

**ОТЗЫВ
НАУЧНОГО РУКОВОДИТЕЛЯ**

на дипломный проект

Тельмембетов А.М.

5B070800 – Нефтегазовое дело

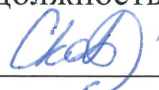
Тема: «Определение эффективности использования гидродинамических исследований скважин на месторождении Тенгиз».

Перед студентом стояла задача выполнения определения эффективности использования гидродинамических исследований скважин на месторождении Тенгиз. Основная часть посвящена исследованию технико-технологической части, геологической части, специальной части и экономической части. При разработке технико-технологической части учел состояние разработки месторождения. В процессе выполнения дипломной работы студент продемонстрировал высокую теоретическую подготовку, собрал большое количество специальных материалов, использовал необходимую литературу. К выполнению задания дипломник подошел с полной серьезностью и ответственностью. Результатом работы студента является готовый проект определения гидродинамических исследований скважин 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

Сениор лектор, Доктор PhD

(должность, уч. степень, звание)

 Ахымбаева Б.С.
(подпись)

«30» апреля 2019 г.



Университет:	Satbayev University
Название:	Определение эффективности использования гидродинамических исследований скважин на месторождении Тенгиз_Тельмембетов А.М..doc
Автор:	Тельмембетов А.М.
Координатор:	Нурболат Джексенбаев
Дата отчета:	2019-04-30 20:42:46
Коэффициент подобию № 1:	29,4%
Коэффициент подобию № 2:	6,4%
Длина фразы для коэффициента подобию № 2:	25
Количество слов:	7 186
Число знаков:	52 561
Адреса пропущенные при проверке:	
Количество завершенных проверок:	13



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 4483

>> Самые длинные фрагменты, определенные, как подобию

№	Название, имя автора или адрес гиперссылки (Название базы данных)	Автор	Количество одинаковых слов
1	URL_ https://stud.kz/referat/show/31154		84
2	URL_ https://knowledge.allbest.ru/manufacture/3c0b65625b2ac78a4d43b89521206d26_1.html		69
3	URL_ https://knowledge.allbest.ru/manufacture/3c0b65625b2ac78a4d43b89521206d26_2.html		64
4	URL_ https://knowledge.allbest.ru/manufacture/3c0b65625b2ac78a4d43b89521206d26_1.html		49
5	URL_ https://www.bibliofond.ru/view.aspx?id=606087		48
6	URL_ https://knowledge.allbest.ru/manufacture/3c0b65625b2ac78a4d43b89521206d26_2.html		43
7	URL_ https://www.webkursovik.ru/kartgotrab.asp?id=-135413		27

8	URL_ https://knowledge.allbest.ru/manufacture/3c0b65625b2ac78a4d43b89521206d26_1.html	27
9	URL_ https://www.bibliofond.ru/view.aspx?id=606087	25
10	URL_ https://www.bibliofond.ru/view.aspx?id=606087	25

>>

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	Разработка сплавов с заданным коэффициентом линейного расширения <i>Satbayev University (И_П_И)</i>	Жулдыз Смагулова Беделхановна	28 (4)

>>

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://knowledge.allbest.ru/manufacture/3c0b65625b2ac78a4d43b89521206d26_1.html	781 (69)
2	URL_ https://www.webkursovnik.ru/kartgotrab.asp?id=-135413	485 (57)
3	URL_ https://www.bibliofond.ru/view.aspx?id=606087	425 (44)
4	URL_ https://knowledge.allbest.ru/manufacture/3c0b65625b2ac78a4d43b89521206d26_2.html	262 (23)
5	URL_ https://stud.kz/referat/show/31154	123 (3)
6	URL_ https://revolution.allbest.ru/geology/00735655_3.html	12 (1)

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Казахский национальный исследовательский технический университет
имени К.И. Сатпаева

Институт дистанционного обучения

Кафедра « Нефтяная инженерия »

Тельмембетов Азамат Муратович

Тема: « Определение эффективности использования
гидродинамических исследований скважин на месторождении Тенгиз»

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА
к дипломному проекту

специальность 5В070800 – Нефтегазовое дело

Алматы 2019

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

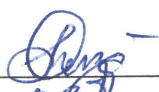
Казахский национальный исследовательский технический университет
имени К.И. Сатпаева

Институт дистанционного обучения

Кафедра «Нефтяная инженерия»

ДОПУЩЕН К ЗАЩИТЕ

Зав. кафедрой НИ

 М.К.Сыздыков
« 08 » 05 2019 г.

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА

к дипломному проекту

На тему: « Определение эффективности использования гидродинамических

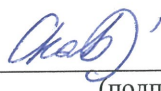
исследований скважин на месторождении Тенгиз »

по специальности 5В070800 – Нефтегазовое дело

Выполнил : Тельмембетов Азамат Муратович

Научный руководитель

Ахымбаева Б.С.


(подпись)
« 08 » мая 2019 г.

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Казахский национальный исследовательский технический университет
имени К.И. Сатпаева

Институт дистанционного обучения

Кафедра «Нефтяная инженерия»

Специальность 5В070800 – Нефтегазовое дело

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой НИ

 М.К.Сыздыков
« 80 » 05 2019 г.

ЗАДАНИЕ

на выполнение дипломного проекта

Обучающемуся Тельмембетов Азамат Муратович

Тема: «Определение эффективности использования гидродинамических исследований скважин на месторождении Тенгиз»

Утверждена приказом ректора университета № 497-П от 20.12.2018г.

Срок сдачи законченного проекта: 30 апреля 2019 г.

