

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Казахский Национальный Исследовательский Технический Университет
имени К.И.Сатпаева

Институт Геологии и нефтегазового дела имени К. Турысова

Кафедра Геологии нефти и газа

Мадемиханова Гулжан Дуйсенбайкызы

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА
к дипломному проекту

Проект пробной эксплуатации месторождения Такыр

Специальность 5В070600 - «Геология и разведка месторождений полезных
ископаемых»

Алматы 2019

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Казахский Национальный Исследовательский Технический Университет
имени К.И.Сатпаева

Институт Геологии и нефтегазового дела имени К. Турысова

Кафедра Геологии нефти и газа

ДОПУЩЕН К ЗАЩИТЕ
Заведующий кафедрой ГНГ
Ассост. профессор, PhD

Т.А. Енсеппбаев

«15» 05 2019 г.

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

На тему: «Проект пробной эксплуатации месторождения Такыр»

по специальности 5В070600 - «Геология и разведка месторождений полезных
ископаемых»

Выполнила

Мадемиханова Г.Д.

Научный руководитель
Урманова Д.Э.

подпись

«14» 05 2019 г.

Алматы 2019

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ
КАЗАХСТАН

Казахский Национальный Исследовательский Технический Университет
имени К.И.Сатпаева

Институт Геологии и нефтегазового дела имени К. Турысова

Кафедра Геологии нефти и газа

**УТВЕРЖДАЮ**
Заведующий кафедрой ГНГ
Ассоц. профессор, PhD
Т.А. Енсепаев
« 15 » 05 2019 г.

ЗАДАНИЕ

на выполнение дипломного проекта

Обучающейся: Мадемиханова Гулжан Дуйсенбайкызы

Тема: Проект пробной эксплуатации месторождения Такыр.

Утвержден приказом Ректора Университета № 1168 - б от «17» октября
2018 г.

Срок сдачи законченной работы: май 2019 г.

Исходные данные к дипломному проекту: Геологическая часть,
методическая часть, экономическая часть, охрана недр и окружающей среды.

Перечень подлежащих разработке в дипломном проекте вопросов:

- а) общие сведения, геологическое строение и нефтегазоносность;
- б) методика проектируемых работ;
- в) охрана недр и окружающей среды;
- г) экономическая часть;

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных
чертежей):

1. Обзорная карта;
2. Геологическая карта района месторождения;
3. Тектоническая карта;
4. Структурные карты по кровле и подошве;
5. Геологический разрез по линии;
6. Геолого-геофизические профили;

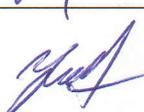
ГРАФИК

подготовки дипломного проекта

Наименование разделов, перечень разрабатываемых вопросов	Сроки представления научному руководителю и консультантам	Примечания
1 Геологическая часть	06.05.19	
2 Проектная часть	08.05.19	
3 Экономическая часть	10.05.19	
4 Охрана недр и окружающей среды	12.05.19	

Подписи

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

Наименования разделов	Научный руководитель, консультанты, Ф.И.О (уч. степень, звание)	Дата подписания	Подпись
Геологическая часть	Урманова Д.Э. лектор	06.05.19	
Проектная часть	Урманова Д.Э. лектор	08.05.19	
Экономическая часть	Урманова Д.Э. лектор	10.05.19	
Охрана недр и окружающей среды	Урманова Д.Э. лектор	12.05.19	
Нормоконтроль	Санатбеков М.Е. Ассистент	12.05.19	

Научный руководитель  Урманова Д.Э.

Задание приняла к исполнению обучающаяся  Мадемиханова Г.Д.

Дата «17» 10 2018 г

АНДАТПА

Дипломдық жоба «Тақыр кенорнын сынамалық игеру жобасы» тақырыбында жасалды. Дипломдық жоба 38 беттен тұрады, оның ішінде төрт бөлім, 14 графикалық материалдар.

Дипломдық жобаның мақсаты: Тақыр кен орнының өнімділік көкжиектерінің кен өндіру мүмкіндіктерін бағалау және кенді игеру үшін қорларды және технологиялық схеманы құрастыру үшін қосымша геологиялық-геофизикалық ақпаратты алу.

Дипломдық жобаны жазу кезіндегі жұмыстар:

- кен орындарының геологиялық және геофизикалық сипаттамалары туралы қолда бар мәліметті пайдалана отырып қосымша ақпарат алу;

АННОТАЦИЯ

Дипломный проект выполнен на тему «Проект пробной эксплуатации месторождения Такыр». Дипломный проект состоит из 38 страниц, включающий четыре главы, 14 графических материалов.

Цель дипломного проекта- оценка добычных возможностей продуктивных горизонтов месторождения Такыр и получение дополнительной геолого-геофизической информации для составления подсчета запасов и технологической схемы разработки месторождения.

При написании дипломного проекта выполнялись такие задачи, как:

- уточнение имеющейся и получение дополнительной информации о геолого-геофизической характеристике залежей;

SUMMARY

The theme of graduation project is “Takyr field test expedition project”. Graduation project is consisting of 38 pages, which include fourth chapters and 14 graphics.

The goal of the graduation project is to assess the mining capabilities of the productive horizons of the Takyr field and to obtain additional geological and geophysical information for the compilation of reserves and the technological scheme of field development

When writing a graduation project, tasks such as:

- Clarification of the available and obtaining additional information on the geological and geophysical characteristics of deposits;

СОДЕРЖАНИЕ

	Введение	7
1	Геологическая часть	8
1.1	Геолого-геофизическая изученность	8
1.2	Литолого-стратиграфическая характеристика	10
1.3	Тектоника	14
1.4	Нефтегазоносность	16
1.5	Гидрогеология	20
1.5.1	Характеристика водонапорной системы	20
1.5.2	Физические свойства и химический состав подземных вод	21
2	Проектная (методическая) часть	22
2.1	Проект пробной эксплуатации месторождения Такыр	24
2.1.1	Основные цели, задачи и сроки пробной эксплуатации	24
2.1.2	Анализ результатов исследований	25
2.1.3	Выделение объектов пробной эксплуатации	26
2.1.4	Прогнозные технологические показатели	27
2.1.5	План и очередность проведения исследовательских работ	28
2.2	Подсчёт запасов нефти и растворённого газа	31
2.2.1	Методика подсчёта запасов нефти и растворённого газа	30
2.3	Мероприятия по доразведке месторождения	33
3	Экономическая часть	34
4	Охрана недр и окружающей среды	35
	Заключение	36
	Список использованной литературы	37
	Приложение А Литолого-стратиграфический разрез	38
	Приложение Б Структурная карта по кровле КТ-I, КТ-II	39
	Приложение В Структурная карта по подошве Р _{1к}	40
	Приложение Г Химический состав и физические свойства вод	41
	Приложение Д Прогнозные технологические показатели	42

ВВЕДЕНИЕ

Тема моего дипломного проекта: «Проект пробной эксплуатации месторождения Такыр».

Нефтегазовая промышленность сегодня не просто в тренде, она является одним из основных источников доходов Республики Казахстан и потенциальным инструментом поднятия отечественной экономики до определенного уровня. И во многом то, как современные выпускники вузов нефти и газа будут строить политику функционирования нефтегазовой отрасли, зависит степень преобразования экономики Казахстана.

Актуальность исследуемой работы обусловлена тем, что в настоящее время все большее число предприятий осознает, что информированность окружения о продукции предприятия, его деятельности и роли в обществе является одним из немаловажных инструментов эффективного управления. Целевая ориентация нефтегазовой отрасли — это слияние в один поток всех составляющих промышленной деятельности для достижения устойчивой рентабельности в заданных временных пределах, как правило, на 2-3 года и более. Актуальность, теоретическая и практическая значимость изучаемой проблемы обусловили выбор темы исследования.

Цель работы – оценка добычных возможностей продуктивных горизонтов месторождения Такыр и получение дополнительной геолого-геофизической информации для составления подсчета запасов и технологической схемы разработки месторождения.

В соответствии с намеченной целью, в дипломной работе решались следующие задачи:

- уточнение имеющейся и получение дополнительной информации о геолого-физической характеристике залежей;
- уточнение добычных возможностей и отработка оптимальных режимов работы скважин, изучение состава и физико-химических свойств пластовых флюидов, коллекторских свойств пласта;
- проведение дополнительных исследований, необходимых для выбора технологии разработки, подсчета запасов нефти и газа, а также составления в дальнейшем технологической схемы разработки.

1 Геологическая часть

1.1 Геолого-геофизическая изученность

Месторождение Такыр расположено в 20 км к юго-западу от месторождения Северная Трува, в административном отношении входит в состав Байганинского района Актюбинской области (*рисунок 1*).

В 2010 г. в районе работ была проведена интерпретация сейсмических данных МОГТ 3Д площадью 3217 км². В результате интерпретации сейсмике на юге разведочного блока по кровле горизонтов КТ-I и КТ-II была выделена благоприятная структура месторождения Такыр.

По результатам сейсмических работ 3Д на структуре Такыр в 2011 г. было начато поисково-разведочное бурение на основании «Проекта поисковых работ залежей нефти в отложениях нижнего карбона на контрактной территории (Центральная территория восточной части Прикаспийской впадины)» [5].

Месторождение открыто в процессе проведения поисково-разведочных работ на территории.

Первыми поисковыми скважинами доказана перспективность площади Такыр для постановки поисковых работ на карбонатные отложения КТ-I и КТ-II. В связи с этим 2012 году были проведены сейсмические работы 3Д с целью изучения структурных условий южной части Центральной территории. Объем сейсморазведочных работ 3Д составил 196 км².

Перспективы нефтегазоносности карбонатных отложений КТ-I и КТ-II структуры Такыр доказаны результатами бурения 7 поисковых скважин (Т-1; Т-2; Т-3; Т-4; Т-5; Т-6, Т-7). В процессе бурения были получены признаки нефтегазоносности в подсолевых отложениях, по заключению ГИС в разрезах всех поисковых скважин выделены интервалы для испытания в колонне. Продуктивность отложений ассельского яруса нижней перми была доказана по результатам испытания скважин Т-1 (дебит нефти 15,2 м³/сут., воды 2,5 м³/сут.), Т-3 (дебит нефти 10,6 м³/сут.) и Т-5 (дебит нефти 12,16 м³/сут.), а залежь в каменноугольных отложениях была выявлена по результатам испытания скважин Т-1, Т-2, Т-3, Т-4, Т-5, Т-7 с максимальным полученным дебитом чистой нефти 55,5 тм³/сут в скважине Т-5. Подробнее по всем скважинам расписано в главе нефтегазоносности [5].

ОБЗОРНАЯ КАРТА

Масштаб 1:3 000 000



Условные обозначения:

- | | | | |
|---|-------------------|---|---|
|  | - участок работ |  | - месторождение нефти |
|  | - граница области |  | - месторождение нефти, газа, конденсата |
|  | - нефтепровод | | |

Рисунок 1- Обзорная карта района работ [5]

1.2 Литолого-стратиграфический разрез

На площади Такыр пробурено 7 поисково-разведочных скважин. По данным пробуренных скважин в разрезе принимают участие отложения от среднекаменноугольного возраста до четвертичных включительно (*приложение А*).

При стратиграфическом расчленении разреза были использованы результаты корреляции с разрезами скважин, пробуренных на соседнем, хорошо изученном месторождении Северная Трува, расположенном в непосредственной близости от участка работ.

Продуктивными являются отложения ассельского яруса нижней перми и каменноугольной системы. В разрезе карбона выделяются две продуктивные толщи КТ-I и КТ-II.

В пределах верхней карбонатной толщи выделяются продуктивные пачки: «А» (нефтеносная), «Б» (водоносная) и «В» (нефтеносная).

