекта оценена по категориям В и С1.

Категория В включает запасы на площади, разбуренной эксплуатационными скважинами согласно “технологической схеме разработки месторождения Тенгиз”, по сетке 1414×1414 м, остальная площадь нефтеносности платформы отнесена к категории С1.

Подсчет запасов произведён объёмным методом.

84 % извлекаемых запасов месторождения сосредоточено в I объекте, из них 62 % запасов приурочены к платформенной части, 35 % к бортовой и 3 % к склоновой. На данной стадии изученности запасы II и III объектов составляют 12% и 4% от суммарных запасов месторождения. По промышленным категориям оценены 92 % запасов I объекта, 38 % запасов II объекта и лишь 3 % запасов III объект.

1.7 Физико-химические свойства флюидов в пластовых и поверхностных условиях

1.7.1 Состав и свойства пластовой воды

Притоки пластовой воды получены в скважине 47 из девонских отложений. Воды хлоркальциевого типа. Величина минерализации вод варьирует от 34,5 до 44,7 г/л, плотность – от 1,0299 до 1,031 г/см³.

Общая жесткость вод варьирует от 79 до 170 мг-экв/л. РН среды нейтральная – до 6,98. Генетический тип вод – хлоркальциевый по классификации В.А.Сулина, с преобладанием в составе вод ионов хлора (49,5%) и ионов натрия (49%). Воды сильно метаморфизованы, практически бессульфатны, о чем свидетельствуют коэффициенты $r_{Na^+}/r_{Cl^-}=0,57-0,79$; $r_{(Cl^- - Na^+)}/r_{Mg^{2+}}=2,03-4,49$; $r_{SO_4^{2-}}/r_{Cl^-} + r_{SO_4^{2-}}=1,13-3,6$, что характерно для вод подсолевого комплекса. Глубинное происхождение вод подтверждается присутствием в составе вод лития (до 14 мг/л), который наряду с цезием, является индикатором данных вод.

Из микрокомпонентного состава, помимо лития, определялись бор, бром, йод, аммоний, и стронций. Их содержание в водах незначительно. Так, содержание брома 62 мг/л, йода – 11 мг/л, бора – 84 мг/л, стронция - 176 мг/л, аммония - до 243 мг/л. Содержание сероводорода достигает 1,52 г/л.

1.7.2 Состав и свойства нефти и газа в стандартных условиях

По классификации ГОСТ 9965-76, которая предназначена для составления паспорта и сертификата нефти “Основные показатели контроля качества нефтей для нефтеперерабатывающих предприятий”, нефть Тенгизского месторождения определяются по заданным показателям и нормам следующим образом:

По содержанию серы, в основном, вся нефть относится ко второму классу с концентрацией от 0,6 до 1,8 масс. % и является сернистой. Среднее значение содержания серы в нефти находится на уровне 0,95 масс.%.

Содержание меркаптанов в нефти составляет от 0,066 до 0,089 масс.%, при среднем содержании 0,078 масс.%. По плотности нефть относится к первому типу (до 850 кг/м³) и классифицируется как легкая. По стандартной сепарации среднее значение плотности составляет 804,3 кг/м³.

По четырехступенчатому сепарационному тесту (по данным Core Laboratories) плотность нефти варьирует от 795,7 до 802,5 кг/м³, при среднем значении 798,0 кг/м³, с учетом компонентов группы C₅+, содержащихся в газовой фазе, плотность нефти облегчается до уровня 787,1 - 797,6 кг/м³, при среднем значении 790,6 кг/м³.

По содержанию хлористых солей практически вся нефть относится к первой группе (не более 100 мг/л).

2 Технико-технологическая часть

2.1 Система разработки месторождения

2.1.1 Анализ текущего состояния разработки

Месторождение Тенгиз введено в промышленную эксплуатацию в апреле 1991 г. Таким образом, эксплуатация месторождения осуществляется уже 21 год. По состоянию на 1.01.10г. эксплуатационный фонд составляет 131 скважины, в том числе в действующем фонде – 73 скважин. Все скважины эксплуатируются фонтанным способом.

Дебиты добывающих скважин, расположенных в трещиноватой части карбонатной толщи 1-го объекта, значительно выше дебитов скважин, эксплуатирующих платформенную часть. Так, по состоянию на 1.08.10 г. средний дебит скважин на платформе составил 834 т/сут., а в трещиноватой зоне – 1123 т/сут.

Аналогичная картина наблюдается и при сравнении значений коэффициентов продуктивности по скважинам, расположенным на платформе и в трещиноватой зоне. По мере снижения пластового давления в залежи дебиты скважин постепенно снижаются. После проведения по скважинам СКО и КГРП отмечается простое -11, в соответствии с таблицей 2.1.2.2. Введенные в эксплуатацию добывающие скважины расположены, в основном, в центральной части месторождения с наибольшей нефтенасыщенной толщиной пласта (более 1000 м), поэтому являются наиболее производительными. Давление на устье нефтедобывающих скважин находится в диапазоне 10-50 МПа.

Распределение скважин со среднесуточным дебитом на июнь 2011, а также расположение по зонам представлено в таблице 2.1.2.1.

Таблица 2.1.2.1 – Распределение скважин в соответствии с добычей нефти на 01.07.2011 на месторождении Тенгиз

| Расположение скважин | Дебит нефти, т/сут | | | | | Все го |
|---------------------------|--------------------|---------|----------|-----------|-----------|------------|
| | 100-150 | 151-500 | 501-1000 | 1001-1500 | 1501-3000 | |
| Платформа | 1 (1 419) | 8 | 8 | 4 | 0 | <u>21</u> |
| Рим и борт | 0 | 5 | 10 | 13 | 12 | <u>40</u> |
| Общее число скважин | 1 | 13 | 18 | 17 | 12 | <u>61</u> |
| % от общего числа скважин | 2 | 21 | 29 | 28 | 20 | <u>100</u> |

По состоянию на 01.07.2011, средний дебит нефти по скважинам составил 1049 т/сут. В случае, показанном в таблице 2.1.2.1 видно, что 22% скважин от общего фонда добывающих скважин добывает со среднесуточным дебитом

500 т/сут, 57% скважин - от 501 т/сут до 1 500 с/сут, и 20% скважин от 1500 т/сут до 2000 т/сут. Наибольший дебит 1500 т/сут производят 12 скважин расположенных в зоне рима и бортовой зоне.

Таблица 2.1.2.2 – Месторождение Тенгиз. Характеристика фонда скважин по состоянию на 01.01.2010 год

| № п | Фонд | Категория | Количество скважин | № скважин |
|-----|-----------------------------|-----------------------------------|--------------------|--|
| 1 | Фонд добывающих скважин | Всего | 131 | |
| | | в том числе действующие фонтанные | 73 | 1к, 3к, 4, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 14, 15, 17, 20, 21, 23, 27, 28, 41, 43, 44, 47, 72, 102, 103, 104, 105, 106, 108, 110, 111, 112, 116, 117, 120, 122, 124, 318, 320, 419, 1100, 4346, 4556, 5050, 5056, 5059, 5442, 5454, 5850, 5853, 38, 113, 121, 5857, 7252 |
| | | в бездействии | 11 | 42, 114, 115, 118, 123, 317, 1101, 5034, 6846 |
| | | в консервации | 19 | 2к, 5к, 16, 25, 29, 30, 31, 37, 39, 40, 46, 60, 107, 119, 125, 211, 456, 3948, 5632 |
| | | ликвидированные | 18 | 1, 2, 3, 5, 18, 19, 22, 26, 32, 33, 34, 35, 36, 52, 53, 101, 109, 430 |
| 2 | Фонд нагнетательных скважин | Всего | 7 | |
| | | в том числе под закачкой | 7 | 5044, 5242, 5246, 5444, 5447, 5646, 5848 |
| 3 | Специальные скважины | Наблюдательные | 2 | 24, 100 |

Коэффициент использования изменялся от 0,512 (1991 г.) до 0.809 (1997 г.) в среднем за все время разработки составил – 0,639. На сегодняшний день его величина составляет 0,721.

Таблица 2.1.2.3 – Уточненные характеристики основных показателей по отбору нефти и жидкости

| Годы | Добыча нефти, тыс. т | Темп отбора от извлеч. запасов, % | | Накопленная добыча нефти, тыс. т | Отбор от извлекаемых запасов, % | Отбор от начальных геологических запасов, % | Годовая добыча жидкости, тыс. т | Накопленная добыча жидкости, тыс. т | Обводненность, % | Закачка газа, млрд. м ³ | | Добыча нефтяного газа, млн. м ³ | |
|------|----------------------|-----------------------------------|------|----------------------------------|---------------------------------|---|---------------------------------|-------------------------------------|------------------|------------------------------------|-------------|--|--------|
| | | нач | тек. | | | | | | | годовая | накопленная | год. | накоп. |
| 2005 | 12,6 | 0.9 | 1.0 | 112748 | 8.1 | 0.03 | 12635 | 112799 | 0.4 | 0 | 0 | 569 | 32365 |
| 2006 | 12,7 | 0.9 | 1.0 | 125448 | 9.0 | 0.04 | 12751 | 125550 | 0.4 | 0.9 | 0.9 | 6544 | 38909 |
| 2007 | 18,8 | 1.3 | 1.5 | 144184 | 10.3 | 0.04 | 18811 | 144361 | 0.4 | 2.1 | 3 | 10768 | 49667 |
| 2008 | 23,6 | 1.7 | 1.9 | 167800 | 12.0 | 0.05 | 23735 | 168095 | 0.5 | 2.3 | 5.3 | 11307 | 60948 |
| 2009 | 23,6 | 1.7 | 2.0 | 191405 | 13.7 | 0.06 | 23724 | 191819 | 0.5 | 2.3 | 7.6 | 11346 | 72330 |

Коэффициент эксплуатации колебался от 0,645 (1993 г.) до 0,913 (1997 г.) и в среднем за анализируемый период составил 0,802. Достаточно низкие средние значения коэффициентов использования и эксплуатации действующего фонда скважин во многом обусловлены целенаправленным отключением действующих скважин, что связано с технологическим режимом работы нефтеперерабатывающего завода и его возможностями по переработке нефти. В наши дни фактически сложившаяся сетка скважин имеет плотность 1414 м x 1414 м. Местами сетка скважин уплотнена до 707 м и даже 500 м между скважинами. Средний текущий дебит нефти одной добывающей скважины, составляет 843 т/сут.

2.1.2 Анализ выработки запасов нефти из пластов

Месторождение Тенгиз в настоящее время разрабатывается за счёт истощения естественного упруго-замкнутого режима. При непрерывном снижении пластового давления в массивной нефтяной залежи с аномально высоким начальным пластовым давлением, происходит отжатие пластового флюида из пористого коллектора за счет энергии упругости сжатой нефти, воды и горной породы. При этом режиме необходимым и достаточным условием эффективного дренирования нефтяной залежи является наличие гидродинамической связи между добывающими скважинами и любой точкой нефтяной залежи.

По состоянию на 01.01.2010 годовая добыча нефти на месторождении Тенгиз составила 26 млн. т при темпе отбора от утвержденных ГКЗ РК начальных извлекаемых запасов 1.2 %. С начала разработки месторождения добыто 197 млн.т. нефти, при текущем коэффициенте извлечения нефти 0.061 д.ед.

Динамика основных технологических показателей с начала эксплуатации месторождения Тенгиз до 01.01.2008 приведены в таблице 2.1.3.1.

2.1.3 Система ППД, и применение методов повышения нефтеизвлечения

В технологии разработки месторождения Тенгиз, в частности, 1 объекта разработки рассматриваются два метода поддержания пластового давления: заводнение и закачка попутного газа. При выборе метода повышения нефтеизвлечения важное значение, имеет учёт параметров конечной нефтеотдачи в сопоставлении с затратами на их достижение, которые потребуются для строительства и эксплуатации технических сооружений, необходимых для практической реализации методов. Состав сооружений формируется на основании требований к качеству рабочего агента.

Для смеси нефть-газ (без свободного газа) объёмное содержание нефти и воды рассчитывается по формуле:

$$Y_w = \frac{\rho_{\log} / \cos \alpha - \rho_o}{\rho_w - \rho_{\log}} \quad \text{и} \quad Y_o = (1 - Y_w), \quad (1)$$

где: Y_o и Y_w – объёмное содержание нефти и воды соответственно,

α – угол наклона ствола скважины,

ρ_{\log} – плотность смеси по измерениям устройства дифференциального скважинного манометра,

ρ_o и ρ_w – измеренные на месте плотности нефти и воды соответственно.

Смеси нефть-вода и вода-газ подсчитываются вышеописанным путём с использованием соответствующих значений плотностей. Необходимо отметить, что оперативная интерпретация не может рассматривать более двух фаз одновременно.

Следующий этап состоит в определении разности скоростей лёгких и тяжёлых фаз V_s .

Непосредственные скорости потоков нефти и воды вычисляются по формулам:

$$q_w = y_w [q_t - A v_s (1 - y_w)] \quad \text{и} \quad q_o = q_t - q_w, \quad (2)$$

где: q_t – общая производительность скважины ;

A – площадь сечения обсадной трубы (или необсаженной скважины) минус площадь, занятая измерительным прибором, также может быть записана в виде:

$1,4 (d^2 - 2.85)$, где d – внутренний диаметр обсадной трубы (или скважины) в дюймах. Имеются две дополнительные отличительные черты:

- способность преобразовать скорость в скважине в скорость на поверхности и, наоборот, используя библиотеку корреляции PVT.

- Способность корректировки показаний дифференциального скважинного манометра на эффект трения, учитывая скорость флюида, скорость подъёма инструмента и тот факт, что отношение площади сечения к потоку уменьшается за счёт присутствия каротажного прибора.

Существуют два метода интенсификации, которые используются на Тенгизе:

1. Кислотная обработка с гибкими НКТ
2. Кислотный гидроразрыв

Таблица 2.1.4.1 - Методы повышения нефтеизвлечения

| Закачка воды | Закачка газа |
|---|---|
| Сооружения | |
| <ul style="list-style-type: none"> – нагнетательные скважины – трубопроводы системы ППД – насосная высокого давления – установка очистки сточной воды для ППД – установка подготовки воды из выбранного источника – трубопровод «месторождение – источник» – Тенгиз – Жанасу – трёхфазные сепараторы на действующих КТЛ высокого, среднего и низкого давления; – замена насосно-компрессорных колонн в действующих скважинах из труб, не подвержённых коррозии | <ul style="list-style-type: none"> – нагнетательные скважины – трубопровод «ЗВП – компрессорная» – компрессорная с сепараторами – трубопроводы высокого давления – установка подготовки газа |

2.2 Техника и технология добычи нефти и газа

2.2.1 Характеристика показателей способов эксплуатации скважин

Фонтанирование скважин на месторождении Тенгиз обусловлено большим запасом пластовой энергии и достаточно большими давлениями на забое, чтобы преодолеть гидростатическое давление столба жидкости в скважине, противодействие на устье и давление, расходуемое на трение, связанное с движением этой жидкости.

Оборудование при фонтанной эксплуатации.