Исходные данные к дипломному проекту

Перечень подлежащих разработке в дипломном проекте вопросов:

а) геологическая часть

б) технико-технологическая часть

в) специальная часть

г) экономическая часть

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей): обзорная карта месторождения Тенгиз, Геолого-физические характеристики продуктивных пластов месторождения Тенгиз таблица технико-экономических показателей

Рекомендуемая основная литература: *Технология и техника добычи нефти Щучев И.В. и другие.*

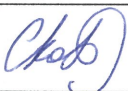
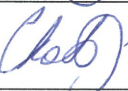
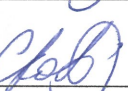
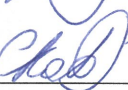
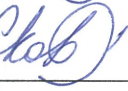
ГРАФИК

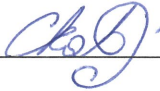
подготовки дипломного проекта

Наименование разделов, перечень разрабатываемых вопросов	Сроки предоставления научному руководителю и консультантам	Примечание
Геологическая часть	22.04.19 – 24.04.19	
Технико-технологическая часть	22.04.19 – 27.04.19	
Специальная часть	23.04.19 – 30.04.19	
Экономическая часть	22.04.19 – 30.04.19	

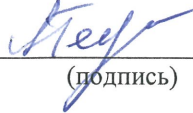
ПОДПИСИ

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

Наименование разделов	Консультанты, И.О.Ф. (ученая степень, звание)	Дата подписания	Подпись
Геологическая часть	Ахымбаева Б.С. Доктор PhD	20.02.19	
Технико-технологическая часть	Ахымбаева Б.С. Доктор PhD	13.03.2019	
Специальная часть	Ахымбаева Б.С. Доктор PhD	3.04.2019	
Экономическая часть	Ахымбаева Б.С. Доктор PhD	15.04.2019	
Нормоконтролер	Ахымбаева Б.С. Доктор PhD	02.05.2019	

Научный руководитель  Ахымбаева Б.С.

(подпись)

Задание принял к исполнению обучающийся  Тельмембетов А.М.

(подпись)

Дата

« ____ » _____ 2019 г.

ВВЕДЕНИЕ

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

В апреле 1991 года месторождение Тенгиз введено в опытно-промышленную эксплуатацию, а с 6 апреля 1993 года начата эксплуатация месторождения ООО "Тенгизшевройл".

В 90-е годы ТШО осуществило большой комплекс работ по изучению геолого-физического строения нефтяного месторождения, коллекторских свойств пластов, выполнены многочисленные исследования продуктивности добывающих скважин, поведение пластового давления в различных частях месторождения при проведении опытно-промышленной эксплуатации. Было осуществлено бурение группы оценочных скважин, которые прошли практически всю толщу нефтенасыщенных пород вплоть до девонских отложений. В результате ТШО была построена подробная компьютерная геолого-физическая модель месторождения, а затем, на ее базе, гидродинамическая трехмерная многофазная компьютерная модель. Месторождение отличается исключительно сложным геолого-физическим строением.

Целью дипломной работы является определение эффективности использования гидродинамических исследований скважин на месторождении Тенгиз.

1 ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

1.1 Общие сведения о месторождении.

В административном отношении Тенгизское месторождение расположено в Жылыойском районе Атырауской области Республики Казахстан.

В географическом отношении месторождение находится в юго-восточной части Прикаспийского нефтегазоносного бассейна, одного крупнейших на территории Казахстана, площадь которого составляет 500 000 кв. км. (рисунок 1.1).

Основная часть запасов, разведанных в этом районе, приурочена к подсолевой части палеозойского разреза по периферии бассейна. Кроме Тенгиза здесь находятся несколько других нефтяных, газовых и конденсатных месторождений, которые также приурочены к подсолевой толще. К ним относятся Карачаганак и Оренбургское месторождения на севере, Кенкияк и Жаназол на северо-западе, Астраханское месторождение на западе и недавно открытое месторождение Кашаган, расположенное непосредственно на северо-восточном шельфе Каспийского моря. Тенгизское месторождение является частью огромного кольцеобразного комплекса карбонатных построек диаметром 500 км, в который входят Королевское месторождение, месторождения Каратон, Тажигали, Пустынная и Кашаган. Кровля коллектора находится на глубине 3850 метров. Наибольшая глубина, на которой была обнаружена нефть, составляет 5440 метров. Уникальность Тенгизского месторождения заключается в аномально высоком пластовом давлении нефти, а также её недонасыщенности, что делает возможным добычу более 20% геологических запасов нефти в режиме первичного истощения выше давления насыщения. В географическом отношении территория, на которой расположено Тенгизское месторождение, представляет собой полупустынную равнину с незначительным наклоном в сторону Каспийского моря.

Прибрежная часть суши представляет собой выровненное бывшее дно Каспийского моря с