В стратиграфическом отношении верхняя карбонатная толща приурочена к отложениям гжельского и касимовского ярусов верхнего карбона и мячковского горизонта верхнемосковского подъяруса среднего карбона. Разделом между КТ-I и КТ-II является терригенная пачка подольского горизонта московского яруса, сложенная переслаиванием алевролитов, аргиллитов, реже песчаниками, гравелитами и известняками.

Стратиграфический диапазон толщи КТ-II месторождения Такыр охватывает отложения от веневского горизонта верхнего визе до каширского горизонта нижнемосковского подъяруса включительно, в составе нижней продуктивной толщи выделяются пачки «Гв» (нефтеносная), «Гн» (водоносная), «Дв» (нефтеносная) и «Дн» (водоносная). Ниже приводится стратиграфия продуктивной каменноугольной толщи и описание вскрытого разреза.

Каменноугольная система – С

Вскрытые отложения каменноугольной системы представлены нижним, средним и верхним отделами.

Нижний отдел – С₁

Нижнекаменноугольные отложения в составе визейского (верхний подъярус С_{1V3}) и серпуховского ярусов на площади Такыр вскрыты только одной скважиной Т-1.

Визейский ярус (С_{1V}) имеет двухъярусное строение: терригенную и карбонатную.

Терригенные породы нижнего и среднего подъярусов (С_{1V1+2}) на площади Такыр не вскрыты. По данным бурения скважин на месторождении Жанажол терригенные породы визейского яруса представлены тёмно-серыми, серыми, прослоями пёстроцветными пластинчатыми аргиллитами, разномиктовыми полимиктовыми песчаниками, алевролитами, реже гравелитами и образуют так называемую III подсолевою терригенную толщу пород. Выше по разрезу она сменяется карбонатной толщей пород верхневизейского возраста в составе

веневского горизонта, представленного известняками серыми, серо-коричневыми, органогенно-детритовыми, комковато-органогенными, тонкозернистыми с редкими прослоями серых доломитов.

Серпуховский ярус (C_{1s}) наряду с веневским горизонтом сложен известняками, реже доломитами серыми, светло-серыми, органогенно-обломочными, мелкокристаллическими, массивными, со стилолитовыми швами.

В скважине Т-1 вскрытая толщина нижнекаменноугольных отложений составляет 397 м.

Средний отдел – C_2

Отложения среднего карбона вскрыты в составе башкирского и московского ярусов.

Башкирский ярус (C_{2b}). Литологически ярус сложен известняками, реже доломитами светло-серыми, серыми, органогенно-комковатыми, крепкими, с редкими прослоями коричневато-красных, серовато-зелёных, массивных, известковых аргиллитов. Известняки слабодоломитизированные, буровато-серые, светло-серые, плотные, глинистые, кристаллические, фораминиферовые, водорослевые, биокластические, реже оолитовые, битуминозные, реже встречаются мелкокристаллические известняки. Полная толщина башкирских отложений в скважине Т-1 составляет 322 м, вскрытая толщина изменяется в пределах 98-222 м.

Московский ярус (C_{2m}). Отложения московского яруса выделяются в составе нижнего и верхнего подъярусов.

Нижнемосковский подъярус (C_{2m_1}) представлен верейским и каширским горизонтами.

Отложения **верейского горизонта ($C_{2m_1 v}$)** представлены чередованием известняков светло-серых, буровато-серых, органогенных, кристаллических, фораминиферовых, водорослевых, биокластических, детритовых, фузулинидовых, онколитовых, с прослоями буровато-серых аргиллитов, местами встречаются песчаники, некарбонатные темно-серые аргиллиты, доломиты. Реже встречаются оолитовые, коралловые, псаммитовые, мелкокристаллические известняки. Толщина верейских отложений изменяется в пределах 91-125 м.

Отложения **каширского горизонта ($C_{2m_1 k}$)** по литологической характеристике представлены известняками светло-серыми, буровато-серыми, кристаллическими, микрокристаллическими, водорослевыми, фораминиферовыми, биокластическими, с редкими маломощными прослоями аргиллитов и глинистых известняков. Толщина отложений каширского горизонта колеблется в пределах 81-107 м.

Верхнемосковский подъярус (C_{2m_2}) представлен подольским и мячковским горизонтами.

Разделом между КТ-I и КТ-II является терригенная пачка подольского горизонта московского яруса, сложенная переслаиванием алевролитов,

аргиллитов, реже песчаниками, гравелитами и известняками и служит покрывкой для нефтеных залежей КТ-II.

Подольский горизонт (C_{2m2hd}), в свою очередь, подразделяется на две толщи: нижнюю терригенную и верхнюю карбонатную. Терригенная толща, которая составляет основу *межкарбонатной толщи (МКТ)*, представлена сероцветными терригенными породами (чередование аргиллитов, песчаников, среднезернистых, мелкозернистых, крупнозернистых известковых глин, алевролитов, реже мелкогалечных конгломератов). В нижней части толщи в глинистых алевролитах местами встречаются кварцевые гальки и серые, тёмно-серые, неравномерно алевролитистые аргиллиты.

Карбонатная часть разреза *подольского горизонта* представлена преимущественно известняками буровато-серыми, светло-серыми, микрокристаллическими биокластическими, глинистыми, местами встречаются буровато-серые, известковистые аргиллиты. Толщина подольского горизонта составляет от 116 м до 158 м.

Мячковский горизонт (C_{2m2mc}), входящий в состав верхнемосковского подъяруса, представлен преимущественно чередованием известняков светло-серых, буровато-серых, органогенно-обломочных, глинистых, микрокристаллических, биокластических, сферолитовых, доломитов серых, тонко - скрытокристаллических, с редкими прослоями известковых аргиллитов. Толщина отложений мячковского горизонта изменяется в пределах 103-150м.

Верхний отдел – С₃

В составе верхнего карбона выделяются касимовский и гжельский ярусы. По данным переинтерпретации сейсмики 3Д западнее скважин Т-1 и Т-6 проходит граница размыва кровли КТ-1, вследствие этого в скважинах Т-1 и Т-6 по данным каротажа наблюдается сокращение толщины отложений верхнего карбона, связанного с размывом.

Касимовский ярус С_{3к} в литологическом отношении на большей части представлен преимущественно буровато-серыми известняками, доломитовыми известняками, с чередованием буро-красных аргиллитов. Полная толщина отложений касимовского яруса колеблется в пределах 140-191 м.

Гжельский ярус С_{3г} состоит из двух частей. Нижняя часть в отложениях распространения сульфатных и карбонатных пород имеет строение, аналогичное нижележащему ярусу. Отличительной ее особенностью является широкое развитие органогенных известняков, на 65-85% состоящих из обломков фауны и водорослей. Полная толщина отложений гжельского яруса колеблется в пределах 86-105 м.

Пермская система – Р

В составе пермской системы выделяются отложения нижней и верхней перми.

Нижний отдел – Р₁

Породы нижней Перми присутствуют в объеме ассельско - сакмарского и кунгурского ярусов.

Ассельский ярус – P_{1a} . Его отложения залегают на границе карбона, имеют сложную литологию, в основном, представлены песчанистой глиной и чередующимися прослоями тонкослоистого известняка и гравия. Песчаник уплотнённый, содержит кальций и биогенные ископаемые. Глина голубая, уплотнённая. Толщина ассельских отложений изменяется от 148 до 204 м.

Артинский-сакмарский ярус – P_{1ar+s} представлен чередующимися песчано-глинистыми породами с песчаными линзами и пропластками гравийно-галечникового материала с прослоями аргиллита. Песчаники серые, тёмно-серые, средне- и мелкозернистые, крепкие. Гравелит кварцево-кремнистых пород, темно-серого цвета с включениями зёрен кальцита. Чистый песчаник в большинстве случаев в своей структуре содержит средне- и мелкозернистые пески, а кальций и глина являются цементирующим и уплотнительным материалом. Толщина сакмаро-артинских отложений колеблется от 113 до 495 м.

Кунгурский ярус – P_{1k} . Отложения кунгурского яруса делятся на три толщи: нижнюю - терригенно-сульфатную, среднюю - галогенную и верхнюю сульфатно-терригенную. Нижняя толща - терригенно-сульфатная, представлена переслаиванием аргиллитов и ангидритов с прослоями каменной соли; средняя галогенная толща сложена каменной солью с прослоями терригенных пород; верхняя сульфатно-терригенная - литологически сложена ангидритами и аргиллитами, с прослоями алевролитов. Каменная соль белая, серовато-белая, массивная, кристаллическая, с прослойками бурых аргиллитов, алевролитов, ангидритов. Ангидриты белые, светло-серые, крепкие. Толщина осадков кунгурского яруса изменяется от 270 до 476 м.

Верхнепермский отдел – P_2

Верхнепермские отложения представлены пёстроцветными, сероцветными терригенными породами (чередование аргиллитов, песчаников, глин, алевролитов, реже мелкогалечных конгломератов и отдельными прослоями ангидритов). Аргиллиты коричневато-красные, серовато-зелёные, плотные, массивные, умеренно известковистые. Алевролиты темно-серые, светло-серые, буровато-серые, зеленовато-серые, полимиктовые, разномышечные, тонкослоистые, хорошо сцементированные, с обуглившимися растительными остатками. Ангидриты белые, светло-серые, массивные, крепкие, крупнокристаллические. Толщина верхнепермских отложений изменяется от 314 до 536 м.

Мезозойская группа отложений - Mz

Отложения мезозойской группы вскрыты в составе триасовой, юрской, меловой систем и литологически представлены чередованием толщ песчано-глинистых пород различной окраски. Песчаники светло-серые, мелко-среднезернистые, полимиктовые, с включением пирита. Алевролиты серые, крепкие, массивные, содержат примесь песчаных зёрен. Глины серые, зеленовато-серые, мергелистые, алевролитистые.

Четвертичная система – Q

Отложения четвертичной системы имеют небольшую толщину (3-5 м) и представлены супесями и суглинками [5].

1.3 Тектоника

В тектоническом отношении структура Такыр приурочена к восточной прибортовой части Прикаспийской впадины (*приложение Б*). Повсеместно в разрезе подсолевых осадочных образований по региону прослеживаются три сейсмических горизонта: П1- соответствующий кровле подсолевых отложений, П2 – различным стратиграфическим уровням в каменноугольных отложениях и П3- условно относимый к поверхности раздела верхнедевонского и более древнего комплексов. По горизонту П3, приуроченному к низам осадочной толщи наблюдается общая моноклираль, которая разделяется на четыре ступени в зависимости от глубины залегания: Жанажольскую (5,5-5,0 км), Кенкиякскую (6,0-6,5 км), Коздысайскую (6,5-7 км), Шубаркудукскую (7,0-7,5 км). Ширина ступеней колеблется от 10-15 км до 50 км. Жанажольская ступень, к которой приурочен район, характеризуется развитием мощных карбонатных массивов пород, осложненных локальными брахиантиклинальными поднятиями.

В результате интерпретации материалов сейсмики 3Д построены структурные карты по опорным сейсмическим горизонтам, в том числе по подошве кунгурского яруса, по кровле карбонатной толщи КТ-I и КТ-II, которые послужили основой для настоящего оперативного подсчета запасов. По данным сейсмики 3Д, бурения и опробования скважин структура Такыр разбита на ряд блоков с тектоническими нарушениями. Блок I, вскрыт одной скважиной Т-2 и ограничен с востока нарушением f_1 , а с запада отделен от блока II нарушением f_6 . Блок II, освещенный бурением скважин Т-1, Т-3, Т-5 и Т-6, ограничен с востока и юга тектоническим нарушением f_1 , с севера – нарушением f_6 , а с запада – нарушением f_7 . Блок III, вскрытый бурением одной скважины Т-7, ограничен со всех сторон тектоническими нарушениями – f_1 и f_4 . Блок IV освещен бурением скважины Т-4 и отделен нарушением f_1 от блока II, а с востока ограничен нарушением f_2 . Размеры структуры Такыр по кровле КТ-II по изогипсе -2600 м составляют 12x16 км, амплитуда 100 м. На своде структуры по изогипсе -2525 м выделяются мелкие локальные поднятия. Сопоставление структурных карт по горизонтам КТ-I и КТ-II показывает, что Такыр является структурой унаследованного развития, размеры и амплитуда которой постепенно уменьшаются от подошвы КТ-II к кровле КТ-I.