Устьевое оборудование

На месторождении Тенгиз должна быть применена фонтанная арматура крестового типа, рассчитанная на рабочее давление 70 МПа с двумя центральными запорными устройствами на стволе елки и двумя задвижками на каждом боковом отводе крестовика трубной головки. Диаметр проходного сечения ствола елки- 50 мм.

В связи с высоким содержанием в пластовом флюиде сероводорода, фонтанная арматура должна быть выполнена из стали с высокими антикоррозионными свойствами.

По своим конструктивным особенностям она позволяет производить контроль за разработкой месторождения.

Для обеспечения безопасных условий эксплуатации, устьевое оборудование (10000 API) оснащено двумя системами защиты: панель RTU (терминал дистанционного управления) и щит управления фирмы Камерон.

Обе системы предусматривают:

- установку производственного дроссельного клапана;
- закрытие боковых клапанов;
- аварийное отключение скважины (ESD).

Внутрискважинное оборудование

Подъем жидкости на поверхность должен вестись по насосно-компрессорному лифту, составленному из стальных труб. В большинстве скважин будут применяться 89-114-миллиметровые насосно-компрессорные трубы.

В компоновку внутрискважинного оборудования кроме НКТ входит:

- управляемый клапан-отсекатель, устанавливаемый ниже трубной головки фонтанной арматуры;
- посадочный ниппель;
- пакер;
- скользящая муфта.

Управляемый клапан-отсекатель соединен со щитом устьевого оборудования и является средством защиты при аварийных ситуациях в процессе эксплуатации скважин.

Набор внутрискважинного оборудования должен обеспечить:

- пропуск запланированных объемов продукции;
- ингибиторную защиту эксплуатационной колонны и НКТ;
- циркуляцию между трубным и затрубным пространством;
- возможность спуска глубинных приборов на забой скважины.
- возможность отсоединения НКТ от пакера.

2.2.2 Мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин

Основной целью мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин Тенгиз является:

- оценка фактической технологической эффективности реализуемой системы месторождения в целом и отдельных технологических мероприятий по регулированию процесса разработки;
- оптимизация осуществляемого процесса разработки и планирование мероприятий по его усовершенствованию;
- оценка эффективности новых технологий, используемых на отдельных участках залежи.

В процессе разработки месторождения необходимо контролировать:

- динамику текущей и накопленной добычи нефти, попутного газа и воды, закачки рабочих агентов;
- степень охвата залежи процессом разработки;

- энергетическое состояние залежи, динамику пластового и забойного давлений в зонах отбора и закачки;
- изменения продуктивности и приемистости скважин, газового фактора, гидропроводности пласта;
- состояние герметичности эксплуатационных колонн;
- физико-химические свойства добываемой жидкости и газа в пластовых и поверхностных условиях.

В аномальных условиях месторождения Тенгиз, характеризующегося

2.3 Система сбора Тенгизского промысла

Система сбора Тенгизского промысла была разработана в соответствии со спецификой месторождения. Она удовлетворяет всем требованиям безопасной непрерывной работы.

Система сбора Тенгизского месторождения состоит из следующих основных узлов:

- Устье скважины
- Замерная установка
- Узел переключения
- Центральный промысловый и главные манифольды
- Площадки клапанов отсекаателей
- Заводской манифольд

Целью Системы сбора является доставка нефти и газа от добывающих скважин до завода. Пропускная способность системы сбора на Тенгизе 12 млн. тонн в год. На завод приходит нефть с минимальным давлением (65 кг/см^3) и минимальной температурой 30°C .

Скважинная продукция поступает из пласта энергией пластового давления, на устье она проходит через фонтанную арматуру с ручными и пневматическими задвижками. От туда продукция выходит в выкидную линию через манифольд и штуцер АУМА. Из выкидной линии она поступает на ГЗУ. Там на выходе из сепаратора продукция одной из скважин (нефть, газ и вода) автоматически измеряется, после чего смесь поступает в коллектор. По коллектору скважинная продукция доходит до ЦПМ (центральный промысловый манифольд), который собирая ее со всех добывающих скважин направляет в магистральные линии. По магистральным линиям продукция поступает на заводской манифольд. Пройдя через заводской манифольд она прибывает по подземным коллекторам на слаг-кетчеры.

2.3.1 Требования и рекомендации к системе сбора и промышленной подготовки скважин

Система сбора продукции скважин должна быть выполнена с учетом требований РД 39-0148311-605-86 «Унифицированные технологические схемы сбора, транспорта и подготовки нефти, газа и воды нефтедобывающих районов» и должна осуществлять: замер дебита нефти и газа по каждой скважине; однотрубный транспорт; полную герметичность процесса; максимальное использование пластового давления.

Технологическая система сбора и подготовки скважинной продукции на месторождении Тенгиз показана на рисунке 2.3.1.1

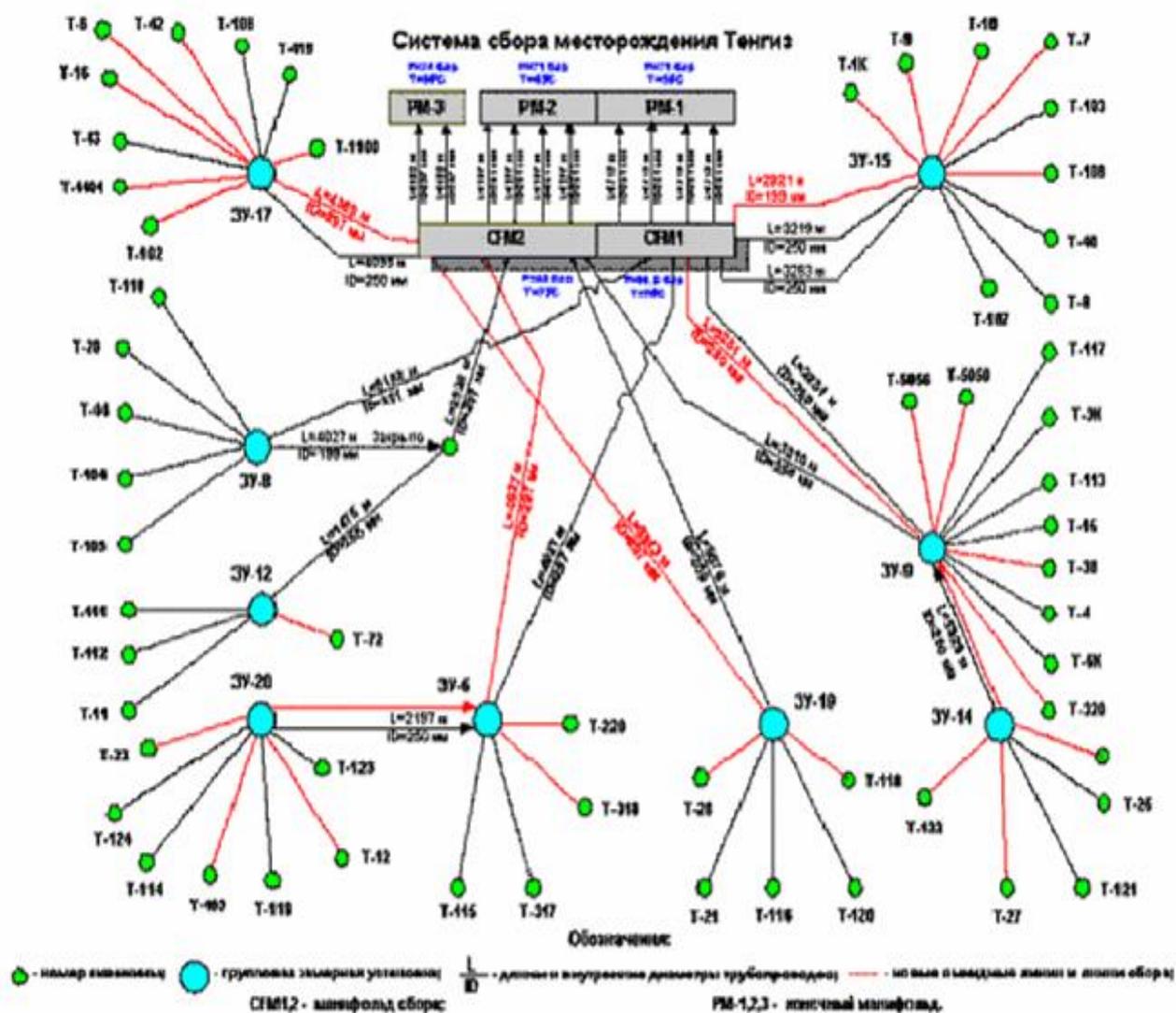


Рисунок 2.3.1.1 – Система сбора и подготовки скважинной продукции месторождения

В основу нижеприведенных технико-технологических требований и рекомендаций к системам сбора и промышленной подготовки продукции скважин на Тенгизе положены:

- характеристики основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по вариантам: естественный режим истощения; закачки газа с 2004 г.
- характеристика основного фонда скважин по вариантам;
- свойства пластовой нефти
- физико-химические свойства и фракционный состав разгазированной нефти
- компонентный состав нефтяного газа, разгазированной и пластовой нефти
- свойства и состав пластовой воды
- прогнозируемые давления и температура на устье добывающих скважин по всем вариантам на весь период разработки;
- фактические давления, температуры и дебиты действующих скважин;
- проекты разработки и обустройства, выполненные институтом «Гипростокнефть» с 1983 по 1992 г.г. (в том числе совместно с фирмой «Лавалин» по контрактам № 50-0924/70055 и № 50-0902/90745);
- проекты и их частичная реализация, выполненные ТОО

2.4 Специальная часть

2.4.1 Факторы, ухудшающие коллекторские свойства пласта и действие различных соединений при соляно – кислотной обработке

Основная причина низкой продуктивности скважин наряду с плохой естественной проницаемостью пласта и некачественной перфорацией – снижение проницаемости призабойной зоны пласта. Призабойной зоной пласта называется область пласта вокруг ствола скважины, подверженная наиболее интенсивному воздействию различных процессов, сопровождающих строительство скважины и ее последующую среду и нарушающих первоначальное равновесное механическое и физико-химическое состояние пласта. Снижение проницаемости призабойной зоны пласта происходит при эксплуатации скважин, сопровождающейся нарушением термобарического равновесия в пластовой системе и выделением из нефти свободного газа, парафина и асфальто-смолистых веществ, закупоривающих паровое пространство коллектора. Интенсивное загрязнение призабойной зоны пласта отмечается и в результате проникновения рабочих жидкостей при проведении в скважинах различных ремонтных работ.

Известняк и доломит растворяются в соляной кислоте: хлористый кальций, хлористый магний, соли – хорошо растворимые в воде носители кислоты, и легко удаляются из пласта. Углекислый газ также легко удаляется из скважин, а при давлении свыше 7,6 МПа растворяются в той же воде. Оптимальная концентрация соляной кислоты в растворе принимается равной 10–16%.

2.4.2 Выбор скважин для СКО

Солянокислотная обработка может применяться в скважинах, эксплуатирующих карбонатные, трещинно-поровые пласты любой толщины. Объектами обработок могут быть некачественно освоенные (после бурения или капитального ремонта) скважины и скважины, существенно снизившие дебит в процессе эксплуатации. Обработки назначаются по определению текущего и потенциального коэффициентов продуктивности.

Для проведения солянокислотной обработки нагнетательных скважин следует выбирать скважины, которые должны удовлетворять следующим требованиям:

- а) приемистость скважины более 500 м /сутки и со временем снижения до 100 м /сут и ниже;
- б) приемистость скважины более 500 м /сутки и со временем снижения до 100 м /сут и ниже; скважина должна изливаться;
- в) устьевая арматура и эксплуатационная колонна должны быть герметичными.

2.4.3 Реагенты и химические материалы для СКО

Солянокислотная обработка призабойных зон скважин предназначена для очистки поверхности забоев (фильтровой части) скважин и увеличения проницаемости призабойной зоны пласта в целях увеличения дебита добывающих или приемистости нагнетательных скважин, сокращения сроков их освоения.

Солянокислотная обработка основана на способности растворения карбонатных пород (известняков и доломитов) соляной кислотой в результате

химических реакций, протекающих при взаимодействии соляной кислоты с породами следующим образом.



2.4.4 Анализ методов интенсификации притока

С целью более полного освоения и вовлечения в работу нефтенасыщенных интервалов, повышения продуктивности скважин, для очистки призабойной зоны и интервалов перфорации от фильтрата бурового раствора и других рабочих жидкостей, кольматирующих поровые каналы, в 2008-2009 гг. на 16 скважинах, находящихся в действующем фонде, были

проведены солянокислотные обработки (СКО) с использованием установки гибких труб. Исполнителем работ были специалисты фирмы «Schlumberger».

В скважинах 11, 14 и 21 осуществлялись кислотные обработки открытого ствола, на скважинах 110, 112, 124, и 5246 – перфорированных интервалов, на остальных обрабатывались и перфорированные интервалы, и открытый ствол.

Все работы проводились в соответствии с индивидуальными программами, составленными с учётом характеристик каждой скважины.

Перед началом работ гибкие трубы протравливались кислотой и обрабатывались кальцинированной содой при скорости закачки в среднем 0.08 м³/мин и в объёме в среднем 1.6 м³. Кислотный раствор включал в себя: 36%

Оценка эффективности работ по стимуляции проводилась по следующим факторам:

- по изменению дебита нефти;
- по значению скин-фактора скважин после проведения обработок;
- по определению работающих интервалов при снятии профиля притока (PLT-исследования).

На скважинах 110, 112, и 4346 после солянокислотных обработок проводились исследования по определению профиля притока и работающих толщин (PLT-исследования). На скважинах 120, 123, 124 и 6846 PLT-исследования проводились до СКО. Но ни по одной скважине нет возможности сравнить данные PLT-исследований до и после проведения интенсификации.

Показателем, характеризующим успешность работ по интенсификации притока нефти, является значение скин-фактора. В таблице 2.4.2 приведены результаты гидродинамических исследований скважин, на которых проводились СКО. На скважинах 120, 123, 124, 5056 и 6846 представлены исследования до СКО, на скважине 110 – после СКО.

Таблица 2.4.2 - Результаты исследований призабойной зоны скважин

| пп | № скв | Объект | Дата исследования | К проницаемости, мД | скин-фактор |
|----|-------|--------|-------------------|---------------------|-------------|
| 1 | 120 | 1 | 05.2008 | 1.0 | +3.0 |
| 2 | 123 | 1 | 05.2009 | 0.2 | +4.5 |
| 3 | 5846 | 1 | 25.09.2009 | 0.041 | +7.2 |
| 4 | 124 | 1 | 31.10.2009 | 0.315 | +8.4 |
| 5 | 5056 | 1 | 30.11.2009 | 33.6 | -3.5 |
| 6 | 110 | 1 | 05.2009 | 1.71 | -3.1 |

2.4.5 Сравнительный анализ эффективности применения солянокислотной обработки на основе данных по скважине Т-110

В качестве объекта оценки эффективности применения соляно-кислотной обработки, была выбрана добывающая скважина Т-110, в которой проводилась обработка 15% раствором HCl.