рыхлым верхним слоем, состоящим из ракушечного детрита и песка,

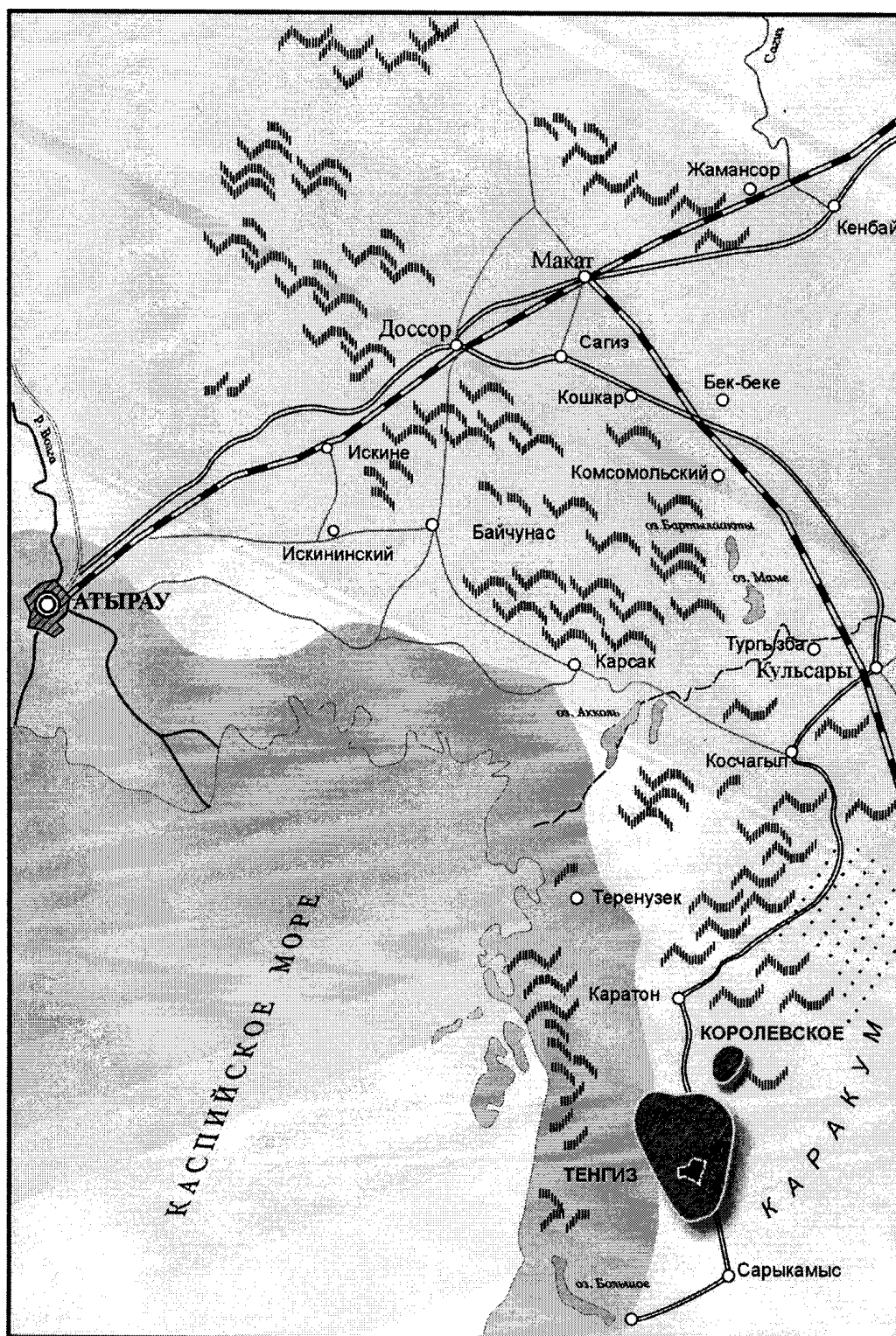


Рисунок 1.1 - Обзорная карта региона

с востока к месторождению подступают пески Каракума.

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

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

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

К 2020 году, при успешной реализации проекта закачки сырого газа (ЗГС-1 и ЗГС- 2) предусматривается дальнейшее расширение завода и увеличение добычи нефти до уровня 30 млн. тонн.

Трубопроводные линии на территории района общей протяжённостью более 1500 км имеют следующие направления:

- магистральный газопровод Средняя Азия-Центр;
- нефтепровод Тенгиз-Кульсары-Атырау-Новоросийск (КТК);
- нефтепровод Узень-Кульсары-Атырау-Самара;
- нефтепровод Каратон-Косчагыл-Кульсары-Орск.

Геолого-физическая характеристика залежей нефти представлена в таблице 1.1

Таблица 1.1 - Геолого–физические характеристики продуктивных пластов месторождения

Параметры	Продуктивные объекты		
	I объект	II объект	III объект
Средняя глубина залегания, м	4213	4676	5219
Тип залежи	Массивная		
Тип коллектора	Карбонатный		
Площадь нефтегазоносности, тыс м ³	413850	238500	249500
Средняя общая толщина, м	125,5	259	235,58
Средняя нефтенасыщенная толщина, м	119,1	248,97	156,52
Пористость, доли ед.	0,06	0,029	0,026
Средняя нефтенасыщенность, доли ед.	0,843	0,589	0,456
Проницаемость, мкм ²	0,00347	0,00127	0,00052
Пластовая температура, °С	109,4	109,4	109,4
Пластовое давление, МПа	81,18	81,18	81,18
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	0,232		
Плотность нефти в пластовых условиях, кг/м ³	620,6		
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1,936		
Содержание серы в нефти, %	0,95		
Давление насыщения нефти газом, МПа	25,26		
Газосодержание нефти, м ³ /кг	0,5145		
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа·с	0,282		
Плотность воды в пластовых условиях, кг/ м ³	1165		
Начальные балансовые запасы нефти, утвержденные ГКЗ РК, млн.т в том числе: по категории C ₁ /C ₂	1936964/256394	316275/510953	7726/267297
Начальные извлекаемые запасы нефти, утвержденные ГКЗ РК, млн.т в том числе: по категории C ₁ /C ₂	1077246/98616	63580/104342	1553/54582
Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед. в том числе: по категории C ₁ /C ₂	0,5562/0,3846	0,2010/0,2042	0,2010/0,2042

1.3 Физико-химические свойства нефти и газа месторождения Тенгиз определены по результатам исследований пластовых и разгазированных проб, выполненных в институте «Гипровостокнефть» (1981-1993г.г.), Core Laboratories и КазНИГРИ (1994-2000г.г.).

С ростом глубины залегания увеличиваются давление и температура. При этом повышение давления увеличивает плотность и вязкость нефти, а повышение температуры их уменьшает. В результате плотность и вязкость пластовой нефти по высоте залежи остаются практически постоянными. Расчеты показывают, что на отметке 4300м плотность пластовой нефти равна 620,6 кг/м³, а вязкость 0,232 мПас, на отметке 5300м соответственно 617,6 кг/м³ и 0,2296 мПас.