По кровле КТ-I структура Такыр представлена в виде протяженного вала, сводовая часть которого разбита тектоническим нарушением северо-восточного простирания. Выявленные в карбонатной толще КТ-II тектонические нарушения получили развитие и в верхней карбонатной толще, кроме нарушения f_7 . По данным сейсморазведочных работ 3Д к западу от пробуренной поисковой скважины Т-1 отложения КТ-I выклиниваются,

геолого-геофизические данные в скважинах Т-1 и Т-6, в которых по данным каротажа наблюдается сокращение толщины отложений верхнего карбона, к которому стратиграфически приурочена кровельная часть толщи КТ-I.

По данной поверхности структура оконтуривается по изогипсе -2000 м, размеры структуры составляют 7x18 км, свод выделяется по изогипсе -1950 м, амплитуда структуры 50 м [5].

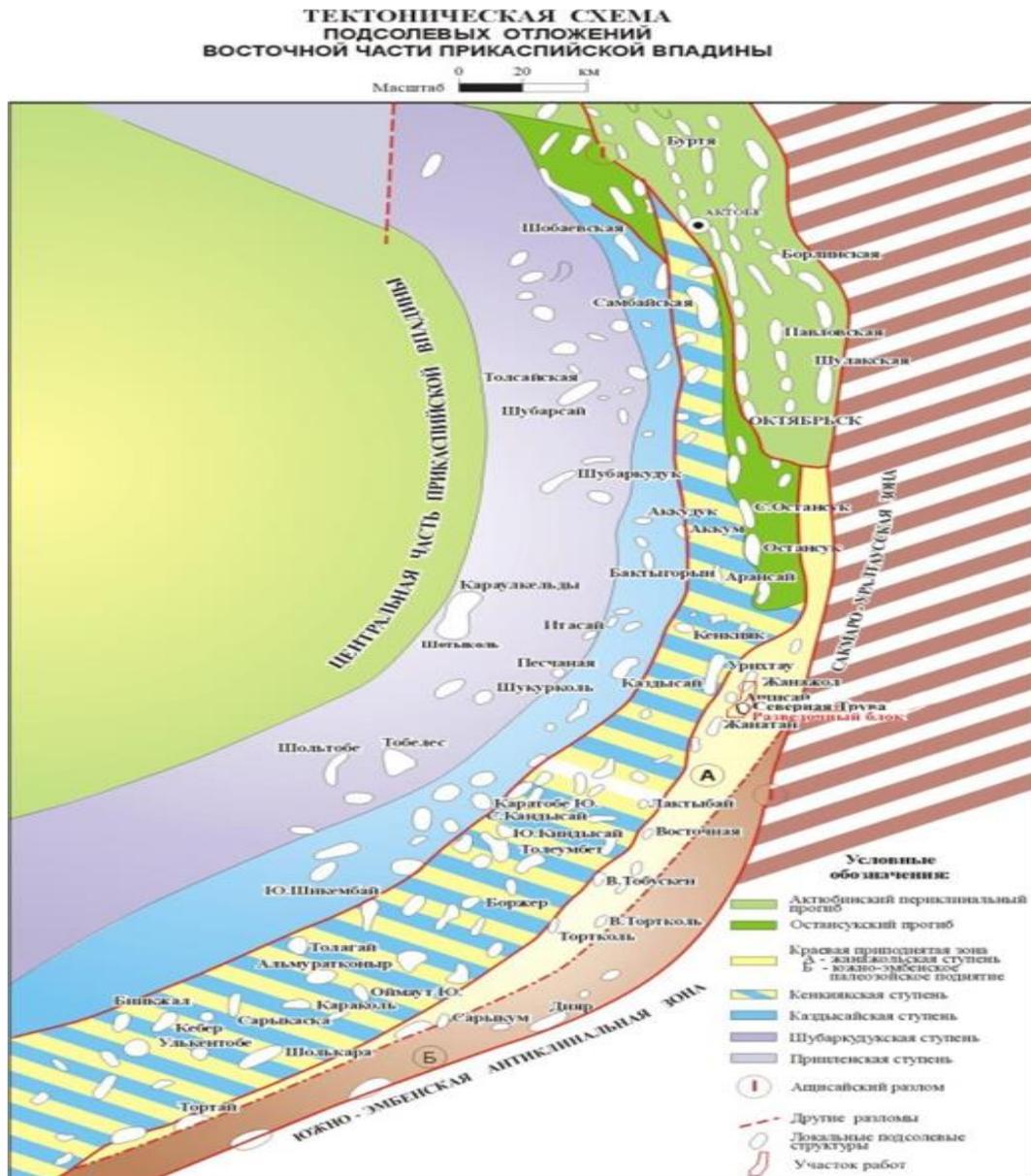


Рисунок 2- Тектоническая схема [5]

1.4 Нефтегазоносность

По результатам проведённых сейсморазведочных работ и поисково-разведочного бурения на площади Такыр в подсолевом разрезе выявлено два этажа нефтеносности в нижнепермских и каменноугольных отложениях.

Продуктивность отложений ассельского яруса нижней перми была доказана по результатам испытания скважин Т-1 (дебит нефти 15,2 м³/сут, воды 2,5 м³/сут), Т-3 (дебит нефти 10,6 м³/сут) и Т-5 (дебит нефти 12,16 м³/сут), а залежь в каменноугольных отложениях была выявлена по результатам испытания скважин Т-1, Т-2, Т-3, Т-4, Т-5, Т-7 с максимальным полученным дебитом чистой нефти 55,5 м³/сут в скважине Т-5. (приложение В,Г).

Согласно принятой в районе номенклатуре и по аналогии с соседним месторождением Северная Трува, в карбонатном разрезе площади Такыр выделены две продуктивные толщи КТ-I и КТ-II. Разделенные преимущественно терригенными осадками подольского возраста толщиной от 115,5 м до 258,2 м.

Продуктивный горизонт P_{1a}

Нефтеносность горизонта доказана испытанием скважин Т-1, Т-3 и Т-5:

- в скважине Т-1 в результате совместного испытания в 2013 г интервалов: 2243-2246 м, 2263-2267 м, 2274-2277 м и 2281-2287 м получены притоки нефти и воды в объемах 15,2 м³/сут и 2,5 м³/сут соответственно;

- в скважине Т-3 в 2014 г из интервалов: 2025-2027 м, 2031-2035 м, 2038-2041 м, 2047-2056 м, 2058-2068 м, 2072-2075 м получен приток нефти дебитом 10,6 м³/сут;

- в скважине Т-5 в 2015 г при опробовании интервала 2066-2070 м получен приток нефти и воды 12,16 м³/сут и 1,84 м³/сут соответственно.

ВНК принят по подошве опробованного нефтяного пласта в скважине Т-1 на абсолютной отметке -2107,4 м.

Карбонатная толща КТ-I

Карбонатная толща КТ-I включает три продуктивных пачки: «А» (нефтеносная), «Б» (водоносная) и «В» (нефтеносная).

Продуктивная пачка «А» стратиграфически приурочена к гжельскому ярусу верхнего карбона. Продуктивность пачки установлена при испытании скважин Т-2 и Т-3 с максимальным дебитом нефти 9,7 м³/сут.

Эффективная нефтенасыщенная толщина изменяется от 2,1 м (Т-2) до 9,5 м (Т-3). Коэффициент песчанности варьируется от 0,09 до 0,36 доли ед., коэффициент расчлененности изменяется в пределах от 2 до 7 пропластков.

Блок I освещен бурением одной скважины Т-2, в которой при испытании в колонне интервалов 2175-2180 м, 2199-2211 м, 2232-2241 м, 2245-2248 м был получен дебит нефти 9,7 м³/сут и дебит воды 59,2 м³/сут. ВНК принят по подошве опробованного нефтенасыщенного коллектора по абсолютной отметке -2017 м.

Блок II, освещенный бурением скважин Т-1, Т-3, Т-5 и Т-6. В скважине Т-3 при совместном испытании интервалов 2138-2147 м и 2168-2175 м в колонне был получен приток нефти в объеме 3,5 м³/сут и незначительный дебит воды. Также, по результатам интерпретации ГИС были выделены нефтенасыщенные коллектора в скважине Т-5. ВНК для блока принят по подошве опробованного нефтенасыщенного коллектора в скважине Т-3 на абсолютной отметке -2005,8 м.

Блок III, в скважине Т-7 при испытании в колонне интервала 2181-2200 м был получен приток воды дебитом 7 м³/сут, выше в интервалах 2155,3-2159,3 м по данным ГИС выделены нефтенасыщенные коллектора общей эффективной мощностью 3,3 м. ВНК для блока принят по абсолютной отметке -2002 м по кровле опробованного водоносного коллектора.

Блок IV не продуктивен. В блоке пробурена одна скважина Т-4, в которой по интерпретации ГИС выделены водонасыщенные коллектора, подтвержденные испытанием в интервалах 2092-2097 м и 2135-2140 м и получением дебита воды 3 м³/сут.

Продуктивная пачка «В» Продуктивность пачки выявлена в **блоке II** по результатам испытания в скважине Т-5, в которой в интервалах 2379-2391 м, 2392,5-2395 м был получен промышленный приток нефти дебитом 55,5 м³/сут. В скважинах Т-2, Т-3, Т-6, Т-7 по данным ГИС выделены водонасыщенные коллектора, а в скважине Т-3 при совместном испытании с пачкой «Б» получен приток воды дебитом 4 м³/сут. Водонефтяной контакт изменится от -2217 м по кровле водонасыщенного коллектора по ГИС в скважине Т-3 до -2221,2 м по подошве опробованного нефтянасыщенного коллектора в скважине Т-5. Значение эффективной нефтенасыщенной толщины в скважине Т-5 составляет 10,3 м. Коэффициент песчанистости составляет в среднем 0,47 доли ед., а коэффициент расчлененности – 3.

Карбонатная толща КТ-II

Продуктивная пачка «Г». Пачка в свою очередь делится на два пласта “Гв” и “Гн”. Пласт «Гн» на площади по данным бурения скважин является водоносным.

Пласт «Гв» Продуктивность пласта установлена при испытании скважин Т-1, Т-2, Т-4, Т-5 и Т-7 с максимальным полученным дебитом нефти 6 м³/сут. Эффективная нефтенасыщенная толщина изменяется от 3,3 м (Т-4) до 7,3 м (Т-5). Коэффициент песчанистости варьируется от 0,1 до 1 доли ед., коэффициент расчлененности изменяется в пределах от 1 до 5 пропластков.

Блок I освещен бурением одной скважины Т-2, в которой при испытании в колонне интервалов 2817-2819 м, 2826-2829 м, 2832-2839 м, 2847-2857 м получен дебит безводной нефти 2,4 м³/сут. ВНК принят по подошве опробованного нефтенасыщенного коллектора в скважине Т-2 на абсолютной отметке -2668,7 м.