Общие положения о скважине Т-110

Скважина Т-110 была пробурена 22 сентября 1988 года. Максимальная глубина скважины составляет 4316 метров в Окском ярусе. Операции по бурению были завершены 18 ноября 1992 года. Эксплуатационная колонна, диаметром 178 мм установлена на глубине 3989 метров над продуктивным горизонтом. Колонна-летучка, диаметром 127 мм была установлена на глубинах 3928-4316 метров. Часть колонны была перфорирована от 4066 до 4316 метров. Скважина была временно законсервирована 27-го августа 1993 года. Скважина была закончена в октябре 1996 года обсадной трубой С-90,

Цель проведения работ и предварительные условия работы скважины

Целью кислотной обработки было стимулировать перфорированный хвостовик на глубине (4066-4316) для увеличения потенциальной добычи скважины Т-110.

Давления:

- **SITHP**(shut –in tubing head pressure)-статическое давление в головке закрытой колонны НКТ=0 Па. Скважина была заглушена буровым раствором высокой плотности.

- Ожидаемый **SITHP** = 32,8 МПа, измеренный до глушения скважины 12 декабря 2008 г.

- **SIBHP**(shut in bottomhole pressure) = 70,3 МПа, основанного на использовании бурового раствора, плотностью 1,76 г/см³ во время глушения скважины 13 декабря 2008г.

- давление на поверхности равно 58,6МПа, основанного на 85% мощности поверхностного оборудования.

Трубный и кольцевой объемы:

- НКТ диаметром 114,3 мм = 29412.6 л (с поверхности до конца хвостовика на глубине 3960,38 м.)

- Труба диаметром 127 мм от нижнего конца НКТ до перфорационного отверстия= 1033.41745 л.

- Труба диаметром 127 мм через перфорированный интервал = 2464,3 л.

- Общая емкость трубы диаметром 127 мм и НКТ диаметром 11,43 см= 32910,3 л.

Заметки:

- Минимальное сужение НКТ: DN Landing Nipple на глубине 3910,63 и 3950,30 м. (Внутренний диаметр=68,6 мм)
- Фонтанная арматура, диаметром 103,2 мм марки 10М (рис. 2.4.2)

Таблица 2.4.1 - Насосно-компрессорные трубы (НКТ)

| Наружный диаметр (мм) | Номинальная толщина (мм) | Минимальная толщина (мм) | Длина сегмента (м) | Объем сегмента (л) |
|-----------------------|--------------------------|--------------------------|--------------------|--------------------|
| 38,09 | 3,96 | 3,53 | 3558,1 | 2543,8 |
| 38,09 | 4,45 | 4,01 | 882,4 | 591,4 |
| 38,09 | 4,83 | 4,34 | 1181,1 | 750,4 |

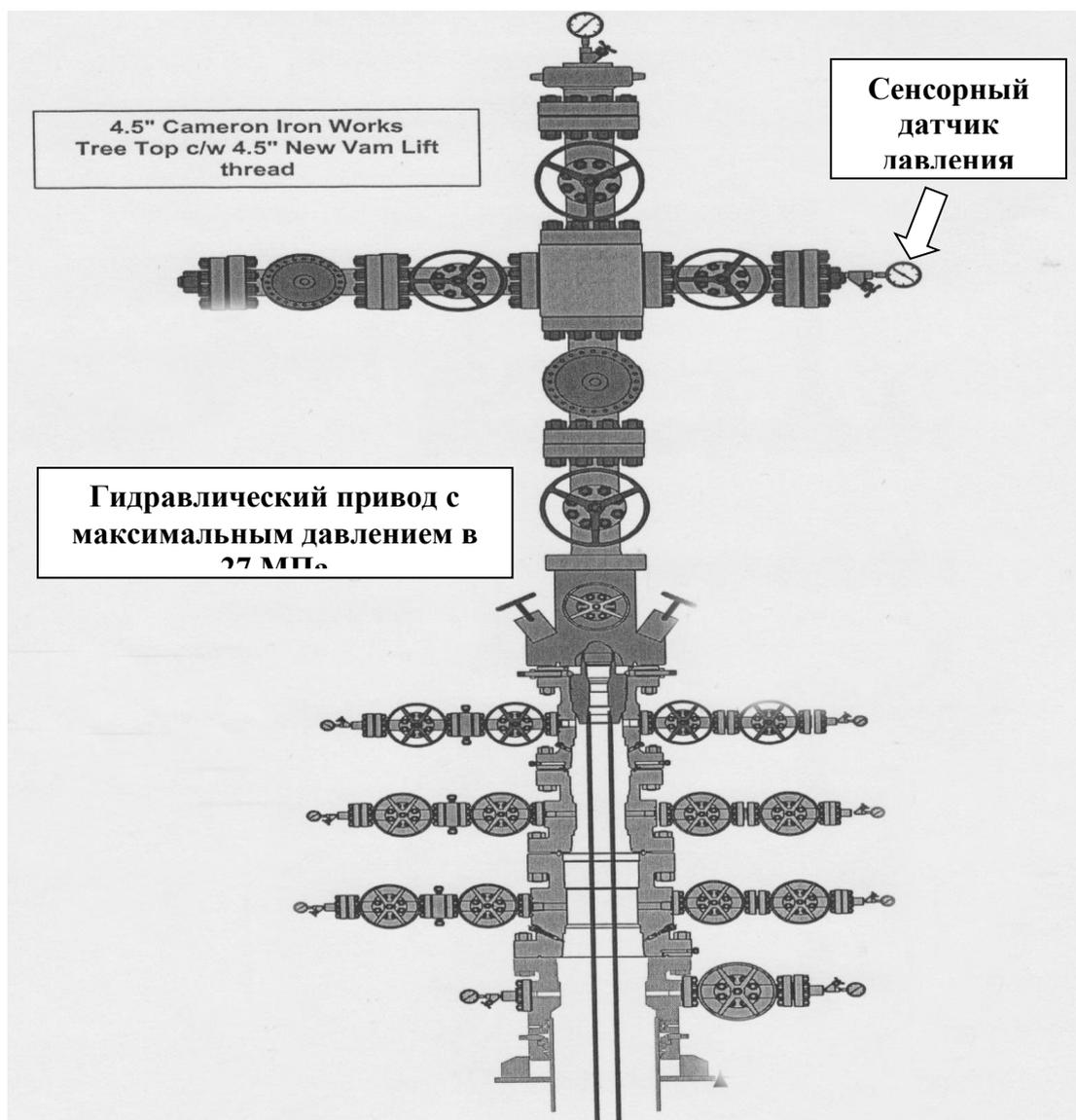


Рисунок 2.4.2 – Фонтанная арматура

Оборудование низа гибких насосно-компрессорных труб (ГНКТ):

Работы были выполнены в два спуска. В ходе первого спуска была выполнена очистка скважины и колонн кислотным раствором, используя насадку высокого давления. В ходе второй операции, скважина была стимулирована раствором 15%-ной соляной кислоты с использованием JetBlaster ВНА. В ходе основной закачки кислоты, после маркирования SCSSV ниппеля, муфта сработала дважды. Оборудование низа колонны было вынута для извлечения калибрующего кольца диаметром 54 мм и замены его на предохранительное резьбозащитное кольцо диаметром 43 мм.

2.4.6 Химреагенты

1. Апротонный растворитель и кислотный раствор

В таблицах 2.4.6.1-2.4.6.6 приведены химические реагенты, использовавшиеся для проведения процедуры кислотной обработки.

Таблица 2.4.6.1 - Растворяющее вещество (1 объем колонны: 4066м-4315м 2464,3 л)

| Растворитель | Концентрация | Необходимо, л 2544 | Единицы измерения |
|---------------------|---------------------|-------------------------------|------------------------------|
| Ксилол А026 | 3406,87л/ 3785,41 л | 2290,17 | л |
| U066 | 378,54 л/3785,41 л | 253,62 | л |

Таблица 2.4.6.2 - Кислотный раствор (15% HCl- Объем колонны: 3960м-4316м, 3497,7 л)

| 15% Соляная кислота | Концентрация | Необходимо, л 3497,7 | Единицы измерения |
|--------------------------------|--------------------------|-------------------------------------|------------------------------|
| Ингибитор коррозии А261 | 22,71 л/3785,41 л | 22,71 | л |
| Пассиватор А201 | 75,71 л/3785,41 л | 71,92 | л |
| Реагент-восстановитель L58 | 6,8 кг/3785,41 л | 6,4 | кг |
| Хелатообразователь U106 | 18,93 л/3785,41 л | 18,93 | л |

| | | | |
|-----------------------|-------------------------------------|---------|---|
| Сульфид M295 | 18,93 л /3785,41 л | 18,93 | л |
| Деэмульгатор W53 | 26,5 л/3785,41 л | 26,5 | л |
| Загуститель SGA-НТ | 7,57 л/3785,41 л | 11,36 | л |
| Чистая вода | 57,79% | 2021,41 | л |
| 36% HCl | 37,87% | 1305,97 | л |

2. Первичная обработка кислотой

Таблица 2.4.6.3 - Растворяющее вещество (1 объем колонны 2464,3 л)

| Растворитель | Концентрация | Необходимо, л 2544 | Единицы измерения |
|----------------|-------------------------|------------------------------|-------------------|
| Ксилол A026 | 3406,87 л/ 3785,41 л | 2290,17 | л |
| U066 | 378,54 л/3785,41 л | 253,62 | л |

Таблица 2.4.6.4 - Кислотный раствор 15%-ный

| 15% Соляная кислота | Концентрация | Необходимо, л 62005 | Единицы измерения |
|--------------------------------|-----------------------|-------------------------------|-------------------|
| Ингибитор коррозии A261 | 22,71 л/3785,41 л | 370,97 | л |
| Пассиватор A201 | 75,71 л/3785,41 л | 1241,62 | л |
| Реагент- восстановитель L58 | 6,8 кг/3785,41 л | 112 | кг |
| Хелатообразователь U106 | 18,93 л/3785,41 л | 310,4 | л |
| Сульфид M295 | 18,93 л /3785,41 л | 310,4 | л |
| Деэмульгатор W53 | 26,5 л/3785,41 л | 435,32 | л |
| Загуститель SGA-НТ | 7,57 л/3785,41 л | 124,92 | л |
| Чистая вода | 57,79% | 35730,5 | л |
| 36% HCl | 37,87% | 23480,91 | л |

2.4.7 Отчет и комментарии к обработке скважины Т-110

1. Оборудование гибких насосно-компрессорных труб было установлено без инцидентов. Снятие давления успешно проведено в ходе первой операции.
2. Персонал «Shlumberger» поднял соединитель гибких НКТ и оборудование забоя скважины. Оборудование успешно опробовано и данные по давлению сняты.
3. При первом спуске гибких НКТ, раствор на нефтяной основе, использовавшийся в ходе последних работ вышел на поверхность в объеме 46106 литров вместе с дизелем. Затем 2543.7 литров растворителя было обнаружено в интервале 4316м-4066м. Скважина обрабатывалась кислотой в интервале 4316м-3960м с 15%-ной HCl. Использовалась гидромониторная насадка диаметром 52 мм. В процессе проведения кислотных ванн, апротонный раствор закачивался в скважину под давлением в 62,7 кПа и скоростью закачки в 111л/мин. Давление на устье скважины составило 48,3 кПа.
4. После кислотной ванны, приток в скважину наблюдался со следующими параметрами:
 - а. При открытом штуцере диаметром 6,3 мм: в интервале давления 30,4 МПа-32МПа, дебит составил 150 т/сут.
 - б. При открытом штуцере диаметром 12,7 мм: при давлении 28,1 МПа, дебит составил 522 т/сут. Образец с 10%-ной технической водой и кислотой.
 - в. После обработки скважина была закрыта со статическим давлением в НКТ=36 МПа.
5. В ходе второй операции, первый возможный объем пластового флюида с H₂S был закачен в пласт, первоначально 30525 л. под давлением с помощью муфты предварительно спустив гибкие НКТ в скважину, затем было закачено 2384 литра с помощью гибких НКТ на уровне вершины перфорированного хвостовика и 3976 л. при помощи муфты на максимальную глубину (4316 м). После вытеснения пластового флюида при помощи муфты, интервал 4316-4066 м был стимулирован закачкой 4770 л апротонного раствора при помощи гибких НКТ и 62005 л. 15%-ной HCl, распределенной десятью закачками с помощью НКТ вдоль всего интервала. Во время закачки кислоты гибкими НКТ, давление составило 58 кПа, скорость закачки 190.7 л/мин, давление на устье скважины держалось постоянным 30 кПа.
6. После солянокислотной обработки приток был получен со следующими параметрами:
 - а. При открытом штуцере, диаметром 12,7 мм: давление 34 МПа и дебит 632 т/сут. Образец содержит 25% воды при pH=4,5.
 - б. Диаметр штуцера увеличен до 19,5 мм: давление 32,3 МПа и дебит 1283 т/сут. Образец содержит 25% воды при pH=4,5.

с. Поток через нерегулируемый штуцер, диаметром 17 мм. Давление 28 МПа, дебит 900 т/сут. Образец содержит 0,8% воды при РН=4,5.

d. Поток, при открытом штуцере диаметром 25,4 мм. Давление 29 МПа и дебит 1136 т/сут. Сравнивая результаты притоков после солянокислотных ванн и кислотной обработки, можно сделать вывод, что кислота эффективно выносит частички, загрязняющие продуктивный пласт, так как дебит вырос на 21% при том же открытом штуцере диаметром 12,7 мм.

7. Кислота после обработки была отправлена на анализ по наличию железа. В результате лабораторных исследований было определено общее содержание железа, которое составило 81 частицу на миллион.

8. PLT(Production logging test) был проведен после обработки. В ходе PLT теста при открытом штуцере диаметром 17 мм было измерено давление 29 МПа и дебит 922 т/сут. Образец нефти содержал 100% наличие нефти.

9. Анализ PLT теста показал, что 80% продукции было получено из интервалов: 4079-4119, 4182-4223, 4235-4240.

2.5 Расчетная часть

Перед проведением симуляции кислотной обработки скважины Т-110 в программном обеспечении ECLIPSE 100, предварительно была решена обратная задача по данным, полученным в результате проведенного PLT (Production Logging Tool) теста после солянокислотной обработки.

Исходные данные по скважине:

- Проницаемость (при наличии скин-фактора) - $k_0=1,19\text{мД}$,
- Интервал обработки - $h=255\text{м}$ (4066-4316),
- Пластовое давление – $P_r(P_{пл})=616,97$ бар
- Забойное давление – $P_{wf}(P_z)=536,8$ бар
- Дебит (при наличием скин-фактора) - $Q=150$ t/day,
- Радиус скважины - $r_w=0,089\text{м}$,
- Радиус дренирования - $r_e=350$ м
- Вязкость нефти - $\mu=0,22$ сПз
- Объемный коэффициент нефти - $Bo=2,14$
- Средняя пористость - 0,06%
- Плотность нефти - $\rho=728$ кг/м³

Основными показателями, по которым следует оценивать эффективность проведенной операции, являются значения скин-фактора, проницаемости и дебит. Скин-фактор - гидродинамический параметр, характеризующий дополнительное фильтрационное сопротивление течению флюидов в околоскважинной зоне пласта, приводящее к снижению добычи (дебита) по сравнению с совершенной (идеальной) скважиной. Причинами скин-фактора являются гидродинамическое несовершенство вскрытия пласта, загрязнение

околоскважинной зоны, прочие нелинейные эффекты (турбулентное течение, разгазирование, сжатие скелета горной породы и т. д.). В таблице 2.5.1 описана интерпретация скин-фактора по кривой восстановления давления (КВД).