Средняя плотность пластовой нефти 620,6 кг/м³, давление насыщения нефти газом при пластовой температуре равно 25,26 МПа, газосодержание при однократном разгазировании пластовой нефти 585,9 м³/т, динамическая вязкость пластовой нефти 0,232 мПас.

Плотность нефти 785,0 кг/м³, газосодержание 514,5 м³/т, объемный коэффициент 1,936, динамическая вязкость разгазированной нефти 2,10 мПас.

Мольное содержание компонентов в смеси газов, выделившихся из нефти при дифференциальном разгазировании в рабочих условиях: сероводорода 16,12 %, азота 1,34 %, метана 57,66 %, этана 11,49 %, пропана 5,99 %, высших углеводородов (пропан + высшие) 9,46 %, гелия 0,02 %. Относительная плотность газа по воздуху 0,869.

2 ТЕХНИКО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

2.1 Состояние разработки месторождения

Тенгизское месторождение было открыто в 1979 г. бурением скважины Тенгиз -1. Ответственным за первоначальный подсчет запасов Тенгиза и ежегодные отчеты по запасам до 1993 г. был институт ВолгоградНИПИнефть (на 1 июля 1996 г.).

Месторождение Тенгиз введено в опытно-промышленную разработку в апреле 1991 года в соответствии с технологической схемой, составленной институтом «Гипровостокнефть» и утвержденной ЦКР Миннефтепрома СССР в 1986 году (протокол № 1226 от 28.11.86 г.).

Ключевым фактором роста ТШО за период 1995 – 2001 гг. стало значительное увеличение объема экспортируемой по железной дороги Тенгизской сырой нефти.

В 1995 году ТШО начал отгрузку нефти по железнодорожным путям в Финляндию и Одессу.

К 2000 году ТШО являлся самым крупным транспортером сырой нефти по железной дороге в мире. В 2000 году ТШО отгрузил 8,2 млн. метрических тонн нефти по железнодорожным путям, в основном в порты Черного моря.

В настоящее время разработка месторождения Тенгиз проводится согласно Технологической схеме разработки месторождения Тенгиз, разработанной ОАО «Гипровостокнефть», утвержденной Центральным Комитетом разработки РК 25 декабря 2002 года. Проектом ОПР запроектирована единая квадратная система размещения скважин с плотностью сетки 200 га/скв. Коэффициент эксплуатации скважин – 0,88; коэффициент использования – 0,809.

Реализация программы бурения/углубления скважин, предложенная в проекте ОПР, представлена в таблице 1.5 по состоянию на 15 октября 2017 года.

Таблица 2.1 - Скважины, пробуренные и углубленные за период 2013÷2017 г.г.

Годы	Новые скважины		Углубленные скважины	
	номер скважины	количество	номер скважины	количество
2013	5050	1		0
2014		0	47, 220, 463, 118	4
2015	5056	1	1100, 117, 108, 463	4
2016	5034, 5857, 5246, 7252, 6846, 6337	6	23, 28, 17, 29	4
2017	5853, 4346, 6261, 5435	4	7252, 46, 5246, 116	4
Итого:		12		16

По состоянию на 01.05.2016 г. на месторождении пробурено 132 скважин (таблица 2.1.1). Фактически сложившаяся сетка скважин имеет плотность 200 га/скв. Местами сетка уплотнена до 50 га/скв. Значительная площадь месторождения не охвачена разбуриванием.

В действующем фонде находятся 58 скважины, из них дающих продукцию 44 скважины, во временном простое – 14 скважина.

В ликвидированном фонде находятся 14 скважин. В число пробуренных входит также наблюдательная скважина Т-100. Характеристика фонда скважин приведена в таблице 2.1.2.

Таблица 2.2 - Характеристика фонда скважин по состоянию на 1.05.2016г.

Наименование	Характеристика фонда скважин	Количество скважин
Фонд добывающих скважин	Пробурено	132
	В том числе:	
	Действующие	44
	из них фонтанные	44
	ЭЦН	-
	ШГН	-
	бескомпрессорный газлифт	-
	внутрискваженный газлифт	-
	Бездействующие	14
	В испытании	-
	В бурении	-
	Ликвидированные	14
	Наблюдательные	1
Фонд специальных скважины	Пробурено	9
	В том числе:	
	Наблюдательные	6
	Нагнетательные	3

Все скважины эксплуатируются фонтанным способом.

Распределение скважин по объектам эксплуатации выглядит следующим образом: на I эксплуатационный объект работает 51 скважина, совместно I+II объекты эксплуатируют 4 скважины и на III объект – одна скважина Т-10. Однако при рассмотрении состояния вскрытия объектов эксплуатации в скважинах, отмечается неполное вскрытие объекта I в 37 скважинах (в 11 скважинах эксплуатируется только башкирский горизонт, в 6 скважинах – серпуховский, в 3 скважинах – окский, в 12 скважинах – башкирский и серпуховский, в 5 скважинах – не вскрыт перфорацией башкирский горизонт). При этом, скважины, в которых вскрыты два стратиграфических объекта, приурочены к склоновой и бортовой частям. Совместная эксплуатация нескольких горизонтов в скважинах не приводит к пропорциональному увеличению дебитов нефти, хотя и отмечается некоторое их увеличение.

В настоящее время ТШО осуществляет большую программу бурения оценочных скважин.

К моменту составления технологической схемы разработки было пробурено 15 оценочных скважин, все они вскрыли второй и даже третий объекты.

Рабочая программа бурения и углубления скважин, утвержденная ГКЗ РК приведена в таблице 2.1.3.