Блок II освещенный бурением скважин Т-1, Т-3, Т-5 и Т-6. В скважине Т-1 из интервалов 2715-2721 м получен приток нефти дебитом 6 м³/сут, а также из совместно прострелянных интервалов 2761-2767 м (пласт

«Гв»), 2809-2812 м (пласт «Гн») получены нефть дебитом 1,3 м³/сут и вода объемом 1,7 м³/сут.

В скважине Т-5 при испытании интервалов 2700-2720 м, 2756-2760 м, 2775-2787 м был получен промышленный приток нефти дебитом 2,7 м³/сут.

ВНК для блока принят по подошве опробованных нефтенасыщенных коллекторов в скважинах Т-1 и Т-5 на абсолютной отметке -2605,5 м.

Блок III является освещенный бурением одной скважины Т-7. В скважине Т-7 из совместно прострелянных интервалов 2815-2817 м, 2826-2835 м, 2844-2860 м (пласт «Гв») и 2920-2940 м (пласт «Гн») получены нефть дебитом 4,8 м³/сут и вода объемом 10,2 м³/сут. ВНК для блока принят по подошве опробованных нефтенасыщенных коллекторов в скважине Т-7 на абсолютной отметке -2680,9 м.

Блок IV. В скважине Т-4 при испытании в колонне интервала 2705-2742 м получен приток нефти и воды дебитами 1 м³/сут и 2 м³/сут соответственно. ВНК условно принят по подошве нефтенасыщенного коллектора по абсолютной отметке -2563,5 м.

Продуктивная пачка «Д»

Пласт «Дв» вскрыт всеми пробуренными скважинами. Продуктивность пласта выявлена во **II блоке** по результатам испытания в колонне интервала 2895-2906 м в скважине Т-1, где был получен приток нефти дебитом 4,4 м³/сут и воды дебитом 17,6 м³/сут.

Во всех остальных скважинах по данным ГИС выделены водонасыщенные коллектора, а в скважинах Т-2, Т-6 и Т-7 при испытаниях в колонне получены притоки воды. ВНК принят по подошве опробованных нефтенасыщенных коллекторов в скважине Т-1 на абсолютной отметке -2746,2 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина в скважине Т-1 составляет 2,9 м. Коэффициент песчанистости варьирует от 0,32 до 0,89 доли ед., коэффициент расчлененности изменяется в пределах от 2 до 18 пропластков.

Пласт «Дн» на площади Такыр вскрыт одной скважиной Т-1 и по данным интерпретации ГИС является водоносным. Характеристика толщин, коллекторских свойств продуктивного горизонта и их неоднородности. Для определения характеристики коллекторских свойств продуктивных горизонтов были использованы имеющиеся материалы общепринятого комплекса электрокаротажа, данные лабораторного изучения образцов керна и гидродинамических исследований скважин. Для изучения физико-литологической характеристики коллекторов использовались материалы исследования керна по скважинам месторождения Такыр по состоянию на 01.05.2015 г.

Всего с отбором керна пробурено 6 скважин:

пять поисковых-Т-2, Т-3, Т-4, Т-5, Т-6;

одна оценочная – Т-7.

В целом по месторождению с отбором керна пройдено 308,21 м, общий линейный вынос составил 306,16 м или 99,33 % от проходки. Было отобрано и

проанализировано 227 образцов керна, приходящихся на продуктивные горизонты. Количество кондиционных образцов составляет 113 единиц.

Толща КТ-I охарактеризована керном 6 скважин (скв. Т-2, Т-3, Т-4, Т-5, Т-6, Т-7). Общая проходка колонковым долотом по толще КТ-I составляет 115,06 м, с выносом 114,4 м или 99,41%. Проанализировано 123 образца керна. Количество кондиционных анализов составляет 77 единиц.

В карбонатной толще КТ-II керн отобран в 5 скважинах (скв. Т-2, Т-3, Т-4, Т-5, Т-6). Отбор керна составил 162,87 м, вынос – 162,2 м или 99,6% от проходки. Толща КТ-II представлена 72 образцами. Количество кондиционных анализов - 36.

В пермском продуктивном горизонте с отбором керна пройдено 30,28 м, при этом вынесено 29,6 м или 97,8% от проходки. Количество проанализированных образцов составляет 32 образца.

Свойства и состав нефти, газа в пластовых и в поверхностных условиях

Свойства флюидальной системы месторождения Такыр, исследованы 4 глубинными пробами в период 2012 – 2014 гг. Глубинные пробы отобраны из скважин Т-3 (толща Р₁, пачка Р_{1а}, интервал перфорации 2023-2070 м), Т-5 (толща КТ-I, пачка В, интервал перфорации 2379-2395 м) и Т-1 (толща КТ-II, пачка Г, интервал перфорации 2715-2721 м).

Согласно полученным данным, пластовое давление на момент отбора проб по толще Р1 (скв.Т-3) составило 19,7 МПа, а по толще КТ-I (скв.Т-5) равнялось 22,5 МПа. По двум глубинным пробам, отобранным из этих толщ, давления насыщения при пластовых температурах 44,2 и 52,0 °С определены на уровне 7,50 и 18,0 МПа, что ниже от пластового давление на 12,2 и 4,5 МПа. Соответственно, по имеющимся данным при термобарических условиях пластовые нефти толщ Р1 и КТ-I можно классифицировать как «недонасыщенные». По толще КТ-II отобраны две глубинные пробы пластовой нефти из скважины Т-1. В первой пробе, в исходном отчете представлено, что давление на глубине отбора пробы составило 22,04 МПа. По результатам исследования давление насыщения при пластовой температуре 59,8 °С в данной пробе составило 24,56 МПа, что чуть ниже текущего пластового давления 24,58 МПа.

Физико-химические свойства нефти в поверхностных условиях месторождения Такыр изучены на основе 23 проб. Из них по толще Р1 отобраны 6 проб (скв. Т-1, Т-3), по толще КТ-I - 6 проб (скв. Т-4, Т-5, Т-6), по толще КТ-II - 11 проб (скв. Т-1, Т-2, Т-5). Содержание серы по трем толщам изменяется в диапазоне 0,23-1,25 масс %. Плотность нефти в поверхностных условиях по толще Р1 в среднем составляя 0,866 г/см³, по КТ-I в среднем значение - 0,854 г/см³, по КТ-II средняя величина плотности равняется 0,847 г/см³. Средняя величина парафина составляет: Р1-3,48 масс %, КТ-I-1,44 масс %, КТ-II-0,94 масс %.

Состав и свойства растворенного газа пластовой нефти изучены по четырем пробам (Р1 - 1 проба, КТ-I - 1 проба, КТ-II - 2 пробы). Содержание метана в составе газа по толще Р1 составляет 73,02 моль %, уменьшаясь по

нижележащим толщам КТ-I и КТ-II, величина которого составила 70,94 и 65,14 моль % соответственно. Концентрация этана и пропана по трем толщам принимается в диапазоне 8,61-11,24 моль % и 7,87-10,04 моль %. Неуглеводородная фракция растворенного газа состоит из углекислого газа (0,05 -1,04 моль %) и азота (0,34 -1,65 моль %). Сероводород в составе растворенного газа по всем толщам отсутствует. По технической классификации растворенный газ по толщам является горючим и характеризуется теплотворными характеристиками: низшая от 49011 до 51880 кДж/м³, высшая от 53809 до 56860 кДж/м³. Относительная плотность газа по воздуху составляет: толща P1-0,844, толща КТ-I – 0,868 и толща КТ-II – 0,922 [4-5].

1.5 Гидрогеология

В пределах разведочного блока изучались пластовые воды площади Такыр и на месторождении Северная Трува проведены гидрогеологические исследования. Площадь Такыр расположена в пределах восточного борта Прикаспийской системы артезианских бассейнов. В разрезе месторождения выделяется серия водоносных горизонтов и комплексов, составляющих два гидрогеологических этажа: надсолевой и подсолевой. Этажи представляют собой самостоятельные водонапорные системы со своим гидродинамическим режимом. В процессе проведения испытаний и опробования скважин изучались только пластовые воды.

В разрезе структуры Такыр выделяется серия водоносных горизонтов и комплексов, составляющих два гидрогеологических этажа: надсолевой и подсолевой. Этажи представляют собой самостоятельные водонапорные системы со своим гидродинамическим режимом. Основное внимание было уделено изучению карбонатной толщи КТ-II.

Гидрогеологические исследования проводились в процессе опробования в обсаженных скважинах структуры Такыр. По материалам ГИС были выделены водоносные объекты в интервалах карбонатной толщи КТ-II. В процессе исследований был проведен отбор проб воды на полный химический и микрокомпонентный анализ. Физико-химические исследования проб воды проводились в лаборатории ИЛ НИИ. Исследования в скважинах включали замеры дебитов воды, пластовых давлений и температур.

1.5.1 Характеристика водонапорной системы

Пластовые воды, вскрытые скважинами на месторождении Такыр на глубинах 2350-2875м (КТ-I), характеризуются высокими напорами и относятся к типу подошвенных. Статические уровни вод располагаются от поверхности земли на глубинах от 57 до 143 м. Дебиты скважин, давших притоки пластовой воды, составили 2,18 м³/сут (скв. №10), 21,3 м³/сут (скв. №1), 15,3 м³/сут (скв.

№4, инт. перф. 2450-2464 м). Время восстановления уровней вод по скважинам изменяется от 2 до 21 суток.

Подземные воды законтурной зоны нижней карбонатной толщи КТ-II вскрыты на глубинах от 3394 м до 3610 м, приурочены к зоне весьма затруднённого водообмена с присущим ей элизионным типом питания водоносных горизонтов. Данный водоносный комплекс разобщён с вышележащими водоносными комплексами мощной пачкой глин. Дебиты скважин изменяются от 1,309 м³/сут (скв. №3) до 21,3 м³/сут (скв. №1) при среднединамических уровнях 763 м и 535 м соответственно. Восстановление динамических уровней вод до статических уровней наблюдалось аналогично кривым восстановления верхней толщи, что говорит о неплохих коллекторских свойствах законтурной зоны.

1.5.2 Физические свойства и химический состав подземных вод

На месторождении Такыр лабораторные исследования устьевых проб воды проводились в Заводской лаборатории и в лаборатории ИЛ НИИ. Проведенный анализ физико-химических свойств воды и условий отбора проб позволяет сомневаться в их представительности. Отобранные на анализ пробы воды вероятно, представляют собой разбавленную смесь технической и пластовой воды, что в итоге сказалось на результатах полученных значений общей минерализации и плотности воды (*приложение Д*).

По химическому составу воды законтурной зоны продуктивной толщи **КТ-I** относятся к хлоркальциевому типу с минерализацией от 92,7 до 100,8 г/дм³, что в среднем составляет 97,6 г/дм³ и с плотностью от 1,067 до 1,073 г/см³. По величине рН, характеризующей щелочно-кислотные свойства водной среды, воды нейтральные, рН изменяется от 7,2 до 7,3. Общая жесткость составляет 360 мг-экв/дм³.

По степени метаморфизации воды высокометаморфизованные коэффициент (rNa^+/rCl^-) = 0,79 - 0,81. Воды слабосульфатные, коэффициент ($rSO_4^{2-} \cdot 100 / rSO_4^{2-} + rCl^-$) = 1,80 - 2,93.

Плотность пластовых вод продуктивной толщи **КТ-II** структуры Такыр варьирует от 1,036 до 1,078 г/см³. Величина минерализации колеблется от 51 до 111,3 г/дм³, составляя в среднем 87,1 г/дм³. По классификации В. А. Сулина воды хлоркальциевого типа. Общая жёсткость воды равна 174 - 480 мг-экв/дм³. Увеличение значений по минерализации, происходящее с юго-востока на северо-запад говорит о влиянии древнеинфильтрационных потоков вод со стороны Актюбинского Приуралья, где величина этого параметра вод верхнего палеозоя обычно не превышает 30 г/дм³. Плотность пластовых вод в разрезе месторождения имеет тенденцию к уменьшению, что характерно для подсолевых месторождений [5].