Таблице 2.5.1 - Интерпретация скин-фактора по кривой восстановления давления (КВД)

| | |
|-------------------|---|
| $S < -2$ | Повышенная проницаемость ПЗП (Призабойная Зона Пласта), что на практике встречается редко (например, после гидроразрыва). |
| $2 \leq S \leq 5$ | Проницаемость прискваженной зоны пласта не изменена или изменена незначительно (в пределах погрешности определения скин-фактора) |
| $S > 5$ | Проницаемость ПЗП заметно понижена, что может служить основанием для геолого-технических мероприятий по увеличению проницаемости (например, гидроразрыв, кислотная обработка) |

- **До проведения солянокислотной обработки скважины**

Имея значение дебита при условии, что ПЗП загрязнена, рассчитаем значение скин – фактора. Для этого используем модифицированный закон Дарси для радиального притока, принимая то, что скважина находится в центре зоны дренирования, которая представляет собой окружность.

$$q_o = \frac{7.08 \times 10^{-3} kh (\bar{p}_r - P_{wf})}{B_o \mu_o [\ln(x) - 0.75 + s]} \quad (1),$$

| SYSTEM | x |
|---|-------------------|
|  | $\frac{r_e}{r_w}$ |

где

$$S = \frac{(P_r - P_{wf}) * 7,08 * 10^{-3} * kh}{q_o * B_o * \mu_o} - \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) + 0,75 =$$

$$= \frac{(8948 - 7785) * 7,08 * 10^{-3} * 1,19 * 836,614}{1295,87 * 2,14 * 0,22} - \ln\left(\frac{1148,3}{0,29}\right) + 0,75 = 3,6$$

Значения скин-фактора $S=3,6$, при условии, что скважина загрязнена, дебит ее составляет $Q=150$ т/сут (1295,87 stb/day), значение проницаемости $k=1,19$ мД.

Исходя из полученного значения скин-фактора, можно сделать вывод, что проницаемость ПЗП заметно понижена, что является основанием для проведения кислотной обработки коллектора.

- **После проведения солянокислотной обработки скважины**

Зная значения скин-фактора и проницаемости, полученных в результате проведенного компанией «Shlumberger» PLT-исследования скважины, рассчитаем максимальный дебит, производимый скважиной. Для этого воспользуемся выражением притока Вогеля, для случая двухфазного потока, где пластовое давление выше давления насыщения.

$$\frac{q_o}{q_{o\max}} = 1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{\bar{P}_r} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{\bar{P}_r} \right)^2 \quad (3)$$

Данное выражение (3) описывает кривая Вогеля, зависимости дебита от забойного давления.

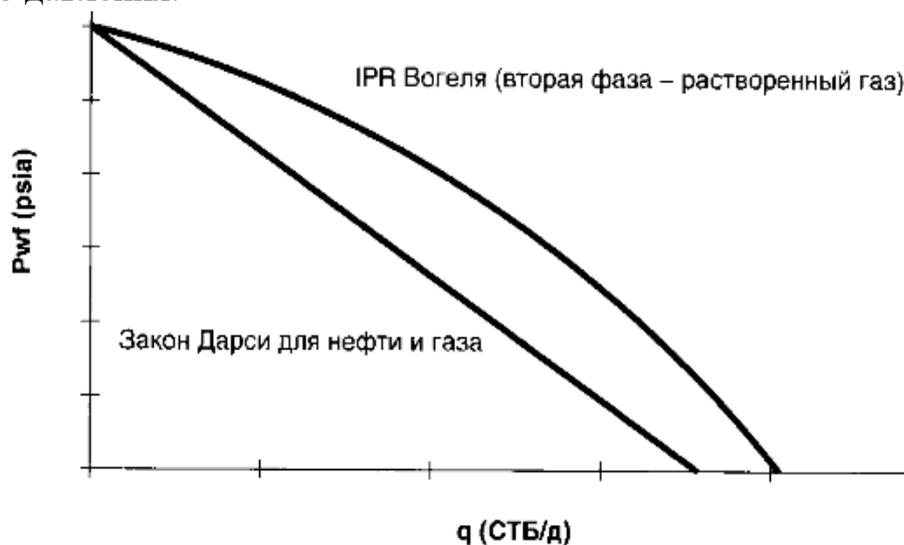


Рисунок 2.5.2 Кривая Вогеля

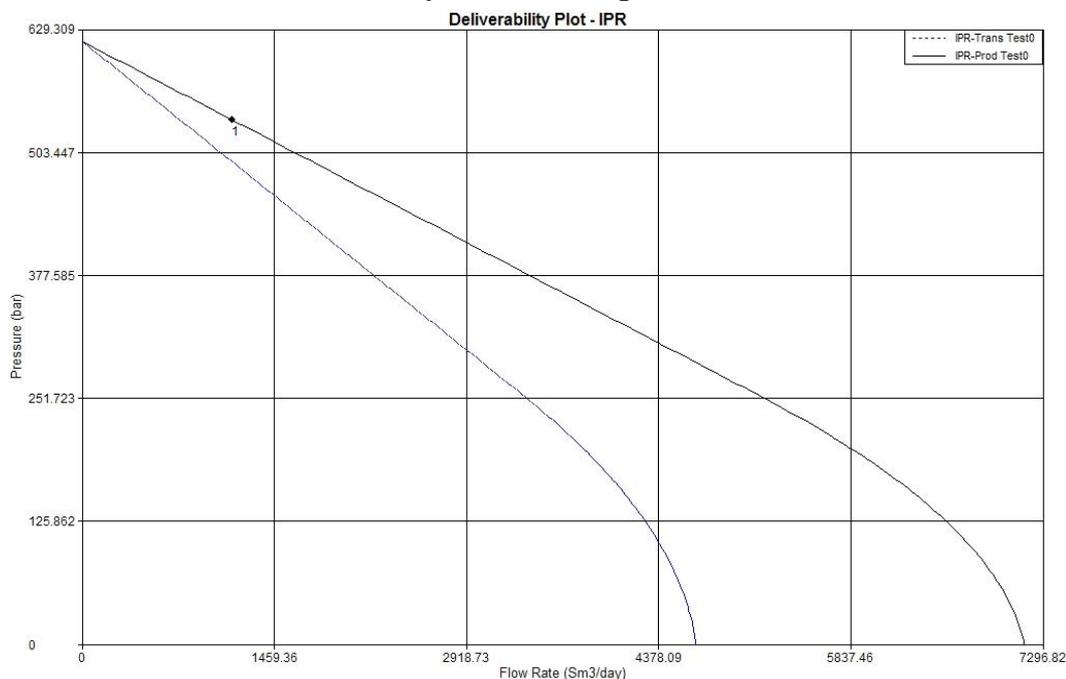


Рисунок 2.5.3 - Кривая зависимости дебита от забойного давления, полученная при исследовании скважины

Сравнивая кривую зависимости дебита от забойного давления Вогеля и кривую, полученную в ходе КВД-исследования (рис.2.5.3), наблюдаем одинаковую форму, следовательно, выражение было выбрано верно.

Из уравнения притока, $q_o = PI * (p_r - p_{wf})$ выразим индекс продуктивности:

$$PI = \frac{q_o}{\bar{p}_r - p_{wf}} = \frac{7.08 \times 10^{-3} kh}{B_o \mu_o [\ln(x) - 0.75 + s]} = 4.853 \text{ bbl}/(\text{day} * \text{psi})$$

Максимальный приток из скважины достигается при условии, что давление на забое стремится к нулю.

$$q_{0\max} = PI * Pr = 43424,64, \text{ (stb/day)}$$

Решив уравнение Вогеля, получим дебит скважины после обработки кислотой. Дебит скважины после обработки увеличился на 986 т/сут:

$$q_o = q_{0\max} * \left(1 - 0,2 \left(\frac{p_{wf}}{Pr} \right) - 0,8 \left(\frac{p_{wf}}{Pr} \right)^2 \right) = 9813,96 \frac{\text{stb}}{\text{day}} = 1136 \text{ t/day}$$

2.6 Симуляция кислотной обработки скважины T-110 в ECLIPSE 100

По данным характеристикам коллектора, скважины и флюида была построена модель и проведена симуляция кислотной обработки скважины T-110 с использованием ECLIPSE 100 (рис.2.5.4-2.5.5).

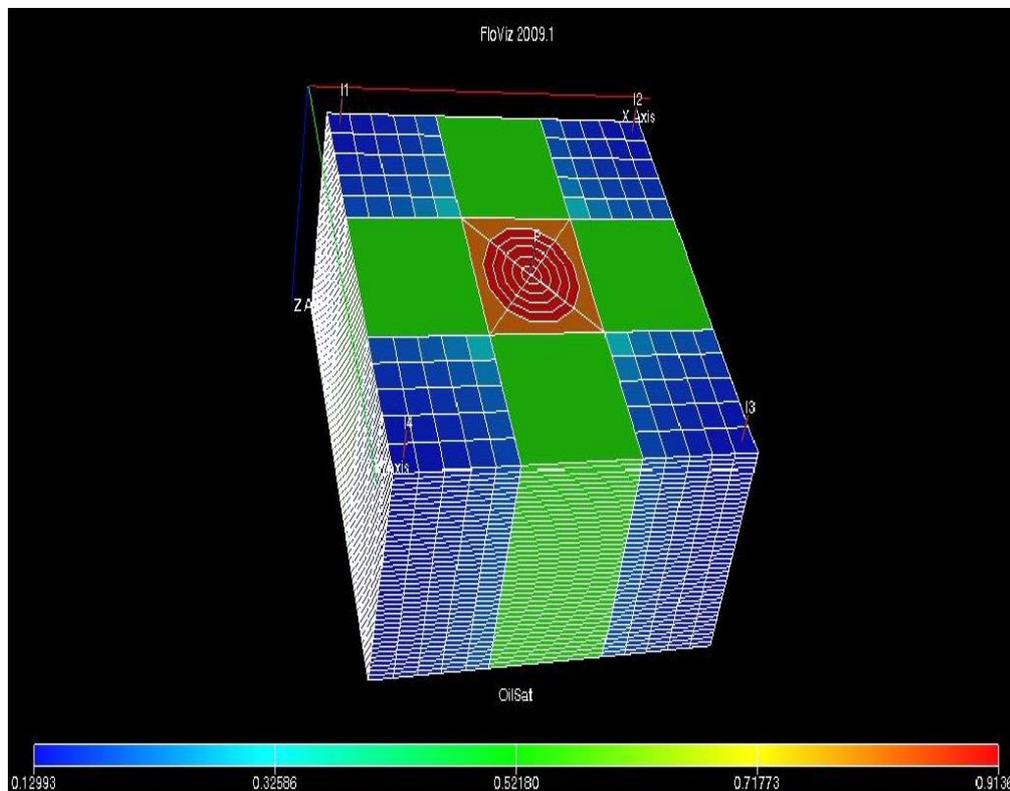


Рисунок 2.5.4 - Модель исследуемого участка

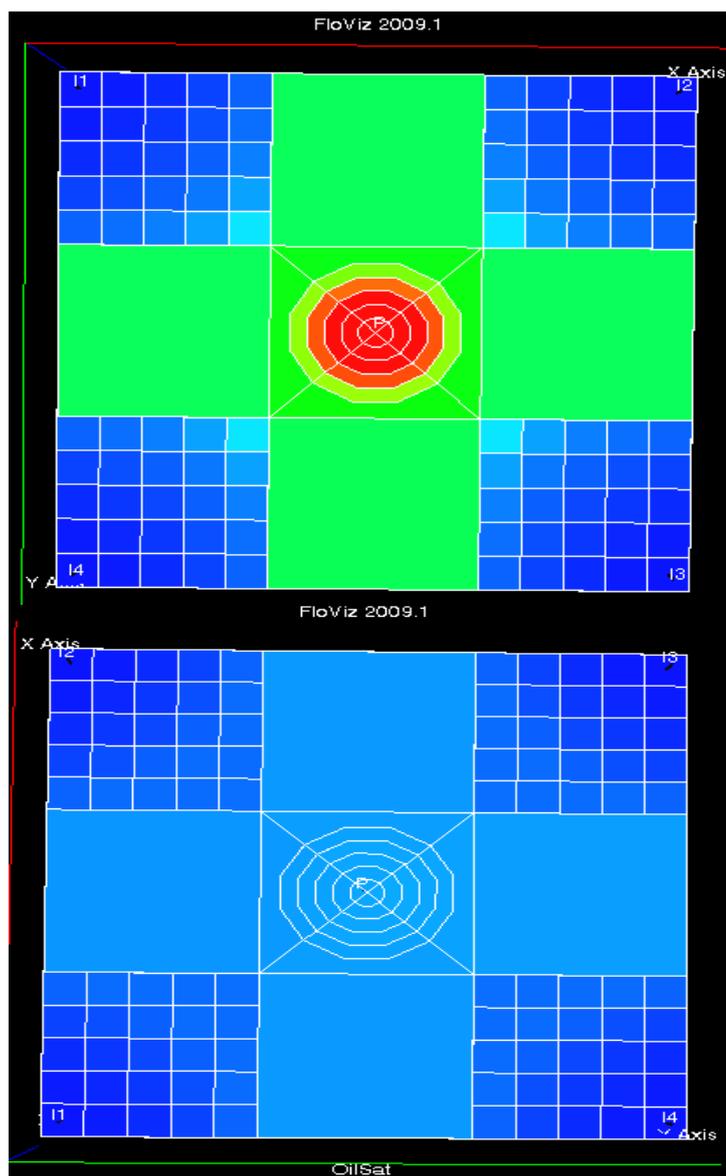


Рисунок 2.5.5 - Изменение нефтенасыщенности со временем разработки

На рис. 2.5.6. представлена кривая, отображающая изменение дебита со временем, вследствие кислотной обработки. До проведения кислотной обработки, при наличии скин-эффекта, скважина добывала 150 т/сут (1295,87 stb/day), после чего в ней была проведена обработка, которая способствовала увеличению дебита скважины до 1136 т/сут (9813,96 stb/day). Продолжительность эффекта в среднем длилась 400 дней. На рисунке 2.5.7 представлен совмещенный график зависимости дебита от времени с проведением и без проведения кислотной обработки, где видно, что эффективность после проведения кислотной обработки возрастает в 7,5 раза.