Таблица 2.3 – Рабочая программа бурения и углубления скважин

Годы	Ввод скважин из бурения за год			фонд скважин пробуренных с начала разработки на начало года	фонд нагнетательных скважин на конец года
	Всего	Добыв.	Нагнет.		
2015	11	7	4	120	0
2016	3	3	0	131	4
2017	5	5	0	134	8

Восемь нагнетательных скважин включены в первую и вторую стадии проекта закачки сырого газа (ЗСГ-1 и 2):

ЗСГ-1 нагнетательные скважины: Т-220, Т-5646 и Т-5246.

ЗСГ-2 нагнетательные скважины: Т-5044, Т-5242, Т-5444, Т-5447 и Т-5848.

Коэффициент использования фонда скважин изменялся от 0,51 (1991 г.) до 0,98 (2000 г.), в среднем составил 0,77. Коэффициент эксплуатации изменялся от 0,44 (1994г.) до 0,89 (2001 г.) и в среднем за весь период разработки составил 0,69. Достаточно низкие средние значения коэффициентов использования и эксплуатации фонда скважин во многом обусловлены отключением скважин, что связано с технологическим режимом работы нефтеперерабатывающего завода и его возможностями по переработке нефти.

3 СПЕЦИАЛЬНАЯ ЧАСТЬ

3.1 Гидродинамические исследования скважин

На месторождении Тенгиз с целью контроля за разработкой проводятся два вида гидродинамических исследований:

- исследование методом восстановления давления, осуществляемое при закрытии скважины для регистрации КВД после предшествующей ее работы на одном (постоянном) режиме;
- комплексное гидродинамическое исследование, включающее исследование методом установившихся отборов при отработке скважины на 2-х и более режимах и исследование неустановившейся фильтрации при последующей остановке скважины для снятия КВД.

На основании результатов ГДИ проводится анализ текущего состояния разработки месторождения, эти данные используются при составлении технологических документов на разработку месторождения. Особенно эффективны исследования, которые проводятся систематически.

ГДИ, проводимые в настоящее время на Тенгизе, можно подразделить на 3 группы.

Первая группа исследований – исследование скважин при установившемся режиме эксплуатации. На Тенгизе этим методом исследования охвачен весь фонд скважин.

Вторая группа исследований скважин – исследования при неустановившемся режиме работы скважин, метод кривых восстановления давления (КВД). Методом КВД на Тенгизе исследовано около 100 скважин и определены основные параметры, характеризующие пласт и призабойную зону скважин: проницаемость K , проводимость kh , совершенство вскрытия пласта – скин-фактор S . Эти данные использовались при построении компьютерной гидродинамической модели нефтяной залежи месторождения Тенгиз.

Важную информацию по оценке состояния призабойной зоны пласта несет определение скин-эффекта по данным исследования скважин методом КВД.

На Тенгизе определение этого параметра имеет особенно важное значение в связи с тем, что зачастую бурение при вскрытии пласта ведется на воде без выхода циркуляции. В этой связи шлам не выносится на поверхность и остается в призабойной зоне пласта, а фильтрационные свойства пласта в призабойной зоне снижаются. Удаление шлама, воды и восстановление фильтрационных свойств призабойной зоны оценивается по величине и знаку скин-эффекта. Следует отметить, что проведение соляно-кислотных обработок (СКО) и кислотного гидроразрыва (КГРП) резко снижает величину скин-эффекта. Высокопродуктивные скважины имеют как правило положительный и повышенный скин-эффект.

Третья группа исследований скважин включает методы исследования пласта по взаимодействию скважин и объектов разработки (гидропрослушивание) при возмущении однократном или многократном (метод гармонических волн).

Гидродинамические исследования добывающих скважин позволяют определять не только параметры нефтяного пласта, что само по себе очень важно. В условиях трещиноватого пласта борта и крыльев необходимо выполнить специальные исследования, которые характеризовали бы поведение трещиноватого коллектора в процессе разработки, в первую очередь при изменении пластового давления.

3.2 Анализ исследования скважин при неустановившихся режимах (PressureTransientTest)

Исследования на неустановившихся режимах дают наиболее полную информацию о свойствах пласта. Общая схема проведения этих исследований состоит в следующем. Создают определенное воздействие на пласт, например, изменением дебита или давления в скважине. Затем проводят наблюдение за изменением дебита или давления в некоторой точке пласта.

По полученной информации определяют гидродинамические свойства исследуемого пласта. Различают 2 основных вида исследований – исследование скважин и гидропрослушивание.

Исследование скважин заключается в наблюдении за изменением давления или дебита скважины во времени, вызванного изменением режима ее работы. Наиболее часто проводится метод снятия кривой восстановления давления (КВД). Скважину останавливают и следят за восстановлением забойного или устьевого давления во времени. Аналогично снимаются кривые падения давления (КПД) при пуске скважины в работу.

Обсуждение ниже суммирует некоторые из интересных характеристик, наблюдаемых с помощью КВД Тестов (РТТ) в Римовой зоне, Крыла и Платформы на Тенгизе. Есть несколько общих заключений, которые могут сделанный о качестве бассейна в различных областях месторождения Тенгиз. Данные по КВД в зоне Рим\Крыла различны от данных полученных в Платформе

Рим и Крыло характеризуются чрезвычайно высокой проницаемостью. Восстановление давления, наблюдаемое относительно скважин Рима и Крыла почти мгновенно после продолжительных периодов производства.

Проницаемость в Платформе - умеренное 0.2 к 8 мд со средним приблизительно в 2 мд.