2 Проектная (методическая) часть

2.1 Проект пробной эксплуатации месторождения Такыр

Проект пробной эксплуатации является первой стадией проектирования разработки нефтяных и газонефтяных месторождений. Под пробной эксплуатацией залежей или их отдельных участков следует понимать временную (сроком не более 3 лет) эксплуатацию разведочных скважин, при необходимости, и специально пробуренных опережающих добывающих и нагнетательных скважин.

Целью и задачей является уточнение имеющейся и получение дополнительной информации для подсчета запасов углеводородов, содержащихся в них ценных компонентов, построение геологической модели месторождения, обоснование режима работы залежей, выделение эксплуатационных объектов и оценка перспектив развития добычи нефти, газа, конденсата месторождения [2].

В проекте пробной эксплуатации обосновываются:

- предварительная геолого-промысловая модель;
- количество и местоположение вводимых в эксплуатацию разведочных скважин;
- количество и местоположение опережающих добывающих и нагнетательных скважин, проектируемых к бурению в пределах разведанного контура с запасами категории C_1 (в отдельных случаях и C_2), интервалы отбора керна из них;
- комплекс опытных работ, виды геолого-промысловых и геофизических исследований скважин, лабораторных исследований керна и пластовых флюидов, проводимых для:
 - уточнения положения ВНК, ГНК, толщины, продуктивности добывающих скважин, приемистости нагнетательных скважин по воде, рациональных депрессий и репрессий;
 - изучения фильтрационно-емкостных характеристик пластов, состава и физико-химических свойств пластовых жидкостей и газа;
 - основные ожидаемые показатели по фонду скважин, максимальным уровням добычи нефти (жидкости), газа, закачки воды в целом по месторождению.

2.1.1 Основные цели, задачи и сроки пробной эксплуатации

Целью пробной эксплуатации месторождения Такыр является- уточнение геологического строения месторождения, повышение надежности структурных построений продуктивных горизонтов; Уточнение исходных геолого-промысловых данных для подсчета запасов и составления технологической схемы разработки месторождения.

При этом, с целью подготовки месторождения к подсчету запасов и проектированию промышленной разработки, в процессе пробной эксплуатации должны решаться следующие задачи:

Уточнение параметров коллекторов и флюидов, необходимых для подсчета геологических запасов нефти, в том числе и перевода запасов категории C_2 в более высокие категории;

Изучение режима работы продуктивной залежи, а также оценка потенциала упругой энергии пластовой системы;

Исследование продуктивных характеристик залежей по данным длительной эксплуатации скважин на различных режимах;

Уточнение продуктивности добывающих скважин и оптимальной депрессии на продуктивные пласты;

Оценка проблем, связанных с эксплуатацией скважин и добычей нефти;

Отработка вопросов сбора, подготовки, хранения, транспортировки и реализации нефти.

Пробная эксплуатация уменьшает технический и экономический риск проведения полномасштабной разработки месторождения.

Для выполнения задач пробной эксплуатации, а именно бурения и ввода проектных опережающих добывающих скважин, и полной реализации программы исследовательских работ необходимо 3 года. В настоящем проекте прогноз технологических показателей рассчитан на последующие 2019, 2020 и 2021 гг.

2.1.2 Анализ результатов опробования и гидродинамических исследований скважин, характеристика их продуктивности

Испытание перспективных объектов, выявленных по данным ГИС в разрезе скважин месторождения Такыр, производилось с целью вызова притока, определения типа пластовых флюидов, отбора представительных поверхностных и глубинных проб для последующего комплексного изучения их физико-химических и товарных свойств.

Опробование выявленных перспективных объектов производилось в колонне в скважинах Т-1, Т-2, Т-3, Т-4, Т-5, Т-6, Т-7. На месторождении с целью определения пластового давления и фильтрационных параметров пластов проводились традиционные методы гидродинамических исследований, такие как, кривой восстановления давления (КВД), исследования пластоиспытателем DST (в открытом стволе).

Фильтрационные параметры пластов описываются по толщам:

Горизонт P_1 . По данной толще проведено одно исследование DST по скважине Т-3. По результатам исследования получены следующие фильтрационные параметры: проницаемость – $2,21 \cdot 10^{-3}$ мкм², проводимость – $35,6$ м·мкм²·10⁻³. Получено положительное значение скин-фактора (14,15), которое свидетельствует о загрязнении призабойной зоны скважины.

Толща КТ-I. По данной толще проведено 4 гидродинамических исследований, из них 3 исследований DST и одно исследование КВД. По результатам исследований значение проницаемости изменяется от 0,06 до $1,62 \cdot 10^{-3}$ мкм², составляя в среднем $0,744 \cdot 10^{-3}$ мкм². Среднее значение проводимости составляет $14,45 \text{ м} \cdot \text{мкм}^2 \cdot 10^{-3}$, интервал изменяется от 2,77 до $35,74 \text{ м} \cdot \text{мкм}^2 \cdot 10^{-3}$. По скважине Т-5 получено отрицательное значение скин-фактора (-4,05), которое свидетельствует о хорошем состоянии призабойной зоны. По остальным скважинам получены положительные значения скин-фактора. Совместное исследование нижней перми и верхней карбонатной толщи проведено по скважине Т-3. По результатам исследования DST получены следующие фильтрационные параметры: проницаемость – $0,81 \cdot 10^{-3}$ мкм², проводимость – $15,8 \text{ м} \cdot \text{мкм}^2 \cdot 10^{-3}$. Получено положительное значение скин-фактора (3,36).

Толща КТ-II. Исследование DST проведено по скважинам Т-1, Т-4, Т-5. По результатам исследований, среднее значение проницаемости составляет $0,7 \cdot 10^{-3}$ мкм², интервал изменяется от 0,365 до $0,974 \cdot 10^{-3}$ мкм². Значение проводимости изменяется от 1,58 до $14,6 \text{ м} \cdot \text{мкм}^2 \cdot 10^{-3}$, составляя в среднем $6,1 \text{ м} \cdot \text{мкм}^2 \cdot 10^{-3}$. Положительное значение скин-фактора (17,3) получено по скважине Т-5, что связано с загрязнением призабойной зоны скважины. Состояние призабойной зоны остальных скважин удовлетворительное, подтверждение этому полученные отрицательные значения скин-факторов.

2.1.3 Выделение объектов пробной эксплуатации

Для продуктивных толщ КТ-I и КТ-II параметры нефти взяты на основе результатов анализа отобранных глубинных проб из скважин Т-1, Т-3 и Т-5.

Карбонатные толщи расположены на различных глубинах и имеют между собой регионально простирающуюся межкарбонатную терригенную толщу подольского возраста (МКТ), являющейся границей между ними. В связи с этим предлагается выделить *два самостоятельных объекта разработки (продуктивные толщи КТ-I и КТ-II) со своей сеткой скважин*, что соответствует утвержденному варианту разработки расположенного рядом месторождения Северная Трува. Выше залегающий горизонт пермских отложений, имеет различия в пластовом давлении, в типе породы коллектора и незначительные различия в свойствах нефти с вышеприведенными карбонатными толщами, поэтому также нуждается в рассмотрении как отдельного объекта эксплуатации.

Учитывая вышеперечисленные критерии, в настоящей работе выделены три объекта:

I объект – горизонт Р_{1а};

II объект – продуктивная толща КТ-I (пачки А, Б);

III объект - продуктивная толща КТ-II (пласты Гв, Дв);

Таким образом, в Проекте пробной эксплуатации выделено 3 объекта пробной эксплуатации.

Пробная эксплуатация будет осуществляться существующим фондом скважин:

- скважина Т-3 в горизонте Р_{1а};
- скважина Т-5 в толще КТ-I (пачка В);
- скважина Т-1 в толще КТ-II (пласт Гв).

2.1.4 Прогнозные технологические показатели пробной эксплуатации

Прогноз технологических показателей выполнен на период пробной эксплуатации месторождения. Эксплуатация месторождения будет осуществляться на естественном режиме истощения пластовой энергии.

За проектируемый период в 3 года пробная эксплуатация будет вестись ранее пробуренными 3 поисково-разведочными скважинами:

- по горизонту Р_{1а} – 1 скв. (Т-3);
- по пачке В (КТ-I) – 1 скв. (Т-5);
- по пласту Гв (КТ-II) – 1 скв. (Т-1).

Бурение новых проектных скважин не предусматривается.

На одну из трех скважин, по усмотрению недропользователя будет рекомендоваться бурение бокового ствола на пачку В с применением технологии радиального бурения.

В основу расчетов проектных показателей пробной эксплуатации скважин положены фактические данные о дебитах, полученных при их опробовании. Добыча нефти и жидкости по проектным скважинам подсчитаны на основании данных, полученных при испытании поисково-разведочных скважин Т-1, Т-3 и Т-5.

Расчеты дебитов нефти и жидкости проведены для каждой скважины с учетом сроков их пребывания в эксплуатации согласно программе исследования. При прогнозе добычи учтен график ввода скважин в ПЭ и использованы дебиты скважин, обоснование которых выполнены в разделе 3.5. По всем эксплуатационным объектам скважины будут вводиться в эксплуатацию в начале 2019 г. Начальные проектные дебиты скважин по нефти составят: по скважине Т-3 (I объект) - 9,2 т/сут, по скважине Т-5 (II объект) - 16,0 т/сут, по скважине Т-1 (III объект) - 14,1 т/сут.

В первый год эксплуатации **2019 г** годовой отбор нефти по скважинам I объекта (горизонт Р_{1а}) составит 2,8 тыс.т нефти и 3,4 тыс.т жидкости с одной скважиной в добывающем фонде. По II объекту разработки (продуктивная толща КТ-I) в 2019г добыча нефти достигнет 5,0 тыс.т нефти. Эксплуатация скважины предполагается вести при отсутствии обводненности продукции. По III объекту (продуктивная толща КТ-II) в 2019г добыча составит 4,4 тыс.т нефти при отсутствии обводненности.

В 2020 г на второй год пробной эксплуатации, расчетная добыча должна составить 2,7 тыс.т нефти и 3,3 тыс.т жидкости по I объекту, и 4,7 тыс.т нефти и 4.8 тыс.т жидкости по II объекту. По III объекту за 2020 будет добыто 3,9 тыс.т нефти и 4,0 тыс.т жидкости.

На проектный третий год 2021 г добыча нефти по I объекту достигнет 2,6 тыс.т и жидкости - 2,8 тыс.т. На конец третьего года ПЭ по II объекту количество добытой нефти и жидкости будет равно 4,5 тыс.т и 4,6 тыс.т соответственно. По III объекту добыча составит 3.3 тыс.т нефти и 3.5 тыс.т жидкости.

Таким образом, количество добытой нефти по месторождению Такыр в процессе ПЭ должно составить:

Первый год ПЭ - 12,2 тыс.т;

Второй год ПЭ - 11,4 тыс.т;

Третий год ПЭ - 10,4 тыс.т при работе 3-х разведочных скважин.

Всего за три года ПЭ месторождения Такыр будет добыто 34,0 тыс.т нефти, что составляет 3,8% от утвержденных извлекаемых запасов по категории C₁, вовлекаемых в пробную эксплуатацию (*приложение E*).

2.1.5 План и очередность проведения исследовательских работ, программа испытания и контроль над скважинами

Программа испытания и контроль над скважинами. Комплекс промыслово-геофизических исследований скважин

Для уточнения данных рекомендуется провести комплексные геофизические исследования в скважинах Т-1, Т-3 и Т-5, которыми будет вестись пробная эксплуатация.