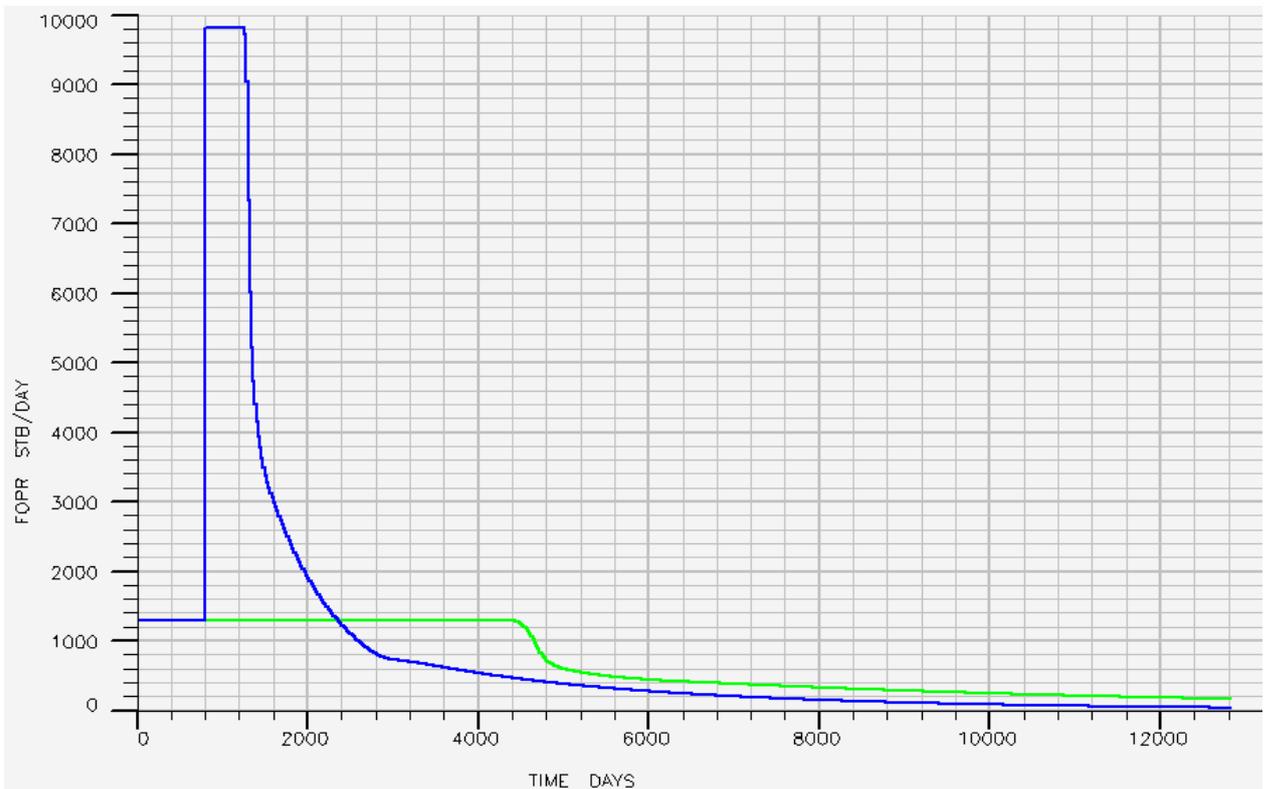


Рисунок 2.5.6 - Кривая зависимости изменения дебита со временем в процессе кислотной обработки

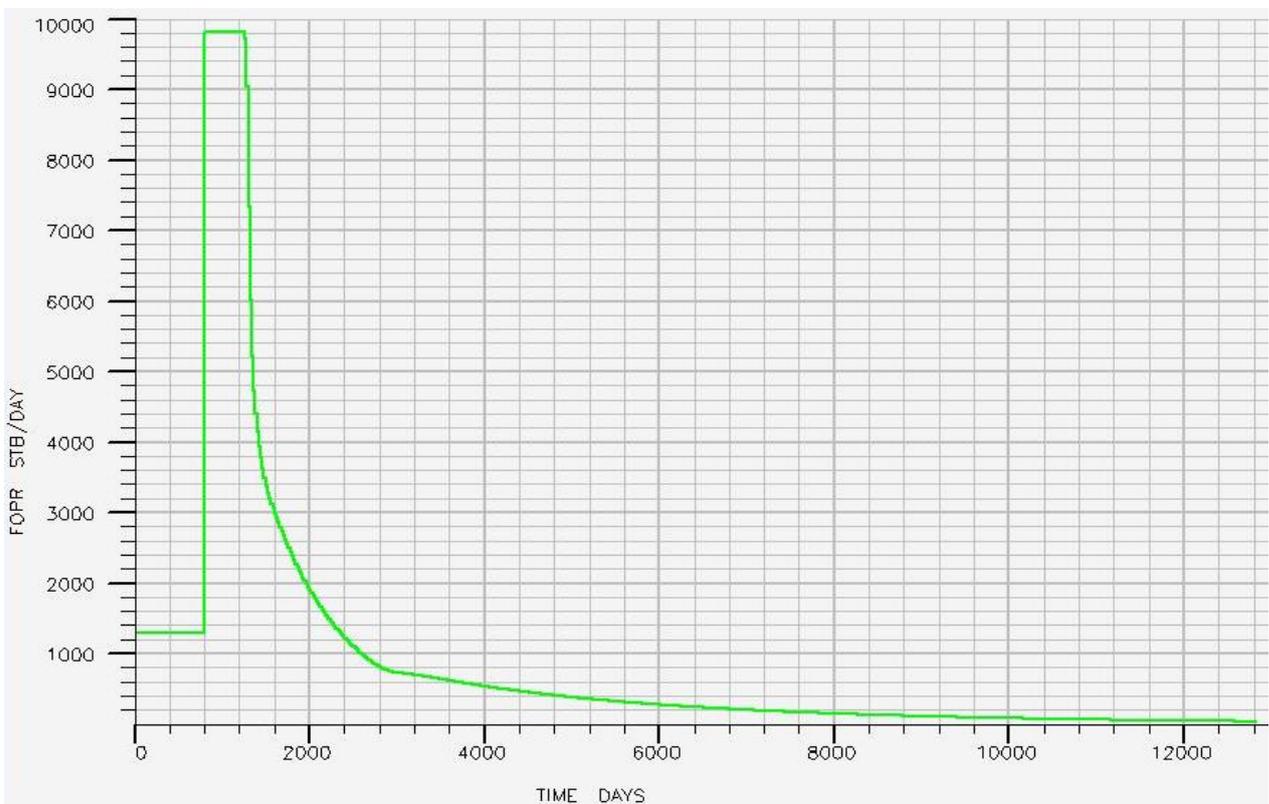


Рисунок 2.5.7 - Совмещенный график зависимости дебита от времени с проведением и без проведения кислотной обработки

Выводы:

- Высокие показатели эффективности проводимых мероприятий позволяют дать высокую оценку применяемой технологии солянокислотных промывок с использованием гибких насосно-компрессорных труб. Данная технология помогает обеспечить полный охват обрабатываемого участка и не подвергает оборудование устья скважины и эксплуатационные колонны прямому контакту с коррозионными рабочими жидкостями.
- Анализ эффективности работ по стимуляции скважин показывает, что в среднем на 1 скважинно-операцию прирост дебита нефти составляет 430 т/сут.
- Для более полной оценки результатов работ желательно проводить PLT-исследования до и после работ по интенсификации.
- Проведя сравнительный анализ результатов кислотной обработки, полученных компанией Schlumberger и расчетами и симуляцией, проделанной в программном обеспечении ECLIPSE 100, были получены сравнительно одинаковые результаты, что подтверждает эффективность использования данного метода интенсификации притока для карбонатного коллектора месторождения

3 Экономическая часть

3.1 Расчет экономической эффективности проекта опытно-промышленной эксплуатации месторождения Тенгиз

В настоящем разделе рассматриваются экономические показатели для оценки рассмотренных вариантов разработки месторождения Тенгиз.

Результаты оценены и представлены как с точки зрения акционеров ТШО, так и с точки зрения Республики Казахстан.

В настоящем разделе приведено описание рассматриваемых вариантов разработки месторождения.

В работе рассмотрено 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.

Рекомендуемый к утверждению вариант: Закачка газа.

Вариант с закачкой газа рекомендуется к утверждению, поскольку по своей экономической эффективности он превосходит как разработку на естественном режиме, так и вариант с закачкой воды

3.2 Обзор капитальных вложений по вариантам разработки

По вариантам с закачкой газа и воды предусмотрены капитальные вложения в строительство объектов, необходимых для закачки газа и воды.

По варианту разработки на естественном режиме за проектный период планируется бурение 224 добывающих скважин.

Вариант 1: 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
Обзор показателей экономической эффективности проекта по вариантам разработки.

Таблица 3.2.1 - Капитальные вложения, млн. долларов (в ценах 2009 года без инфляции)

| Вариант | всего | Основные показатели | | | |
|----------------------------------|--------|---------------------|--------------|--------------|--------|
| | | добыв. скв. | нагнет. скв. | нов. 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 |

В таблице 3.2.2 приведены значения дисконтированного потока денежных средств для каждого варианта разработки, вместе с необходимыми объемами капитальных вложений и значениями КИН.

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.

Таблица 3.2.2 - Дисконтированный поток денежных средств

| Вариант | Дисконтированный поток денежных средств (10%) | | Всего млн. долл. |
|-----------------------------------|---|-----------------------|---------------------|
| | ТШО | РК | |
| | 2002-32 млн. долл. | 2002-62 млн. долл. | |
| 1 – Первичная добыча | 12 546 | 12 236 | 24 782 |
| 2 – Закачка газа | 13 940 | 13 638 | 27 578 |
| 3 – Закачка воды (горизонтальная) | 12 407 | 13 225 | 25 632 |
| 4 – Закачка воды (снизу вверх) | 12 126 | 12 861 | 24 987 |

С целью определения экономической целесообразности рассматриваемых вариантов разработки месторождения с точки зрения ТШО – Оператора, был выполнен анализ показателей эффективности прироста нефтедобычи, с целью определения рентабельности ее увеличения свыше 24 млн т/год., таблица 3.2.3.

Таблица 3.2.3 - Анализ экономической эффективности увеличения объемов нефтедобычи

| | Дисконтированный поток денежных средств | Рентабельность | Дополнительные капиталовложения |
|-----------------------------|---|----------------|---------------------------------|
| Вариант | \$ млн | % | \$ млн |
| Первичная добыча | 241 | 14.5 | 3 454 |
| Закачка воды горизонтальная | 102 | 10.9 | 11 501 |
| Закачка воды снизу вверх | -179 | 9.3 | 11 295 |
| Закачка газа | 844 | 20 | 3 480 |

Из вышеприведенного анализа следует, что при цене нефти 20 долларов США, вариант с закачкой воды экономически не оправдывается. Закачка воды экономически неоправдана поскольку, по сравнению с закачкой газа, она требует дополнительных капиталовложений порядка 6 млрд долларов США для увеличения конечного коэффициента извлечения на 3.3%. По существу, вариант с закачкой воды требует таких же мощностей по подготовке нефти и реализации продукции, как и вариант разработки на естественном режиме и вариант с закачкой газа, плюс дополнительных капиталовложений в бурение скважин и строительство систем сбора и транспорта продукции, закачки необходимых объемов воды в пласт. 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%. Будущие научно-технические исследования могут включать:

- Определение исследование потенциала, связанного с закачкой газа
- Уточнение и обоснование расчетных объемов извлечения нефти при закачке воды;
- Выяснение возможности реализации проекта опытно-промышленной разработки на поздней стадии эксплуатации месторождения;
- Определение степени риска связанного с неопределенностью процесса закачки воды (коррозия, образование отложений, подача и утилизация воды, сбор продукции, сепарация и т.д.);

- Уточнение расчетных капитальных и эксплуатационных затрат;
- Выяснение и исследование вопросов охраны окружающей среды, связанных с закачкой сернистой воды.

В таблице 3.2.4 приведен анализ экономической эффективности увеличения объемов нефтедобычи при цене нефти \$18/баррель и 2% инфляции.

Из вышеприведенного анализа следует, что вариант с закачкой газа остается экономически эффективным даже при более низкой цене нефти. Разработка на естественном режиме и при этой цене нефти дает положительный дисконтированный поток денежных средств, но является недостаточно рентабельной. Вариант с закачкой воды при указанной цене нефти дает отрицательный дисконтированный поток денежных средств.

Преимущества рекомендуемого к утверждению варианта.

Рекомендуемым к утверждению вариантом разработки месторождения является вариант с закачкой газа

- Закачка газа дает наибольший абсолютный дисконтированный поток денежных средств по сравнению с разработкой на естественном режиме и закачкой воды, как с точки зрения акционеров ТШО, так и с точки зрения Республики Казахстан.

- Закачка газа остается экономически эффективной при более низкой цене нефти - \$ 18/баррель и 2% инфляции.

- Рекомендуется проведение дополнительных исследований для оценки возможностей оптимизации закачки газа в будущих расширениях и рассмотрения дополнительных вариантов на случай непредвиденных обстоятельств, таких как неуспех закачки газа. Такими исследованиями могут быть исследования закачки воды на поздней стадии эксплуатации месторождения и степени риска, связанного с коррозией, образованием отложений, подачей и утилизации воды, системами сбора и сепарации и т.д.

Таблица 3.2.4 - Анализ чувствительности цен нефти

| Вариант | Дисконтированный поток денежных средств | Рентабельность | Дополнительные капиталовложения |
|-------------------------------|---|----------------|---------------------------------|
| | \$ млн | % | \$ млн |
| Первичная добыча | 113 | 12.2 | 4 635 |
| Закачка воды (горизонтальная) | -525 | 7.5 | 11 501 |
| Закачка воды (снизу вверх) | -708 | 4.9 | 11 295 |
| Закачка газа | 529 | 17 | 3 480 |

Таблица 3.2.5 - Технико-экономические показатели разработки

| Вариант | 1 | 2 | 3 | 4 |
|---|-------|---------|---------|---------|
| Капитальные вложения, млн. долл. | | | | |
| за 5 лет | 5110 | 5299 | 5481 | 5336 |
| за 10 лет | 10448 | 9427 | 12513 | 12368 |
| за 15 лет | 14050 | 12224 | 16955 | 16883 |
| за проектный срок разработки | 22570 | 22966 | 29492 | 28986 |
| Эксплуатационные затраты, млн. долл. | | | | |
| за 5 лет | 1405 | 1448 | 1405 | 1403 |
| за 10 лет | 3269 | 3537 | 3477 | 3464 |
| за 15 лет | 5764 | 6118 | 6320 | 6292 |
| за проектный срок разработки | 25805 | 33538 | 46564 | 45573 |
| Себестоимость, долл./т | | | | |
| за 5 лет | 22,9 | 21,77 | 23,10 | 23,07 |
| за 10 лет | 19,93 | 18,77 | 18,69 | 18,61 |
| за 15 лет | 18,86 | 18,47 | 19,29 | 19,20 |
| за проектный срок разработки | 38,37 | 42,87 | 51,52 | 56,64 |
| Дополнительная накопленная добыча нефти, млн. т | | | | |
| за 5 лет | - | 5,212 | - | - |
| за 10 лет | - | 24,458 | 22,043 | 22,043 |
| за 15 лет | - | 25,603 | 22,091 | 22,091 |
| за проектный срок разработки | - | 109,843 | 231,375 | 132,042 |
| Дополнительные Капитальные вложения, млн. долл. | | | | |
| за 5 лет | - | 189,0 | 371,0 | 226,0 |
| за 10 лет | - | - | 2065,0 | 1920,0 |
| за 15 лет | - | - | 2905,0 | 2833,0 |
| за проектный срок разработки | - | 396,0 | 6922,0 | 6416,0 |
| Себестоимость доп. добычи, долл./т | | | | |
| за 5 лет | - | 8,25 | - | - |
| за 10 лет | - | 10,96 | 9,44 | 8,84 |
| за 15 лет | - | 13,82 | 25,17 | 23,90 |
| за проектный срок разработки | - | 70,40 | 89,72 | 149,70 |
| Поток денежных средств, млн. долл. | | | | |
| за 5 лет | 1063 | 1258 | 747 | 861 |
| за 10 лет | 6997 | 9778 | 6098 | 6192 |
| за 15 лет | 20191 | 22492 | 18565 | 18603 |
| за проектный срок разработки | 78949 | 84416 | 116258 | 106940 |

| | | | | |
|---|-------|-------|-------|-------|
| Поток дисконтированных денежных средств, млн. долл. | | | | |
| за проектный срок разработки | 12300 | 13538 | 13642 | 13335 |

3.3 Основной анализ затрат производства

Основной анализ затрат включает:

- расчет фонда оплаты труда;
- Расчет годовых затрат производства;
- Расчет затрат на энергию;
- Расходы на техническое обслуживание;
- Дополнительные расходы: содержание и обслуживание контрольного оборудования, затраты на банки и другие.