Различия в построения КВД между Рим/Крыла и Платформой могут быть соблюдены относительно простого измерения давления/времени в течение построения КВД. Хотя много различных кривых используются, чтобы оценить реакцию построения, значительная информация может быть получена простым обзором сырого отчета построения КВД. Различия в скважинах Рим/Крыло и Платформы могут быть просмотрены ниже в иллюстрациях 1, 2, и 3. Что является очень очевидным, смотря на рисунках 1-3 так это - фундаментальное различие в начальные построения времени между скважинами Рима/Крыла и Платформы. В скважинах Рима и Крыла, произошло мгновенное построение кривой.

Это особенно верно на рисунке 3 выше, которая хорошо показывает скважина Т-10. Хотя, кажется, что скважина все еще восстанавливается в конце кривой, это происходит только из-за масштаба давления на левой оси.

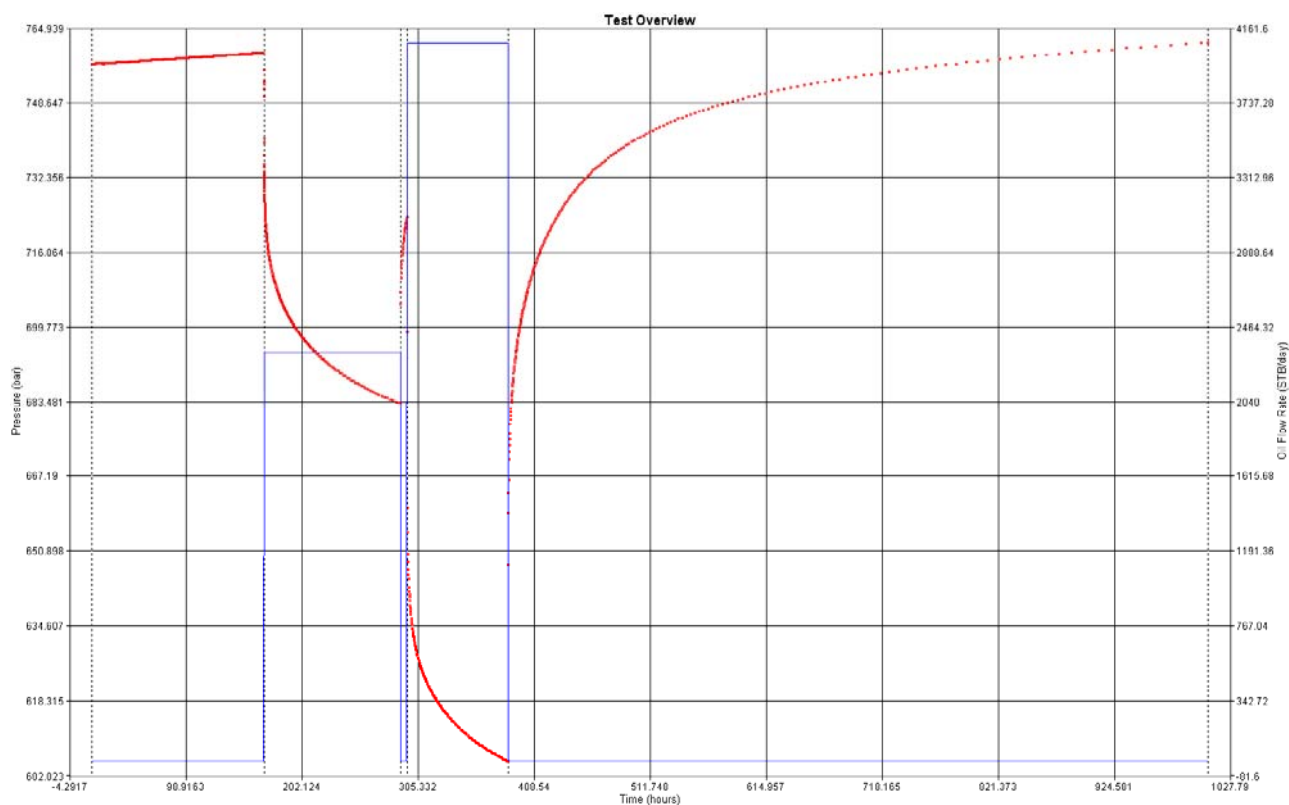


Рис. 3.1. Платформа скв.Т-5К. Типичное восстановление для Платформы

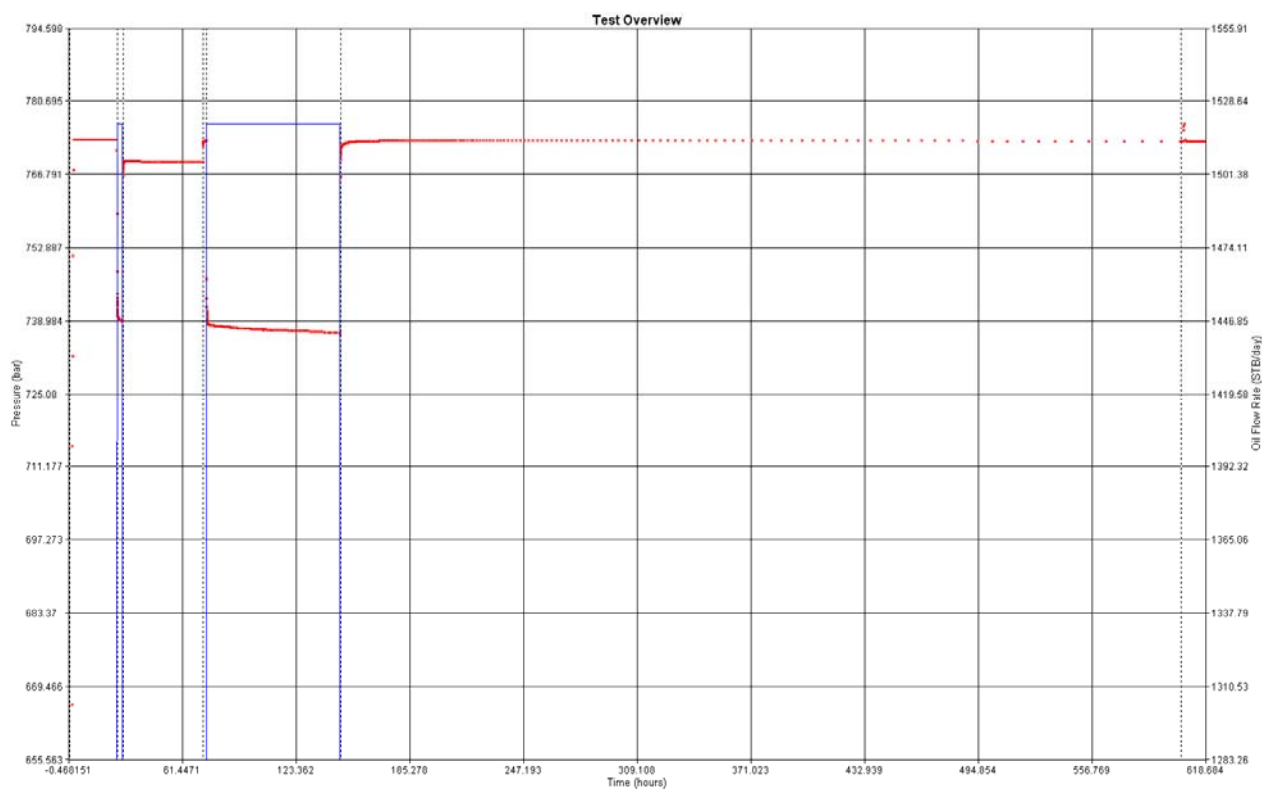


Рис. 3.2. Рим скв.Т-102. Типичное восстановление для Рима

Скважина Т-102 тоже быстро среагировало на восстановление давления, хотя есть сильное различие между забойного давления действующей и закрытой скважине. Это различие происходит из-за чрезвычайного сильного скин-повреждения