Для решения поставленных задач в добывающих скважинах в комплекс ГИС рекомендуется включить высокоточную термометрию (ВТ) и барометрию для изучения распределения по всему стволу температуры и давления. В интервале перфорации помимо термометрии и барометрии комплекс будет содержать:

гамма-каротаж (ГК) для привязки методов ГИС к разрезу и выявления техногенных гамма-аномалий;

локатор муфт и перфорационных отверстий (ИПО);

механическую (РГД) и термокондуктивную (СТД) дебитометрии для определения профиля притока пластового флюида;

влажнометрию (ВГД) для обнаружения мест притока воды и установления водонефтяного раздела в стволе скважины;

плотностного гамма-гамма каротажа (ГГКП) для разделения пластового флюида в стволе скважины на составляющие компоненты - нефть, вода;

В процессе эксплуатации скважин комплекс методов ГИС должен уточняться в зависимости от работы скважины и состава поступающего пластового флюида. При необходимости специалистами недропользователя

могут быть внесены соответствующие изменения в программу проведения промыслово-геофизических исследований.

В соответствии с «Едиными правилами по рациональному и комплексному использованию недр при разведке и добыче полезных ископаемых» первые исследования методами ГИС по контролю проводятся после вызова притока и достижения устойчивого режима работы скважины [1-2]. Последующие исследования проводятся после любых воздействий на пласт, изменений в продуктивности скважины, изменений состава добываемого флюида.

Для получения информации, наиболее достоверно отражающей работу пласта, необходимо соблюдать следующие правила компоновки скважинного оборудования - башмак НКТ должен находиться не менее 10 м выше верхних перфорационных отверстий, расстояние от нижних отверстий до искусственного забоя более 10 м.

Неотъемлемой частью контроля над разработкой месторождения является контроль над техническим состоянием скважин, в задачу которого входит выявление нарушений герметичности цементного кольца и обсадной колонны. При обнаружении признаков, указывающих на дефекты обсадных колонн, интервалы затрубной циркуляции, проводятся повторные исследования АКЦ, исследования толщиномером-дефектомером, а также комплекс ГИС для оценки герметичности обсадных колонн.

Анализ материалов геофизических исследований наряду с промысловыми данными позволит выделить работающие интервалы, определить профиль притока и характер поступающей из пласта жидкости, отбить газонефтяной и водонефтяной контакты, контролировать глубину спуска башмака НКТ, следить за тех. состоянием колонн и выявлять интервалы межколонных перетоков. ГИС в действующих скважинах следует проводить в комплексе с гидродинамическими и физико-химическими методами исследования.

Комплекс гидродинамических исследований

Исходя, из цели пробной эксплуатации следует предусматривать надежный контроль над изменением технологических параметров работы скважины и промысловых характеристик пластовой системы в течение всего времени реализации проекта. В связи с этим приводится минимально необходимый объем исследовательских работ:

Изучение режима работы продуктивных толщ КТ-I, КТ-II и продуктивного горизонта P_{1a} по данным длительной эксплуатации скважин Т-3, Т-5, Т-1.

Важнейшим критерием рациональности разработки залежи является расход естественной пластовой энергии на единицу добычи нефти, который контролируется следующими характеристиками:

- снижение пластового давления на единицу добычи нефти;
- изменение профиля притока нефти.

В соответствии с этим, в ходе реализации пробной эксплуатации необходимо вести контроль над разработкой, в частности организовать

контроль над изменением забойного давления, пластового давления, температуры при длительной работе скважины на постоянном режиме, на каждом установившемся режиме проводить исследование притока дебитометром.

Изучение дебитной характеристики скважин. Определить характер устойчивости дебитов скважины при различных режимах работы. Контроль над выносом мех примесей для оценки устойчивости коллекторов. Для оценки текущей продуктивности скважины в конце каждого периода длительной эксплуатации на одном режиме проводится гидродинамическое исследование скважины методом установившихся отборов. Таким образом, будет возможность сравнения длительных и кратковременных режимных характеристик продуктивной толщи.

Метод установившихся отборов (МУО)

При исследовании этим методом измеряется дебит добывающей скважины и соответствующее значение забойного давления, достаточно близкое к установившимся режимам эксплуатации скважин.

Исследования должны проводиться по действующим скважинам 1 раз в полгода. Для получения достоверной информации по емкостно-фильтрационной характеристике предлагается проводить исследования МУО не менее чем на 3-х режимах прямым и обратным ходом.

Во время замера дебита на каждом режиме отбираются поверхностные пробы жидкости для последующего анализа на обводненность.

Метод установившихся отборов позволяет определить коэффициент продуктивности добывающей скважины, а также оценить значение комплексного параметра – гидропроводность пласта.

В результате обработки материалов исследований скважин методом восстановления давления определяются комплексные параметры: гидропроводность и отношение пьезопроводности к приведенному радиусу скважины, а также проницаемость пласта в зоне вокруг скважины, коэффициент продуктивности скважины в пластовых условиях и др. параметры.

Исследования скважин методом восстановления давления должны проводиться в виде разовых исследований по всем новым добывающим скважинам, по действующим скважинам 1 раз в полгода.

Определение пластового давления и температуры:

По скважинам Т-1, Т-3 и Т-5, после ввода их из консервации в эксплуатацию следует осуществить определение пластового давления и температуры в виде разовых исследований с целью оценки термобарических характеристик пласта.

Необходимо проводить систематические замеры пластового давления и температуры с периодичностью – 1 замер в три месяца для контроля над текущим термобарическим состоянием пластов.

Определение забойного давления

Забойное давление определяется разовыми исследованиями после выхода скважины из ремонта, и систематически – в действующей скважине не реже одного раза в квартал.

Забойное давление, когда это технически возможно, замеряется глубинными манометрами. При невозможности прямых измерений забойные давления определяются путем замера динамического уровня (с помощью эхолотов) и последующего пересчета.

В рамках проекта ПЭ рекомендуется провести отбор глубинных проб нефти из скважин Т-2, Т-4 и Т-7 для последующего лабораторного анализа. Необходимо периодически проводить замеры пластового давления и температуры для выше упомянутых скважин. Также рекомендуется провести гидродинамические исследования в скважинах Т-2 и Т-7 [5-6].

2.2 Подсчет запасов нефти и растворенного газа

По результатам проведённых поисково-разведочного бурения, сейсмоки 3Д, опробования скважин, анализов керна и пластового флюида в подсолевом разрезе месторождения Такыр выявлено два этажа нефтеносности в нижнепермских и каменноугольных отложениях. Анализ геолого-геофизического и сейсмического материала позволил создать геологическую модель месторождения.

Продуктивный горизонт Р_{1а}, стратиграфически приуроченный к ассельскому ярусу нижней перми представляет собой литологически ограниченную нефтяную залежь, получившей развитие только в районе скважин Т-1, Т-3 и Т-5.

В каменноугольных отложениях, согласно принятой в районе номенклатуре выделены две продуктивные толщи КТ-I и КТ-II, разделенные преимущественно терригенными осадками подольского возраста. При массивно-пластовом характере строения карбонатных толщ КТ-I и КТ-II в их составе выделено 5 обособленных по вертикали продуктивных пачек: «А», «Б», «В», «Г», «Д», в свою очередь пачка «Г» делится на пласты «Гв» и «Гн», а пачка «Д» – на «Дв» и «Дн». Пласты «Б», «Гн» и «Дн» являются водоносными. Результаты проведенных работ на месторождении позволили произвести в 2015 году «Оперативный подсчет запасов нефти и растворенного газа месторождения Такыр по состоянию на 01.05.2015г», утвержденный Протоколом ГКЗ РК.

Утвержденные запасы нефти и растворенного газа в целом по месторождению показаны в *(таблице 1)*.

Нефти:

- по категории С₁ – геологические 4946 тыс.т, извлекаемые – 902 тыс.т,
- по категории С₂ – геологические 13204 тыс.т, извлекаемые – 2403 тыс.т.

Растворенного газа:

- по категории С₁ – геологические 749 млн.м³, извлекаемые – 146 млн.м³,

- по категории C_2 – геологические 2042 млн.м³, извлекаемые – 397 млн.м³
Соотношение категорий C_1 и C_2 извлекаемых запасов нефти в целом для месторождения составило 27% и 73% [6].

2.2.1 Методика подсчета запасов нефти и растворённого в нефти газа

Геологические запасы нефти подсчитаны объемным методом с использованием формулы:

$$Q_n^{\text{геол}} = F \cdot h \cdot K_{\text{п}} \cdot K_{\text{н}} \cdot \gamma \cdot \theta \quad (1)$$

$Q_n^{\text{геол}}$ – геологические запасы нефти, тыс.т;

F - Площадь нефтеносности, тыс.м²;

h - Эффективная нефтенасыщенная толщина, м;

$K_{\text{п}}$ - коэффициент открытой пористости, доли. ед.

$K_{\text{н}}$ - коэффициент нефтенасыщенности, доли. ед.

γ - Плотность нефти в поверхностных условиях, г/см³;

θ - Пересчетный коэффициент, учитывающий усадку нефти, д.ед.

Извлекаемые запасы нефти определены по формуле:

$$Q_n^{\text{изв.}} = Q_n^{\text{геол.}} \cdot \eta \quad (2)$$

где η - коэффициент извлечения, доли ед.

Геологические запасы растворенного газа в нефти определены по формуле:

$$Q_{\text{р.г}} = Q_n \cdot \Gamma \quad (3)$$

где Γ – газонасыщенность нефти в пластовых условиях, м³/т.

Таблица 1- Подсчет запасов нефти и растворенного в нефти газа месторождения Такыр по состоянию изученности на 01.05.2015г.

Толща	Пачка	Блок	Зона	Категория	Площадь нефтеносности. тыс.м2	Средневзвешенная эффективная нефтенасыщенная толщина. м.	Эффективный объем пород-коллекторов. тыс.м3	Коэффициент открытой пористости. д.ед.	Коэффициент нефтенасыщенности. д.ед.	Плотность нефти. г/см3	Пересчетный коэффициент. д.ед.	Геологические запасы нефти. тыс.т	Коэффициент извлечения нефти. д.ед.	Извлекаемые запасы нефти.тыс.т	Газосодержание. м3/т	Геологические запасы растворенного газа. млн.м3	Извлекаемые запасы растворенного газа. млн.м3		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18		
P1 а			ВНЗ	C1	7750	3,2	24800	0,08	0,63	0,866	0,888	961	0,110	106	52,3	50	6		
				C2	27364	2,5	68410	0,08	0,63	0,866	0,888	2651	0,110	292	52,3	139	15		
	Всего по P1а			C1	7750		24800					961		106		50	6		
				C2	27364		68410						2651		292		139	15	
К Т- I	А	I	ВНЗ	C1	2304	4,3	9907	0,08	0,71	0,854	0,712	342	0,200	68	159,9	55	11		
				C2	10849	1,4	15189	0,08	0,71	0,854	0,712	525	0,200	105	159,9	84	17		
		II	ВНЗ	C1	5488	7	38415	0,08	0,71	0,854	0,712	1327	0,200	265	159,9	212	42		
				C2	22050	5	110251	0,08	0,71	0,854	0,712	3808	0,200	762	159,9	609	122		
		III	ВНЗ	C2	5933	2,8	16612	0,08	0,71	0,854	0,712	574	0,200	115	159,9	92	18		
		Итого по пачке А		C1	7792		48322							1669		333		267	53
			C2	38832		142052							4907		982		785	157	
	В	II	ВНЗ	C1	4441	7,7	34196	0,1	0,71	0,854	0,712	1476	0,200	295	159,9	236	47		
				C2	13386	4,8	64253	0,1	0,71	0,854	0,712	2774	0,200	555	159,9	444	89		
		Итого по пачке В		C1	4441		34196							1476		295		236	47
				C2	13386		64253							2774		555		444	89
	Всего по КТ-I			C1			82518						3145		628		503	100	
			C2			206305						7681		1537		1229	246		
К	Г	I	ВНЗ	C1	3151	2,3	7247	0,04	0,65	0,845	0,631	100	0,200	20	234,8	23	5		