Расчет фонда оплаты труда

Организация оплаты труда осуществляется в соответствии с законодательством оплаты труда.

Расчет фонда заработной платы будет включать ежемесячные ставки, а также включает тарифные ставки, районного коэффициента, территориального коэффициента, коэффициента дополнительной заработной платы и с учетом количества рабочей силы.

$$\begin{aligned} \text{ФЗП(ФОТ)} = & \text{Зарплата} * \text{Тарифный коэффициент} * \text{Количество месяцев} \\ & * \text{Районный коэффициент} * \text{Коэффициент дополнительной зарплат} \\ & * \text{Численность ППП.} \end{aligned} \quad (1)$$

Зарплата – 5950 долларов США.

Тарифный коэффициент -5,95.

Районный коэффициент составляет 1,1.

Территориальный коэффициент, действующий в РК - 1,4.

Коэффициент дополнительной зарплаты -1,75.

Количество месяцев - 12.

Фонд заработной платы до:

$\text{ФЗП (ФОТ)}_{2010г.} = 5950 \cdot 5,95 \cdot 1,1 \cdot 1,14 \cdot 1,75 \cdot 3000 \cdot 12 = 18,4\text{млн.}$
долларов США.

$\text{ФЗП (ФОТ)}_{2011г.} = 5950 \cdot 5,95 \cdot 1,1 \cdot 1,14 \cdot 1,75 \cdot 3000 \cdot 12 = 18,46250 \cdot 5,95 \cdot 1,1 \cdot 1,14 \cdot 1,75 \cdot 3000 \cdot 12 = 19,3282$ млн.долларов США.

В соответствии с Налоговым кодексом РК, 21% ФЗП передается в социальные фонды Республики. Таким образом, с ФЗП взносы в социальные фонды составят:

$$(\text{ФОТ})_{2010г.} = 18.4004 \cdot 0.21 + 18.4004 = 22.2645 \text{млн. долларов США.}$$

$$(\text{ФОТ})_{2011г.} = 19.3282 \cdot 0.21 + 19.3282 = 23.3871 \text{млн. долларов США.}$$

В итоге, как мы видим Фонд заработной платы растет, и фонда оплаты труда.

Расчет затрат на электроэнергию

Стоимость энергии потребляемой для сбора и подготовки нефти определяется в соответствии с изменениями в основной потребляемой мощности и ежегодных затратах энергии после принятия мер по осуществлению.

Для расчета стоимости электроэнергии мы используем следующую формулу:

$$З_{эл} = Q_{э} \cdot C_{эл}, \quad \text{где} \quad (2)$$

$Q_{э}$ - общее количество потребляемой электроэнергии, тысячи киловатт в час.

$C_{эл}$ - стоимость 1кВт/час электроэнергии в тенге.

Расходы на техническое обслуживание

Стоимость обслуживания определяется по формуле:

$$Ц_{обс.} = K \cdot 2\%, \quad (3)$$

где K - капитальные вложения.

До реализации:

$$Ц_{обс. 2008г} = 235367 \cdot 0,02 = 4707000 \text{ млн. долларов.}$$

После реализации:

$$\Sigma Ц_{обс. 2008г} = 235592 \cdot 0,02 = 4712000 \text{ млн. долларов.}$$

Дополнительные затраты

Дополнительные затраты включают в себя расходы на содержание и обслуживание контрольного оборудования, не связанных с производством, стоимость банковских услуг, стоимость проезда, тарифов, штрафов, обучение персонала.

Дополнительные затраты составляют 15% от заработной платы и определяются по формуле:

$$З_{доп.} = ФЗП \cdot 15\% \quad (4)$$

Прочие расходы до реализации:

$$\text{Где, } З_{доп. 2010г} = 17,7742 \cdot 0,15 = 26.661 \text{ млн. долларов.}$$

После реализации:

$$З_{доп. 2011г} = 22,2645 \cdot 0,15 = 33.397 \text{ млн. долларов.}$$

$$З_{доп. 2012г} = 23,3871 \cdot 0,15 = 35.081 \text{ млн. долларов.}$$

Таким образом, общие ежегодные затраты производства составляют:

До реализации:

$$\text{Где, } \Sigma З_{доп. 2010г} = 57.8395 \text{ млн. долларов;}$$

После реализации:

$$\Sigma З_{доп. 2011г} = 67.7461 \text{ млн. долларов.}$$

Σ Здоп._{2012г} = 69.0371 млн. долларов.

Себестоимость 1 тонны нефти рассчитывается по следующей формуле:

$$C = \Sigma \text{ Затраты} / Q_{\text{доб.}}, \quad (5)$$

Где, $Q_{\text{доб.}}$ - объем добываемой нефти.

Себестоимость до реализации:

$$C1 = 57839500 / 12494068 = 4,6 \text{ долларов};$$

Себестоимость после реализации:

$$C2 = 63658100 / 14458734 = 4,4 \text{ доллара};$$

Ежегодно экономические последствия сокращения затрат рассчитываются по формуле:

$$E = (C1 - C2) \cdot Q_{\text{доб.}} \quad (6)$$

3.4 Экономическая эффективность проведения соляно-кислотной обработки

Солянокислотные обработки (СКО) наиболее широкое применение находят в карбонатных коллекторах, эффективность их достаточно высока, прежде всего, при проведении первой-второй обработок. По мере увеличения числа СКО на данной скважине эффективность существенно снижается, а чаще оказывается отрицательной.

В результате кислотной обработки повышается дебит добывающих или приемистость нагнетательных скважин за счет восстановления первоначальной проницаемости пласта в терригенных коллекторах или за счет создания новых высокопроницаемых каналов в карбонатных коллекторах.

Широкомасштабное применение кислотных обработок объясняется не только возможностью их применения в различных условиях, но и тем, что кислотные обработки лишь незначительно увеличивают стоимость буровых, ремонтных и эксплуатационных работ, проводимых в скважине. Помимо этого существует ряд других причин, позволяющих им конкурировать и даже превосходить такой распространенный и модный в настоящее время метод интенсификации нефтедобычи, как гидравлический разрыв пласта (ГРП).

Дебит нефти до внедрения мероприятия составил 150 т/сут.

Годовой объем добычи нефти определяем по формуле:

$$Q_1 = g_1 \cdot T_3 \cdot K_3, \quad (1)$$

где - g_1 - дебит нефти до внедрения, т/сут;

T_3 - время эксплуатации, сут;

K_3 - коэффициент эксплуатации;

$$Q_1 = 150 \cdot 365 \cdot 0,895 = 49001 \text{ т.} \quad (2)$$

Дебит нефти после внедрения мероприятий составляет 1136 т/сут.

Тогда добыча нефти после проведения мероприятий будет:

$$Q_2 = 1136 \cdot 365 \cdot 0,895 = 371102 \text{ т.}$$

(3)

Объем дополнительной добычи нефти определяем по формуле:

$$Q_{\text{доп}} = Q_2 - Q_1 = 371102 - 49001 = 322101 \text{ т.}$$

(4)

Годовой экономический эффект вычисляем по формуле:

$$\mathcal{E}_T = C_1 \cdot Q_1 \cdot n + N_A Q_n - C_2 Q_2 n - E_k AK \quad (5)$$

где, C_1, C_2 - себестоимость единицы продукции до и после внедрения новых техники (т.)

Q_1, Q_2 - добыча нефти до и после внедрения (тыс.т.)

Q_n - годовая добыча нефти за счет применения обработки (тыс.т.)

N - замыкающие затраты на 1т. добычи нефти (т.)

E_k - нормативный коэффициент эффективности капиталовложений 0,15

AK - дополнительные капиталовложения (тенге) n - количество

обработок $\mathcal{E}_T = (1879-1500) \cdot 365 \cdot 7,33 \cdot 100 + 1000000(\text{кап. затраты}) - 60000000 = 40399555\$$

Вывод:

Сравнивая результаты притоков до солянокислотной обработки и после кислотной обработки, можно сделать вывод, что кислота эффективно повлияла на продуктивный пласт, так как дебит скважины вырос в 7,6 раз и составил 1136 т/сут., по сравнению с дебитом до обработки – 150 т/сут.

4 Охрана труда и окружающей среды

Быть лидером в области техники безопасности и охраны окружающей среды должно быть одной из стратегических задач ТШО. Руководство и сотрудники компании Тенгизшевройл должны твердо верить в необходимость осуществления производственной деятельности таким образом, чтобы ни один сотрудник не пострадал. Строгое соблюдение требований государственных норм и инструкций по технике безопасности, а также специальных инструкций, разработанных на самом предприятии, в ТШО возведено в ранг первостепенной важности. Все работники необходимы периодически проводить обязательное обучение по ТБ и аттестацию, сдавая экзамены по соответствующим дисциплинам. Вводный инструктаж по технике безопасности должно быть на трех языках: казахском, русском и английском

4.1 Общие принципы обеспечения безопасности

Охрана труда – это система законодательных актов и соответствующих им социально-экономических, технических, гигиенических и организационных мероприятий, обеспечивающих безопасность, сохранение здоровья и работоспособности человека в процессе труда. Она изучает причины и следствия несчастных случаев и профессиональных заболеваний на производстве, разрабатывает мероприятия по оздоровлению и облегчению условий труда, предупреждению травм и заболеваний, ликвидации причин аварий, взрывов и пожаров при высоком уровне производительности и желаемой эффективности труда.

4.2 Программа безопасного поведения (ПБП)

Цель этой программы - вовлечь каждого сотрудника в процесс создания безаварийных условий работы. Программа безопасного поведения предполагает процесс, где наблюдатели проводят наблюдения за поведением других сотрудников, определяют безопасные аспекты поведения, способы их устранения и ведут записи в листах наблюдения. Предполагается, что несчастные случаи могут стать следствием небезопасного поведения людей даже в рамках соблюдения инструкций по ТБ. Программа направлена на изменение подобного поведения людей и устранение таких привычек.

4.3 Производственная санитария

Проектные решения производственной санитарии приняты в соответствии с требованиями «Правил безопасности в нефтяной и газовой

промышленности», «Санитарных норм проектирования промышленных предприятий», строительных норм и правил и других нормативных документов.

Научные положения гигиены труда практически используются производственной санитарией, которая занимается изучением вопросов санитарного устройства, эксплуатации и содержания предприятия и оборудования, разработкой требований, обеспечивающих нормальные условия труда на рабочих местах, в производственных помещениях и на территории предприятий.

Вентиляция создает нормальные санитарно-гигиенические условия труда в производственных помещениях, в воздухе которых попадают взрывоопасные и токсические газы, пары, пыль, избыток влаги и тепла. Вентиляция может быть естественной либо искусственной.

инструктажа по использованию средств защиты органов дыхания и их подгонку по размеру.

4.4 Радиационная безопасность

Согласно «Рекомендации по обеспечению радиационной безопасности при работе с нефтью, конденсатами и пластовыми водами нефтеносных горизонтов» от 31.10.1991 г., выданными Госкомитетом РК по экологии и природопользованию при эксплуатации нефтяных месторождений необходимо предусмотреть следующие работы:

1. Проведение фоновых радиационных замеров местности в пределах территории расположения месторождения.

2. Отбор проб нефти и воды из добывающих скважин и их анализ с целью определения концентрации в них радионуклидов.

3. В случае получения результатов, превышающих допустимый предел, предусмотренный нормами, радиационной безопасности НРБ-76/87 и основными правилами ОСП-72/87 нефтегазодобывающее предприятие должно оборудовать рабочие места в соответствии с требованиями вышеуказанных документов.

4.5 Мероприятия по обеспечению безопасности

Ввиду того, что основные технологические процессы по добыче, сбору, транспорту и подготовке нефти на месторождении Северные Бузачи герметизированы и в рабочем режиме не представляют угрозы для загрязнения воздушной среды, основными мероприятиями по обеспечению безопасности и предотвращения возможных аварийных ситуаций являются:

реагентов: деэмульгатора, ингибитора парафино- и солеотложений, а также ингибитора коррозии;

- контроль давления в трубопроводах и аппаратах, позволяющий оперативно обнаружить повреждение трубопроводов и отключить подачу в них транспортируемого продукта;

- подбор оборудования, запорной арматуры, предохранительных и регулирующих клапанов в строгом соответствии с давлениями при котором работает данное оборудование;

4.6 Мероприятия по обеспечению безопасности и предотвращению возможных аварийных ситуаций при бурении

Мероприятия по контролю аварийного загрязнения атмосферы должны исходить из необходимости своевременного и адекватного реагирования на возможные аварийные ситуации с выбросами газа и нефти, представляющих опасность для персонала, в процессе бурения на участках буровых работ и зоне их влияния.

В процессе строительства скважин могут возникнуть следующие осложнения:

- поглощение бурового раствора;
- осыпи и обвалы стенок скважин;

4.7 Техника безопасности при соляно-кислотной обработке

Кислотная обработка скважины должна осуществляться по плану утвержденному главным инженером. Работа по проведению соляно-кислотной обработки призабойной зоны пласта является сложной и производится специально подготовленной бригадой под руководством мастера. Не соблюдение мер предосторожности при работе с кислотой может привести к тяжелым ожогам открытых участков тела. Особенно необходимо предотвратить попадание кислоты в глаза.