скважины. В случае если бы скин-повреждение были бы удалены, то это скважина не производило бы без спада и выглядело бы как скважина Т-10. Таблица 1 ниже – резюме проницаемости, полученной из тестов скважин Рима и Крыла.

Рис.3.3. Крыло скв.Т-10. Типичное восстановление для Крыла.

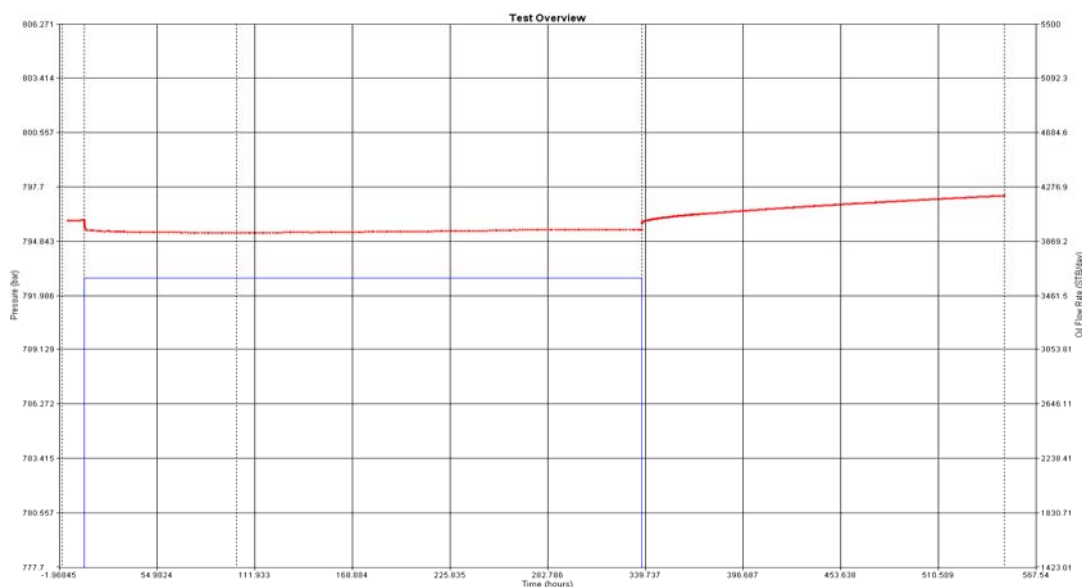


Таблица 3.1-Permeability from Rim and Flank

Скв.	Место нахож.	Интервалы перфорации. фут	Интервал притока фут	Высота проницаемости мд*фут	Проницаемость фут	Комментарии
T-8	Рим	1040	246	3500	14.3	Имеется двойная проницаемость.
T-10	Крыло	105	105	174803	1665	Проницаемость подсчитана путем сравнения притока и восстановления давления.
T-16	Крыло	171	171	52887	309	Быстрое восстановление давления.
T-43	Крыло	1040	111.2	3070	27.5	Восстановления давления показывает обширное повреждение. S = 115
T-102	Рим	436.35	436.35	21253	48.75	Присутствуют сильное повреждения skin +100.
T-104	Рим	262	262	11919	45	Skin+89

Заключение анализа КВД (РТТ) по зонам Рима/Крыла и Платформы.

Рим и Крыло:

- Высокая проницаемость.
- Быстрое восстановление давления.
- Система имеет превосходную сообщаемость как вертикальная, так и горизонтальная.
- Стимуляционная деятельность должна сфокусироваться на удалении повреждений.
- Продолжительность тестов РТТ и SGS составляет меньше недели.