Т- II	В		С₂	10285	1,6	16456	0,04	0,65	0,845	0,631	228	0,200	46	234,8	54	11		
		II	ВНЗ	С₁	5250	6,1	32024	0,04	0,65	0,845	0,631	444	0,200	89	234,8	104	21	
				С₂	91793	1,6	146869	0,04	0,65	0,845	0,631	2036	0,200	407	234,8	478	96	
		III	ВНЗ	С₁	1945	4,3	8363	0,04	0,65	0,845	0,631	116	0,200	23	234,8	27	5	
				С₂	4244	1,7	7215	0,04	0,65	0,845	0,631	100	0,200	20	234,8	23	5	
		IV	ВНЗ	С₁	1976	3,8	7509	0,04	0,65	0,845	0,631	104	0,200	21	234,8	24	5	
				С₂	6397	1,6	10235	0,04	0,65	0,845	0,631	142	0,200	28	234,8	33	7	
		Итого по пачке Гв			С₁	12322		55143					764		153		178	36
					С₂	112719		180775					2506		501		588	119
		Д В	II	ВНЗ	С₁	1473	2	2946	0,06	0,81	0,845	0,631	76	0,200	15	234,8	18	4
	С₂				20173	0,7	14121	0,06	0,81	0,845	0,631	366	0,200	73	234,8	86	17	
	Итого по пачке Дв			С₁	1473		2946				76		15		18	4		
				С₂	20173		14121				366		73		86	17		
	Всего по КТ-II			С₁			58089				840		168		196	40		
				С₂			194896				2872		574		674	136		
	Итого по месторождению			С₁			165407					4946		902		749	146	
				С₂			469611					13204		2403		2042	397	
				С₁₊ С₂			635018						18150		3305		2791	543

Продолжение таблицы 1

2.3 Мероприятия по доразведке месторождения

Бурение на площади Такыр начато в 2011 г. согласно «Проекту поисков залежей нефти и газа в отложениях нижнего карбона контрактной территории».

На дату составления проекта на месторождении проведены сейсморазведочные работы 3Д, пробурены 7 поисково-разведочных скважин, отобрано и проанализированы керновые данные и пробы пластового флюида, поведено испытание скважин и т.д.

Результаты проведенных работ позволили выполнить оценку запасов в рамках отчета «Оперативный подсчет запасов нефти и растворенного газа месторождения Такыр по состоянию на 01.05.2015 г.» и утвердить в ГКЗ РК. Проведенная оценка запасов позволяет ввести месторождение в пробную эксплуатацию.

В рамках ПЭ рекомендуется провести ряд работ по доразведке с целью дальнейшего уточнения геологического строения, ФЕС, флюидалльной системы, добычных характеристик продуктивных коллекторов:

продолжить работы по уточнению структурно-тектонической модели месторождения;

продолжить отбор керна с проведением лабораторных анализов, в том числе и специальные исследования;

провести дифференцированное опробование перспективных интервалов коллекторов;

уточнить положение водонефтяных контактов с применением соответствующих работ в пробуренных скважинах (PLT, ГИС и т.д.).

продолжить отбор и изучение глубинных и поверхностных проб пластовых флюидов.

провести необходимые гидродинамические и другие исследования для определения добычных возможности пластов-коллекторов и других параметров для более правильного выбора варианта разработки месторождения.

Также в рамках проекта ПЭ предусматривается бурение одной оценочной скважины (Т-8).

В целом рекомендуемые исследовательские работы позволят уточнить геологическое строение продуктивных горизонтов, положение ВНК, флюидалльную модель, ФЕС коллекторов, петрофизические параметры и т.д., что позволит в дальнейшем провести подсчет запасов и определить оптимальный проектный вариант разработки месторождения.

3 Экономические показатели вариантов разработки

Экономическая оценка проекта выполнена согласно инструкции на составление проектных документов на разработку нефтяных и газонефтяных месторождений, составленной в соответствии с Едиными правилами разработки нефтяных и газовых месторождений Республики Казахстан, утвержденными постановлением Правительства Республики Казахстан от 18 июня 1996 г. №745, а также с учетом требований действующих нормативно-правовых актов Республики Казахстан, российских и международных требований к составлению инвестиционных проектов и методических рекомендаций по оценке эффективности проектов.

Согласно единым правилам разработки нефтяных и газовых месторождений, были просчитаны экономические показатели по следующим позициям:

Расчет эксплуатационных затрат на три года.

Затраты технологических оборудований.

Транспортные расходы.

На основании вышеизложенных пунктов, суммировав затраты, как эксплуатационные, был получен финансовый результат и выведены интегральные экономические показатели:

Таблица 2- Экономические показатели расходов

Наименование оборудования	ед. изм.	Стоимость работ, в тенге
АГЗУ (автоматическую групповую замерную установку)	1 шт.	91 944 000тг
НГС (нефтегазовый сепаратор)	1 шт.	36 657 000тг
Печи подогрева нефти	1 шт.	19 721 160тг
Блок-гребенка	1 шт.	14 494 948тг
Резервуары объемом V=50м ³	2 шт.	7 342 800тг
Насосы для откачки жидкости	1 шт.	2 400 000тг
Отработка скважины	3скв/3года.	146 327 040тг
Транспорт (ЦА-320, АЦ-12, ППУ, вахт.машина, бортовая)	3года	420 724 800тг
Оборудование (ДЭС, жилой вагон, сепаратор, емкость)	3 года	336 138 084тг
Бурение скважин с глубины 3300м	1 скв.	1 392 313 000тг
Всего за 3 года ППЭ + бурение 1 скважины:		2 468 062 832тг

При составлении проектных работ «второго уровня», то есть следующего после проекта пробной эксплуатации, есть возможность повысить точность экономической оценки [5].

4 Охрана недр и окружающей среды

В условиях научно-технического прогресса, способствующего быстрому развитию нефтегазодобывающей промышленности, все более возрастает влияние человеческой деятельности на недра нашей планеты и окружающей среды. В связи с повышенной опасностью производственных циклов при осуществлении работ по реализации технологической схемы обустройства необходимо строгое соблюдение существующих норм и правил по безопасному ведению производства.

Основные опасные источники неблагоприятного воздействия на организм человека – это оборудование и аппараты, содержащие нефть, газ, нефтепродукты в любом качестве, т.е. практически весь технологический процесс сопряжен с вероятностью наступления неблагоприятного воздействия на человека. Высокие давления в трубопроводах, работа оборудования с применением открытого огня, испарение газов и нефти, применение сложного технологического оборудования с вращающимися механизмами обуславливает необходимость проведения работ со строгим соблюдением правил безопасности и промышленной санитарии.

С целью предотвращения возможных аварийных ситуаций, могущих привести к несчастным случаям, необходимо сооружать и контролировать оборудование в правильном герметичном исполнении, как того требует разработанный проект.

Производственные отходы предприятия

В процессе бурения и эксплуатации скважин образуется значительное количество твердых и жидких отходов. Отходы оказывает негативное влияние на компоненты среды, в первую очередь, на атмосферу, почву и водную среду. Производственные отходы месторождения собираются в металлические емкости по накопления вывозятся согласно договору с буровой подрядной организацией, а твердо-бытовые и жидкие отходы будут, вывозятся и утилизируются согласно договору со специализированной организацией.

Отходы образуются: при приготовлении бурового раствора, в процессе строительства и освоения скважин, при вспомогательных работах.

Основными отходами при бурении скважины являются буровой шлам и отработанный буровой раствор [2].

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Согласно теме дипломной работы, составлен Проект пробной эксплуатации месторождения Такыр.

Заключение дипломного проекта. В рамках данного проекта, были проведены следующие виды работ: На месторождении, с целью определения пластового давления и фильтрационных параметров пластов проводились традиционные методы гидродинамических исследований:

Исследование пластоиспытателем DST(Drill stem test)- исследование, при котором исследуются свойства жидкостей в предполагаемом нефтегазоносном или газоносном слое, путём извлечения их на поверхность через бурильную колонну. При исследовании использовался метод «1 открытия, 1 закрытия». Во время закрытия скважины, проведено исследование КВД для изучения фильтрационных параметров пластов и определения начального давления пласта.

Метод кривой восстановления давления (КВД) - применяется для фонтанирующих скважин с высокими дебитами. Исследование методом КВД заключается в регистрации давления в остановленной скважине, которая была закрыта путём герметизации устья после кратковременной работы с известным дебитом. Всего было проведено 3 таких исследований.

Итог проведенных работ. Предполагаемая прибыль по месторождению Такыр в процессе проекта эксплуатации должно составить:

Первый год проекта эксплуатации - 12,2 тыс.т;

Второй год проекта эксплуатации - 11,4 тыс.т;

Третий год проекта эксплуатации - 10,4 тыс.т, при работе 3-х разведочных скважин.

Всего за три года проект эксплуатации месторождения Такыр будет добыто 34,0 тыс. т нефти, что составляет 3,8% от утвержденных извлекаемых запасов по категории С₁, вовлекаемых в пробную эксплуатацию.

В целом, исходя из вышеизложенного материала, можно сделать вывод о том, что данный проект обеспечивает адекватную норму прибыли его акционерам.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1 «Единые правила по рациональному использованию недр при разведке и добыче полезных ископаемых», утверждённые постановлением Правительства РК от 10 февраля 2011г № 123.

2 Кодекс Республики Казахстан от 27 декабря 2017 года «О недрах и недропользовании».

3 «Справочник по нефтепромысловой геологии», Москва, «Недра», 1981 г.
«Инструкция по оформлению отчетов о геологическом изучении недр Республики Казахстан». Министерство индустрии и новых технологий Республики Казахстан. Астана, 2013 г.

4 «Инструкция по классификации запасов месторождений, перспективных и прогнозных ресурсов, нефти и природного углеводородного газа» г. Астана, 2005 г.

5 «Проект поисковых работ на площадях Такыр, Юж. Жанажол и Северно-Западном склоне месторождения Северная Трува за горным отводом (Пл.Шатырлысай, Перспективная, Ащисай Восточный) Актюбинской области Республики Казахстан», г. Алматы, 2014 г. Авторы: Бабашев В.Н., Шудабаев К., Зейнуллина А.Ж. и др.

6 Отчет «Оперативный подсчет запасов нефти и растворенного газа месторождения Такыр» по состоянию изученности на 01.05.2015 г, г. Атырау, 2015 г. Авторы: Рамазан А.У., Зейнуллина А.Ж., Елемесова А.М. и др.