4.8 Охрана окружающей среды

4.8.1 Характеристика предприятия, как источника загрязнения окружающей среды на месторождении Тенгиз

Месторождение Тенгиз вступило в промышленную эксплуатацию в 1991 году, разрабатывается согласно «Технологической схемы разработки месторождения Тенгиз». Данный раздел охраны окружающей среды отражает существующее состояние заложенных в проекте обустройства

мероприятий по охране окружающей среды и дополняет его с учетом настоящего отчета разработки.

Всего на нефтепромыслах

4.8.2 Проведение расчетов рассеивания загрязняющих веществ и предложения нормативов ПДВ

Расчеты рассеивания выбросов выполнены по всем источникам выбросов вредных веществ и по всем ингредиентам для промысла (где учитывались все скважины, задействованные при подсчете запасов нефти), ГПЗ и для внешних объектов. Расчет выполнялся на 2004 г. и на перспективу -2009 г. на летний период с учетом фоновых концентраций. Нормативы выбросов загрязняющих веществ в атмосферу (т/год) в соответствии с таблицей 5.1.1.1.

Таблица 4.8.2.1 - Количество выбросов загрязняющих веществ с 2004 г. по 2009 г. т/год

| 2004 г. | 2005 г. | 2006 г. | 2007 г. | 2008 г. | 2009 г. |
|---|--------------------------------|-----------------------------|--------------------------------|--------------------------------|----------------------------|
| добыча нефти 10,49 млн.т | добыча нефти 12,00 млн.т | добыча нефти 12,67 млн.т | добыча нефти 11,93 млн.т | добыча нефти 12,19 млн.т | добыча нефти 12,67 млн. |
| <i>для промысла Тенгиз и Королевское:</i> | | | | | |
| 3776,9 | 3858,8 | 4535,5 | 4535,5 | 4535,5 | 4535,5 |
| <i>для внешних объектов:</i> | | | | | |
| 866,4 | 6689,7 | 6620,4 | 6622,2 | 6624,7 | 6628,2 |
| <i>для ГПЗ:</i> | | | | | |
| 66694,7 | 54325,1 | 38772,2 | 37971,3 | 38937,9 | 38098,9 |
| ИТОГО: | | | | | |
| 75338,0 | 64873,6 | 49928,1 | 49129,0 | 50098,1 | 49262,6 |

4.8.3 Характеристика предприятия, как источника загрязнения атмосферы, характеристика источников выбросов загрязняющих веществ

Источниками выделения вредных веществ в атмосферу на ТОО «Тенгизшевройл» являются технологические процессы и оборудование:

- На промысле - добывающие скважины (буровые и ремонтные работы), замерные установки, слаг-кетчеры, узел подключения, центральный манифольд на промысле, сеть внутрипромысловых трубопроводов (выкидные и нефтесборные линии), установки нагнетания метанола и ингибитора коррозии.

При подсчете запасов нефти используются данные существующих скважин, выбросы от которых учтены в проекте нормативов ПДВ.

В проекте нормативов ПДВ учтена перспектива развития предприятия на период с 2001 по 2005 год. Кроме того, ТОО «Казэкопроект» был выполнен проект «Предварительная оценка воздействия на окружающую среду (ПредОВОС) пробной закачки очищенного газа в пласт (ЗОГ- 1 этап) на месторождении Тенгиз.

4.8.4 Мероприятия по снижению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

С целью максимального сокращения вредных выбросов в атмосферу от ТОО «Тенгизшевройл» предусматриваются следующие мероприятия:

- Модернизация установки 700 на 2-ой нитке КТЛ. Проведение работ позволит выпускать товарный газ, пропан, бутан, европейского качества и снизить сжигание этих углеводородов на факелах, модификация установки 700 на КТЛ 1 выполнена в 2000 году.
- Ввод в эксплуатацию системы дегазации нефти, которая предназначена для сбора паров углеводородов, поступающих от ДМК в абсорбционную колонну и возврату их в производство, тем самым, снижая сброс этих паров на факеле.

4.8.5 Источники и оценка воздействия на поверхностные воды

В целом регион характеризуется развитием добычи и переработки углеводородного сырья, относящимся к экологически опасным видам хозяйственной деятельности.

В силу специфических особенностей ведения этих работ, воздействие на природную среду проявляется на всех этапах - от бурения скважин до введения их в эксплуатацию, а также при переработке углеводородного сырья.

Отличительной особенностью отрасли является огромное водопотребление с образованием сточных вод, которые влияют на окружающую среду и водосборный бассейн.

В населенных пунктах района состояние систем инженерного обеспечения, особенно канализации, неудовлетворительное. Сточные воды без очистки сбрасываются на поля испарения, таким образом являясь источником загрязнения водосборной площади.

Нефтепромыслы, расположенные на рассматриваемой территории партнёрства (Сарыкамыс, Досмухамбет, Кара Арна и другие) характеризуются неблагоприятным состоянием территории, земля загрязнена нефтепродуктами, и другими производственными отходами. В результате поверхностный сток загрязняется продуктами бурения, добычи сырья и переработки.

4.8.6 Оценка программы мониторинга грунтовых вод

4.8.7 Охрана почв

Обеспечение надежной безаварийной работы системы добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения нефти, газа и серы имеет важное значение для предотвращения потерь добываемой нефти и, следовательно, охраны Недр и рационального использования природных ресурсов.

Охрану недр необходимо осуществлять в строгом соответствии с Указом Президента Республики Казахстан, имеющий силу Закона от 24 июня 2010 года № 2828 «О Недрах и недропользовании»

Охрана недр и окружающей природной среды включает систему правовых, организационных, экономических, технологических и других мероприятий, направленных на:

4.9 Воздействие кислотной обработки на окружающую среду

4.9.1 Воздействие кислоты на водные ресурсы

Длительная антропогенная нагрузка сульфатов на водосборы, бесспорно, приводит к изменению химического состава почв, почвенных и грунтовых вод, подстилающих пород. Влияние кислотных нагрузок приводит к более высокому уровню выноса гумусовых кислот в водные объекты и снижению рН. Обеднение почв обменными основаниями способствует поглощению натрия на водосборе и высвобождению соляной кислоты в водные объекты. Поэтому, влияние этих факторов усиливается под влиянием длительных кислотных нагрузок на водосборы и может являться их опосредованным эффектом.

4.9.2 Воздействие кислоты на земельные ресурсы

Одна из основных проблем, возникающей при соляно-кислотной обработке скважин - это проблема возрастающей кислотности почвенного покрова. Кислотные обработки вызывают не только подкисление поверхностных вод, но и верхних горизонтов почв. Кислотность с нисходящими потоками воды распространяется на весь почвенный профиль и вызывает значительное подкисление грунтовых вод. Для решения этой проблемы необходимо увеличить объем систематических представительных

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данном дипломном проекте проанализирована эффективность кислотной обработки карбонатных коллекторов на месторождении Тенгиз, описаны технологические и экономические показатели. Применение данного метода увеличения стимуляции скважин обосновано наличием ожидаемого технологического эффекта, который выражается в дополнительной добыче нефти, снижении скин-фактора и увеличении проницаемости.

По скважинный расчет технологической эффективности кислотной обработки на опытном участке добывающей скважины Т-110 позволил оценить дополнительную добычу нефти в количестве 322101т.

Процесс кислотной обработки был просимулирован при помощи программного обеспечения Eclipse 100, также были получены графики, характеризующие работу добывающей скважины.

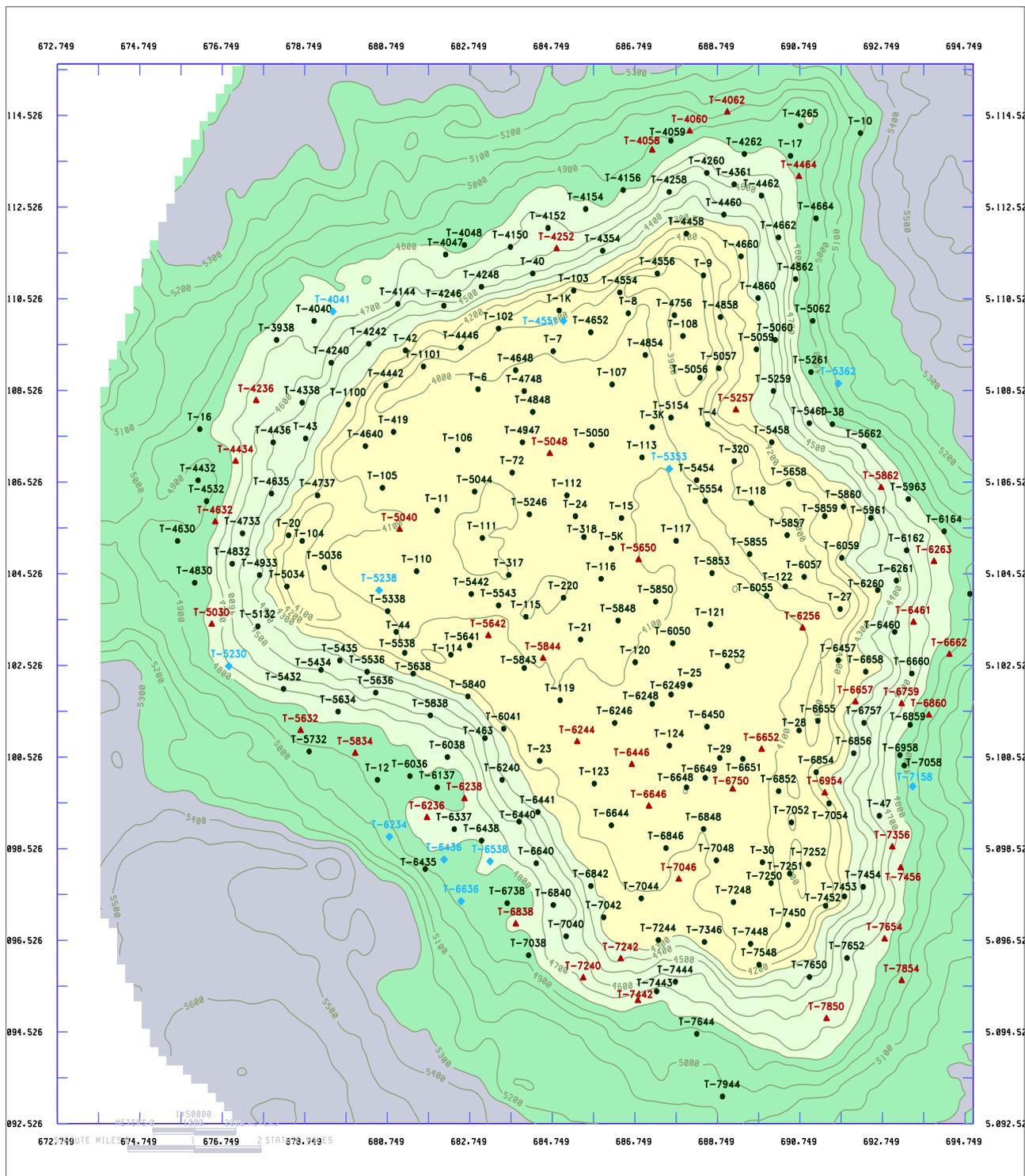
Реализация проекта кислотной обработки скважин на месторождении Тенгиз, осуществленная в 2008-2009 гг., показала положительный экономический эффект.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Crowe C., Mashmonteil J., Touboul E and Thomas R: “Trends in Matrix Acidizing”, Oilfield Review 4, no. 4(Oct 1992)
2. Иванова М.М, Дементьев Л.Ф, Чоловский И.П. Нефтепромысловая геология и геологические основы разработки месторождений нефти и газа. – М.: Недра, 1985.
3. Иванова М.М, Чоловский И.П, Брагин Ю.И. Нефтепромысловая геология. – М.: Недра, 2000.
4. Руководство по эксплуатации. Системы сбора промысла. Том 1. Описание технологического процесса и оборудования. Глава 5- Технологический режим эксплуатации системы сбора Промысла. 2001.
5. Литолого-физическая характеристика каменноугольных отложений Тенгизского месторождения. Стратиграфия и литология подсольевых нефтегазоносных комплексов прикаспийской впадины. Тематический сборник. УДК 551.143:551.735(574) Саратов 1991, стр 56-88.
6. И.Б. Дальян Особенности формирования Каратон-Тенгзского блока в связи с нефтегазоносностью. Нефть и газ Казахстана. Алматы 1998
7. Единые правила разработки нефтяных и газовых месторождений Республики Казахстан. Постановление Правительства Республики Казахстан от 18.06.96. №745
8. Байков Н. М., Колесников Б. В., Челпанов П. И. Сбор, транспорт и подготовка нефти и газа. – М.: Недра, 1975.
9. К.И. Джиембаева, Н.В. Лалазарян. Сбор и подготовка скважинной продукции на нефтяных месторождениях.-Алматы: «Дауыр», 2005.
10. Сыромятников Е.С, Победоносцева Н.Н. Организация, планирование и управление нефтегазодобывающими предприятиями. – М.: Недра, 1987.
11. Панов Г. Е. Охрана окружающей среды на предприятиях нефтяной и газовой промышленности. – М.: Недра, 1986.
12. Куцын П.В. Охрана труда в нефтегазодобывающей промышленности. – М.: Недра, 1987.

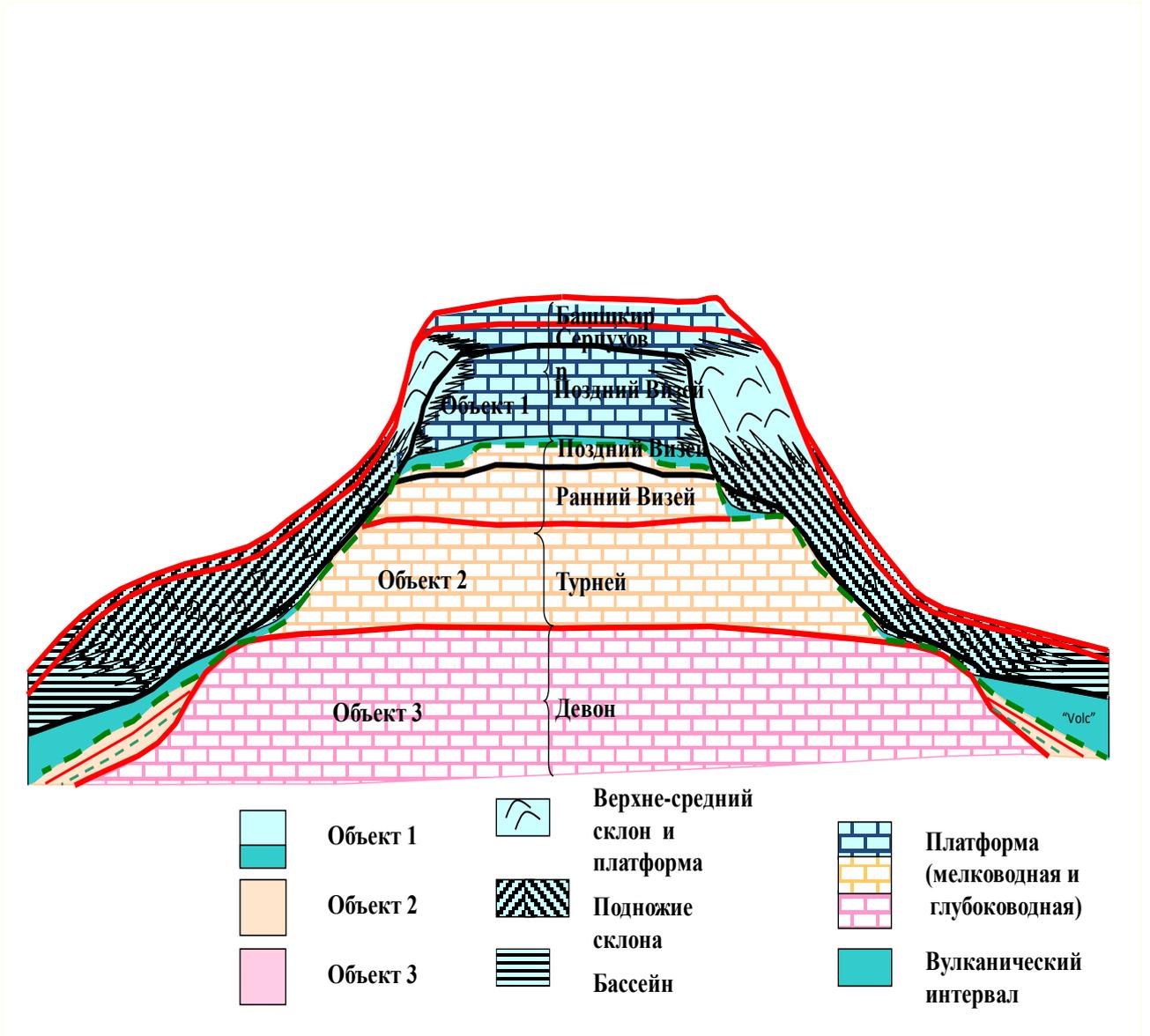
Приложение А

Структурная карта месторождения Тенгиз

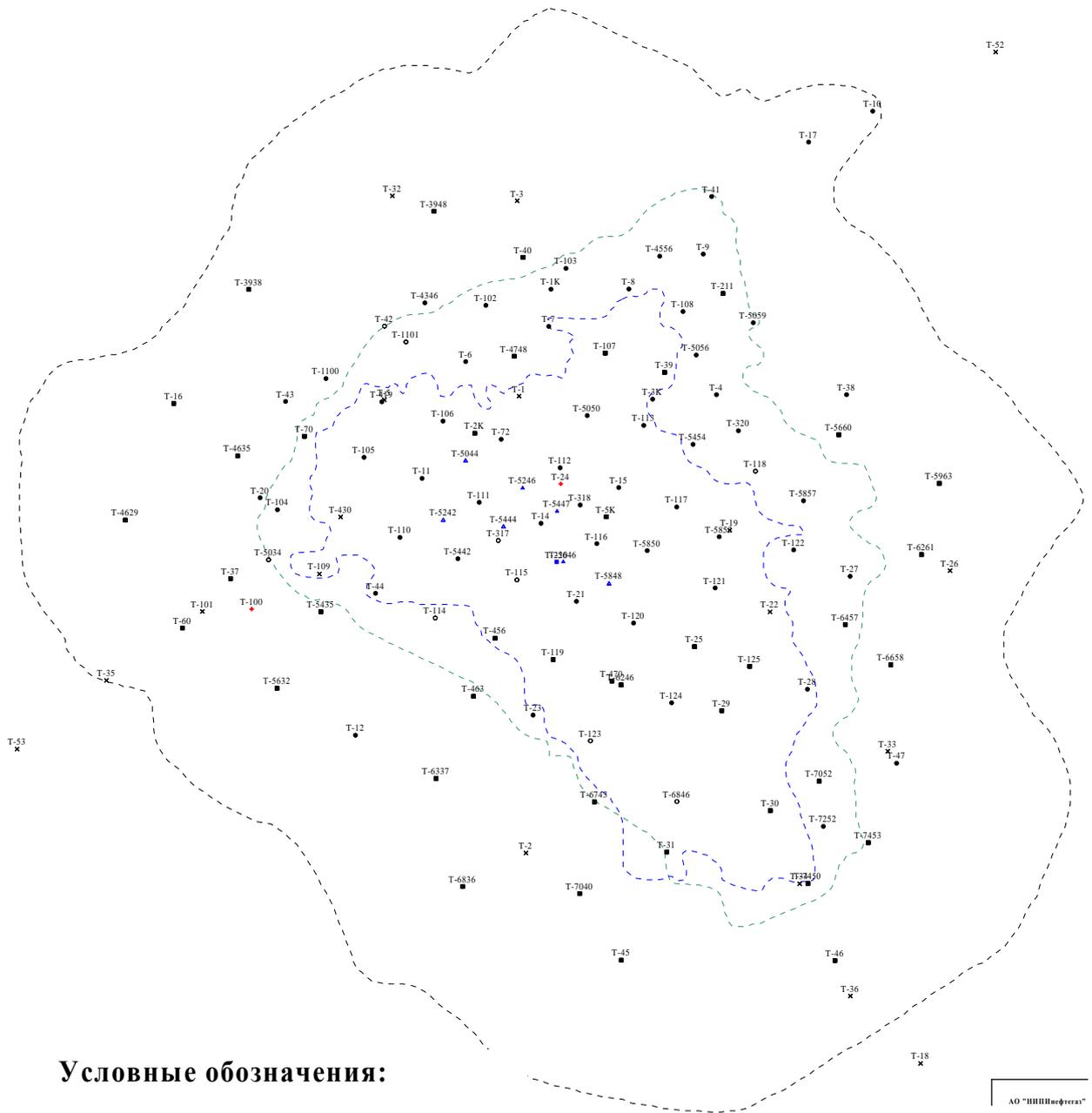


Приложение Б

Геологический профиль месторождения Тенгиз



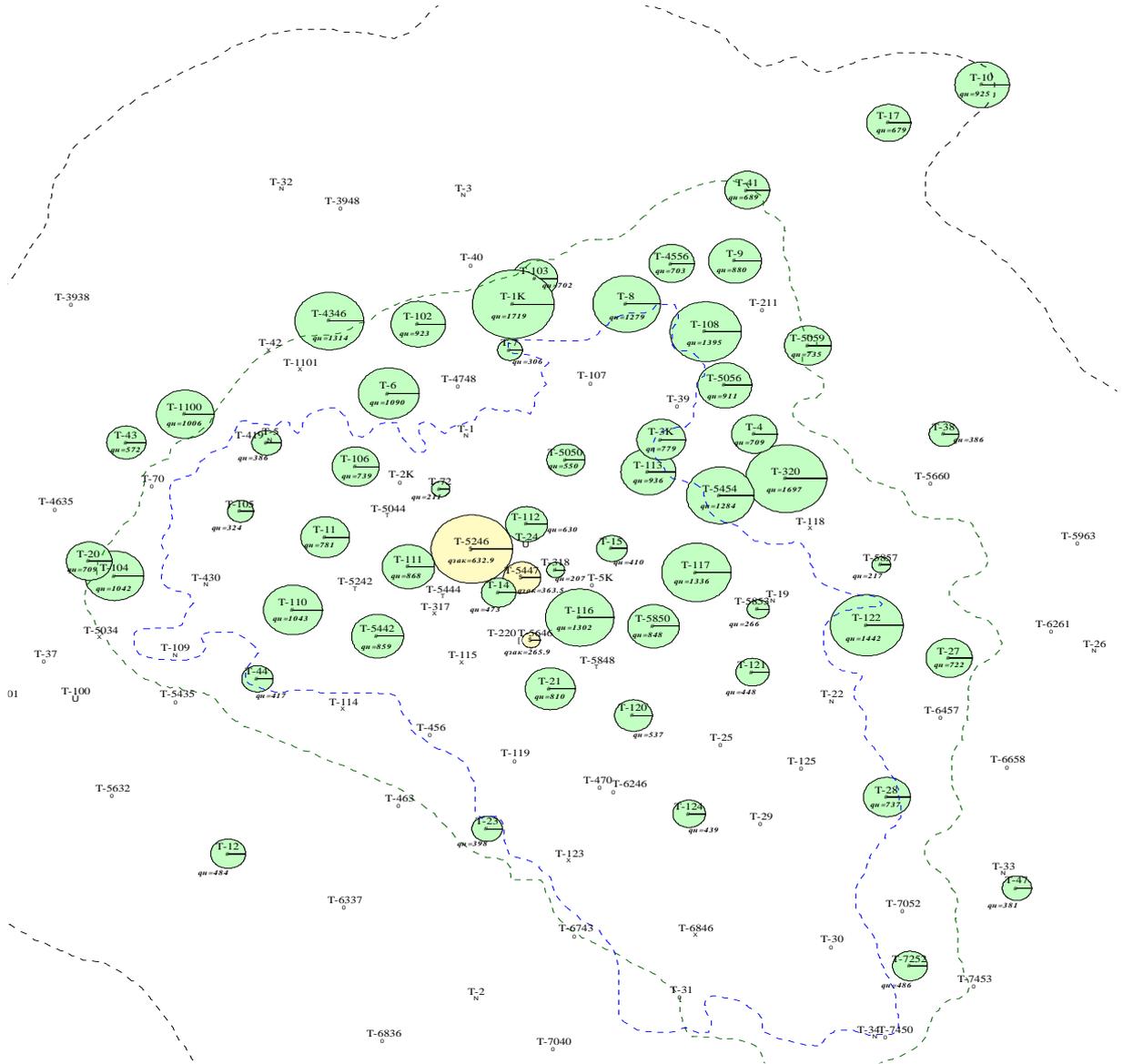
Приложение В
Месторождение Тенгиз.
Схема расположения пробуренных скважин по состоянию на 01.01.11 г.
Масштаб: 1:50000



- Условные обозначения:**
- Действующая добывающая скважина
 - Добывающая скважина в бездействии
 - ⊠ Добывающая скважина в консервации
 - ▲ Действующая нагнетательная скважина
 - △ Нагнетательная скважина в бездействии
 - * Нагнетательная скважина в консервации
 - ◆ Наблюдательная скважина
 - × Ликвидированная скважина
- — — — — Граница распространения коллекторов
 - - - - - Граница платформы по башкирским отложениям
 - - - - - Граница платформы по окским отложениям

Приложение Г Месторождение Тенгиз.

**Карта текущих отборов нефти и закачки газа по состоянию на 01.01.11 г.
Масштаб: 1:50000**



Условные обозначения:

- # Действующая добывающая скважина
- x Добывающая скважина в бездействии
- o Добывающая скважина в консервации
- \$ Действующая нагнетательная скважина
- T Нагнетательная скважина в бездействии
- l Нагнетательная скважина в консервации
- ú Наблюдательная скважина
- N Ликвидированная скважина

- Дебит нефти, т/сут
- Среднесуточная приемистость, тыс. м³/сут

Граница платформы по:

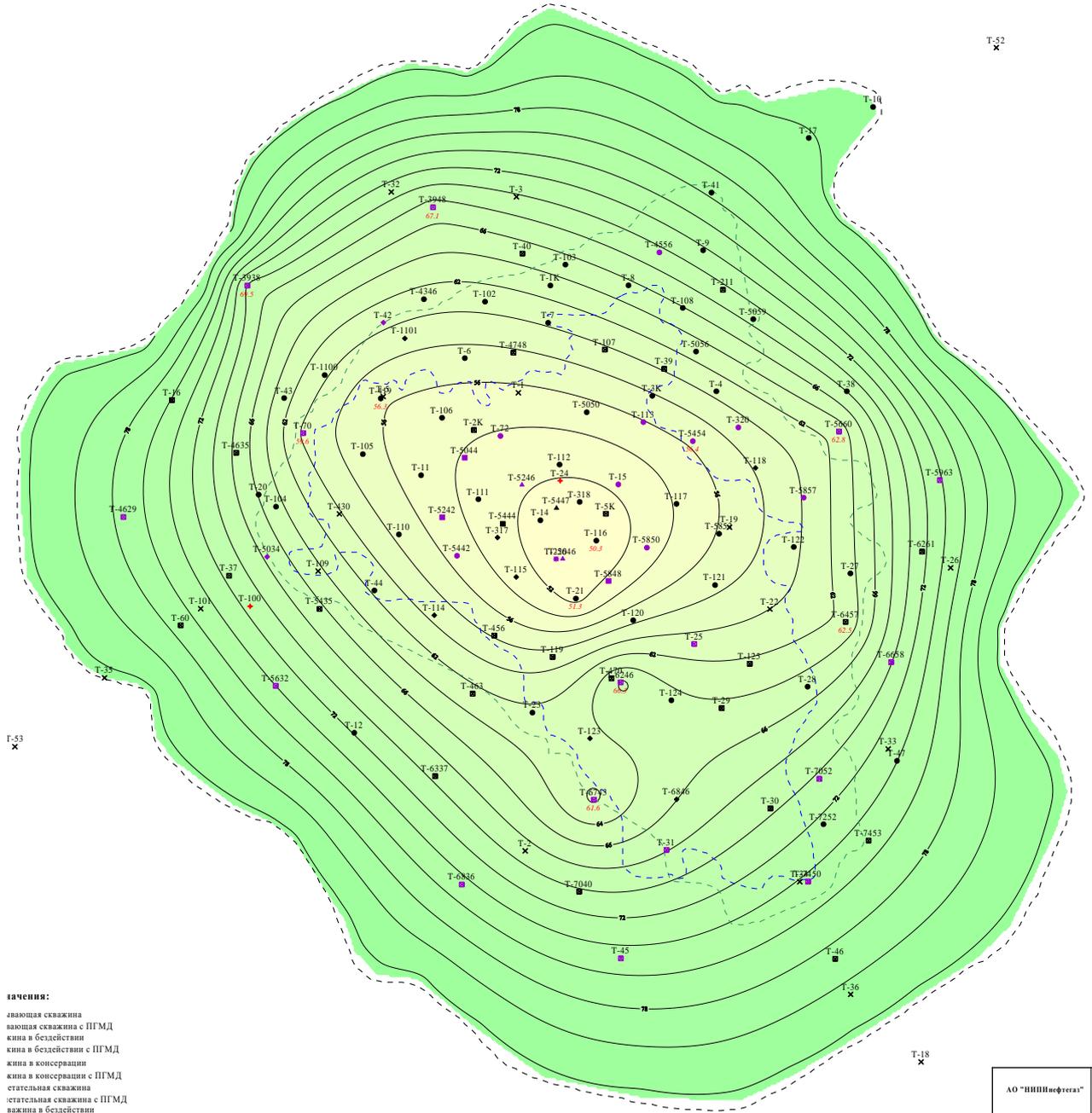
- башкирским отложениям
- окским отложениям
- граница распространения коллекторов

Приложение Д

Месторождение Тенгиз.

Карта изобар по состоянию на 01.01.09 г.

Масштаб: 1:50000



T-32
⊗

T-53
⊗

T-18
⊗

АО "ИИИНефтегаз"