Таблица 5 - Химический состав и физические свойства пластовых вод

№ пп	№ скв.	Дата отбора	Интервал перфорации, м	Пачка	Плотность при 20°C, г/см ³	pH	Содержание ионов, мг/дм ³ , мг-экв/дм ³ , %экв						Общая минерализация, мг/дм ³	Общая минерализация, г/дм ³	Общая жесткость, мг/экв.дм ³	Коэффициент метаморфизации				Тип воды по Сулину
							HCO ₃ ⁻	SO ₄ ⁻²	Cl	Ca ²	Mg ²⁺	Na ⁺ + K ⁺				rNa ⁺ rCl	rCa ²⁺ rMg ⁻	rCl-rNa rMg ⁺²	rSO ₄ ²⁻ 100 rSO ₄ ²⁻ +rCl	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
КТ-II																				
1	СТ-4	05.02.08	3160-3186	Гн	1,078	5	354 5,81 0,15	1211 25,19 0,65	67374 1899,95 49,19	4970 248,00 6,42	1459 119,93 3,11	35940 1563,39 40,48	111308 3862,26 100	111,3	368	0,82	2,07	2,81	1,31	ХК
2	СТ-4	05.02.08	3186-3176	Гн	1,062	6	390 6,40 0,21	861,5 17,92 0,59	53190 1499,96 49,20	4910 245,01 8,04	802,5 65,97 2,16	27895 1213,43 39,80	88049 3048,68 100	88	311	0,81	3,71	4,34	1,18	ХК
3	СТ-7	28.12.07	3195,08-3240	Гн	1,036	6	201 3,30 0,19	860 17,89 1,03	30141 849,98 48,77	265 13,22 0,76	202 16,60 0,95	19352 841,81 48,30	51021 1742,80 100	51	29,8	0,9	0,80	0,49	2,06	ХМ
4	СТ-20	22.10.08	3169-3171,5, 3174-3180, 3181,5-3186,5	Гн	1,072	6	539,85 8,85 0,25	1104,5 22,97 0,66	65835 1856,55 53,26	1100,7 54,92 1,58	5188,6 426,50 12,24	25653,9 1115,94 32,01	99422,6 3485,75 100	99,4	480	0,60	0,13	1,74	1,22	ХК
5	СТ-10	16.07.08	3198-3231	Гн	1,044	5	427 7,00 0,33	488 10,15 0,48	37233 1049,97 49,20	2084 103,99 4,87	1094 89,93 4,21	20071 873,09 40,91	61397 2134,13 100	61,4	194	0,83	1,16	1,97	0,96	ХК
6	СТ-24	07.05.09	3208-3221 3199-3201 3188-3194	Гн	1,062	6,3	238 3,90 0,13	815 16,95 0,55	53780 1516,60 49,30	5380 268,46 8,73	1247 102,50 3,33	26846 1167,80 37,96	88306 3076,22 100	88,3	371	0,77	2,62	3,40	1,11	ХК
7	СТ-3	24.09.07	3210-3215 3222-3232		1,058	6	659 10,81 0,36	970 20,18 0,68	51417 1449,96 48,95	5891 293,96 9,92	48 3,95 0,13	27200 1183,20 39,95	86185 2962,05 100	86,2	372	0,82	74,50	67,61	1,37	ХК
8	СТ-3	23.09.07	3210-3215 3222-3232	Гв	1,059	6,8	940 15,42 0,47	960 19,97 0,61	57080 1609,66 48,93	5880 293,41 8,92	750 61,65 1,87	29650 1289,78 39,20	95260 3289,88 100	95,3	355	0,80	4,76	5,19	1,23	ХК
9	СТ-3	01.09.07	3210-3215 3222-3232	Гв	1,048	5	390 6,40 0,25	900 18,72 0,72	45330 1278,31 49,08	5960 297,40 11,42	460 37,81 1,45	22200 965,70 37,08	75240 2604,34 100	75,2	335	0,76	7,87	8,27	1,44	ХК
10	СТ-3	05.09.07	3210-3215 3222-3232	Гв	1,052	6	732 12,00 0,48	845 17,58 0,70	43438 1224,95 48,82	2565 127,99 5,10	1143 93,95 3,74	23736 1032,52 41,15	72459 2509,00 100	72,4	222	0,84	1,36	2,05	1,41	ХК
11	СТ-6	28.04.08	3210-3216	Гв	1,055	6	317 5,20 0,20	1069 22,24 0,84	46098 1299,96 48,96	2725 135,98 5,12	1009 82,94 3,12	25487 1108,68 41,76	76705 2655,00 100	76,7	219	0,85	1,64	2,31	1,68	ХК
12	СТ-9	21.05.08	3219-3254	Гн	1,046	5,5	61 1,00 0,05	977 20,32 0,93	38120 1074,98 49,05	2645 131,99 6,02	790 64,94 2,96	20657 898,58 41,00	63250 2191,81 100	63,2	197	0,84	2,03	2,72	1,86	ХК
13	СТ-6	18.04.08	3228-3242	Гн	1,057	6,3	430 7,05 0,22	900 18,72 0,57	57130 1611,07 49,20	2600 129,74 3,96	610 50,14 1,53	33510 1457,69 44,52	95180 3274,41 100	95,2	180	0,90	2,59	3,06	1,15	ХК
14	СТ-6	26.04.08	3228-3242	Гн	1,059	6,7	1160 19,02 0,63	1140 23,71 0,78	52050 1467,81 48,58	3280 163,67 5,42	440 36,17 1,20	30140 1311,09 43,39	88210 3021,48 100	88,2	200	0,89	4,53	4,33	1,59	ХК
15	СТ-6	29.04.08	3228-3242	Гн	1,052	6,8	320 5,25 0,17	880 18,30 0,60	53200 1500,24 49,22	3100 154,69 5,08	730 60,01 1,97	30100 1309,35 42,96	88330 3047,84 100	88,3	215	0,87	2,58	3,18	1,21	ХК

Продолжение таблицы 5

№ пп	№ скв.	Дата отбора	Интервал перфорации, м	Пачка	Плотность при 20°C, г/см ³	рН	Содержание ионов, мг/дм ³ , мг-экв/дм ³ , %экв						Общая минерализация, мг/дм ³	Общая минерализация, г/дм ³	Общая жесткость, мг/экв-дм ³	Коэффициент метаморфизации				Тип воды по Сулину
							HCO ₃ ⁻	SO ₄ ⁻²	Cl	Ca ²	Mg ²⁺	Na ⁺ + K ⁺				rNa ⁺ rCl	rCa ²⁺ rMg ⁺	rCl-rNa rMg ⁺²	rSO ₄ ²⁻ 100 rSO ₄ ²⁻ +rCl	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
16	СТ-6	18.04.08	3228-3242	Гн	1,053	6	189 3,10 0,12	903 18,78 0,71	46098 1299,96 49,14	2244 111,98 4,23	1094 89,93 3,40	25784 1121,60 42,40	76312 2645,35 100	76,3	202	0,86	1,25	1,98	1,42	ХК
17	СТ-6	25.04.08	3228-3242	Гн	1,066	5,4	210 3,44 0,10	600 12,48 0,35	63030 1777,45 49,58	4120 205,59 5,73	900 73,98 2,06	34760 1512,06 42,18	103620 3585,00 100	103,6	280	0,85	2,78	3,59	0,70	ХК
18	СТ-9	28.06.08	3233-3242	Гн	1,095	5,5	1952 32,01 0,95	838 17,43 0,52	79785 2249,94 66,52	1280 63,87 1,89	1337 109,90 3,25	20904 909,32 26,88	106096 3382,48 100	106,1	174	0,4	0,58	12,20	0,77	ХК
19	СТ-8	01.05.08	3235-3247	Гн	1,047	6	300 4,92 0,14	1980 41,18 1,21	59000 1663,80 48,75	2800 139,72 4,09	500 41,10 1,20	35000 1522,50 44,61	99580 3413,22 100	99,6	181	0,92	3,40	3,44	2,42	ХК
20	СТ-6	30.03.08	3240-3253		1,054	5,5	274 4,49 0,16	926 19,26 0,69	48757 1374,95 49,14	2965 147,95 5,29	1045 85,90 3,07	26789 1165,32 41,65	80756 2797,88 100	80,7	234	0,85	1,72	2,44	1,38	ХК
21	СТ-6	30.03.08	3240-3253	Гн	1,054	5,5	274 4,49 0,16		48757 1374,95 49,48	2965 147,95 5,32	1045 85,90 3,09	26789 1165,32 41,94	79830 2778,62 100	79,8	234	0,85	1,72	2,44		ХК
22	СТ-6	02.04.08	3240-3253	Гн	1,055	5,5	244 4,00 0,15	986 20,51 0,75	47871 1349,96 49,11	3246 161,98 5,89	827 67,98 2,47	26312 1144,57 41,64	79486 2749,00 100	79,5	230	0,85	2,38	3,02	1,50	ХК
23	СТ-6	01.04.08	3240-3253		1,056	5,5	220 3,61 0,13	5,7 0,12 0,00	47871 1349,96 49,86	2725 135,98 5,02	1107 91,00 3,36	25904 1126,82 41,62	77832,7 2707,49 100	77,8	227	0,83	1,49	2,45	0,0087	ХК
24	СТ-6	02.04.08	3249-3253		1,055	5,5	244 4,00 0,15	986 20,51 0,75	47871 1349,96 49,11	3246 161,98 5,89	827 67,98 2,47	26312 1144,57 41,64	79486 2749,00 100	79,5	230	0,85	2,38	3,02	1,50	ХК
25	СТ-6	29.03.08	3249-3253	Гн	1,042	6,1	640 10,50 0,40	1930 40,14 1,51	45300 1277,46 48,09	2320 115,77 4,36	730 60,01 2,26	26500 1152,75 43,39	77420 2656,62 100	77,4	176	0,90	1,93	2,08	3,05	ХК
26	СТ-2	17.05.07	3275-3279 3282-3284,5	Д	1,055	7,6	250 4,10 0,09	1580 32,86 0,74	77500 2185,50 49,14	2440 121,76 2,74	1140 93,71 2,11	46200 2009,70 45,19	129110 4447,63 100	129,1	215	0,92	1,30	1,88	1,48	ХК
27	СТ-2	17.05.07	3275-3279 3282-3284,5	Д	1,052	7,85	240 3,94 0,09	1740 36,19 0,85	74000 2086,80 49,04	3000 149,70 3,52	730 60,01 1,41	44100 1918,35 45,08	123810 4254,98 100	123,8	210	0,92	2,49	2,81	1,70	ХК
28	СТ-2	29.04.07	3324-3335	Д	1,052	7	414 6,79 0,23	22 0,46 0,02	51417 1449,96 49,37	3006 150,00 5,11	778 63,95 2,18	29097 1265,72 43,10	84734 2936,88 100	84,7	214	0,87	2,35	2,88	0,032	ХК
29	СТ-2	27.04.07	3328-3332	Д	1,054	6,5	488 8,00 0,26	23 0,48 0,02	53190 1499,96 49,34	3046 152,00 5,00	790 64,94 2,14	30219 1314,53 43,24	87756 3039,90 100	87,7	217	0,88	2,34	2,86	0,032	ХК
ИТОГО по КТ-II :					1,225	6,06	451,7	946,5	53167,7	3198,6	993,9	28383,0	87108,7	87,1	243,9	0,84				
КТ-I																				
30	473	10.12.10 13.12.10	2449-2434		1,073	7,3	244 4,00 0,12	1490 30,99 0,90	60099 1694,79 48,98	3607 179,99 5,20	2067 169,91 4,91	31736 1380,52 39,90	99243 3460,20 100	99,2	350	0,81	1,06	1,85	1,80	ХК
31	483	10.12.10 13.12.10	2449-2446 гл.отб.2300м		1,072	7,3	275 4,51 0,13	2463 51,23 1,46	60099 1694,79 48,40	3808 190,02 5,43	1946 159,96 4,57	32213 1401,27 40,02	100804 3501,78 100	100,8	350	0,83	1,19	1,83	2,93	ХК
32	38	10.12.10 13.12.10	2508-2490 гл.отб.2400м		1,067	7,2	171 2,80 0,09	1776 36,94 1,14	56093 1581,82 48,77	3808 190,02 5,86	2310 189,88 5,85	28557 1242,23 38,30	92715 3243,70 100	92,7	380	0,79	1,00	1,79	2,28	ХК
ИТОГО по КТ-I :					1,071	7,3	230,0	1909,7	58763,7	3741,0	2107,7	30835,3	97587,3	97,6	360,0	0,81				