Платформа:

- Низкая и средняя проницаемость. Классическое медленное восстановления давления радиального гомогенного типа.
- Медленное и среднее восстановление давления в течении значительного закрыто периода.
- Ограниченный эффективный радиус влияния скважины.
- Высокий скин-фактор после заканчивания.
- Продолжительность тестов РТТ и SGS составляет от 1 до 2 недель.
- Стимуляционная деятельность должна иметь кислотные обработки. СКО должна увеличить продуктивность скважины.

3.3 Анализ результатов гидродинамических исследований скважин и пластов, характеристика их продуктивности и режимов

На данном этапе геологической изученности девонской части разреза месторождения нижняя граница нефти принята условно на отметке минус 5450 м за исключением районов скважин Т-47 и Т-6337.

В целом все объекты образуют единую гидродинамическую систему.

Наличие вертикальной гидродинамической связи между объектами через обширные трещиноватые зоны в высокопроницаемых биогермных фациях бортовой и крыльевых частях месторождения доказывается наблюдаемым падением пластового давления во II объекте на фоне незначительных объемов добычи нефти, а также однородностью свойств нефти по всем участкам и интервалам Тенгизского месторождения. Результаты опробования в открытом стволе модульно-динамическим пластоиспытателем (MDT) в процессе проводки скважин Т-7252, Т-5857, Т-6337, Т-4346 и Т-6261 показали существование между объектом II (ниже рима/фланга объекта I) и объектом I гидродинамической связи через зоны, коллекторские свойства которых определяют трещины. Это подтверждается снижением давления в объекте II, где не было добычи вообще или где отбор нефти был незначительным и не мог повлиять на давление в районе скважин, где отмечено снижение.

Залежи нефти месторождения Тенгиз характеризуются аномально высокими пластовыми давлениями. Для оценки величины начального пластового давления использовалась связь между значениями пластового давления по скважинам и глубиной, полученными по результатам обработки КВД и замеров статического градиента (SGS) на этапе геологоразведки рассматриваемого месторождения. Для построения зависимости «глубина – пластовое давление» использовались данные по давлениям на глубине замера, максимально приближенной к отметке середины интервала перфорации, чтобы при дальнейшем пересчете через градиент давлений по скважинам к отметке середины перфорационного интервала ошибка за счет поправки была минимальной. Начальное пластовое давление при градиенте вертикального давления 0,0183 МПа/м на глубине минус 4500 м составляет 82,35 МПа.

Пластовая температура на глубине минус 4500 м принята равной 109,4 °С по результатам обработки зависимости «глубина – температура».

Величина геотермического градиента, полученная в результате термометрических исследований, осуществляемых совместно с замерами начального пластового давления, составила 1,86 °C/100м.

Исходя из аномально высоких пластовых давлений и высоких температур, наличия низкопоровых коллекторов в подошвенной части резервуара, а также учитывая очень слабые притоки пластовой воды из нижней части разреза, разработку месторождения предполагается осуществлять на упруго-замкнутом режиме.

На месторождении Тенгиз с целью контроля за разработкой проводятся гидродинамические исследования, а именно:

исследование методом восстановления давления, осуществляемое при закрытии скважины для регистрации КВД после предшествующей ее работы на одном (постоянном) режиме;

комплексное гидродинамическое исследование, включающее исследование методом установившихся отборов при отработке скважины на 2-х и более режимах и исследование неустановившейся фильтрации при последующей остановке скважины для снятия КВД;

исследование интерференции между парами скважин.

На дату выполнения настоящей работы гидродинамические исследования на месторождении Тенгиз проводились в 68 скважинах. При этом получить результаты удалось по 60 скважинам, 53 из которых, согласно предложенной в проекте опытно-промышленной эксплуатации месторождения Тенгиз схеме разделения залежей нефти на объекты, по добычным возможностям относятся к I объекту, одна скважина (Т-10) – к III объекту и 6 скважин совместно эксплуатируют I и II объекты. Общий объем проведенных исследований по I объекту составил 127 определений различных параметров пластовой системы, 2 исследования по III объекту и 7 исследований по совместно эксплуатируемым скважинам.

Специалистами ТШО в 1999 г. была разработана методика с использованием электронных приборов типа Scada или “Hyperlogger”, которая позволяет проводить замеры режимных рабочих давлений и регистрации кривых восстановления давления на устье скважин и пересчета полученных давлений на забой.

Данная методика позволила ТШО, во-первых, избежать влияния неблагоприятных факторов, воздействующих на измерительные приборы в пластовых условиях и, во-вторых, сократить время и средства, затрачиваемые на проведение исследования.

Наиболее распространенной для условий данного резервуара является схема проведения гидродинамических исследований, при которой первоначально осуществляется испытание методом установившихся отборов (МУО) при работе скважины на 2-х режимах (штуцерах) с отработкой на каждом режиме 5 суток. После этого скважина останавливается на 30 суток для исследования методом восстановления давления со снятием кривой восстановления давления (КВД). При этом достоверность получаемой информации по емкостно-фильтрационной характеристике коллектора повышается с увеличением числа режимов при проведении исследований МУО.

Особенностью проведения гидродинамических исследований скважин на месторождении Тенгиз на нестационарных режимах является остановка скважин на снятие КВД на 2 недели для скважин платформы и на 1 неделю для скважин склона и борта. При этом фактическое время на снятие КВД колебалось от 9 до 180 часов.

Наиболее представительные результаты гидродинамических исследований скважин месторождения Тенгиз представлены в таблице 3.2.

При разделении залежей нефти по фациальным зонам объем представительных исследований параметров пластовой системы распределился следующим образом.

Таблица 3.2 - Результаты исследования скважин и пластов

Наименование	Количество		Интервал изменения	Среднее значение по пласту	Примечание
	сква- жин	изме- рений			
1	2	3	4	5	6
Начальное пластовое давление, МПа	22	22	77,89-85,36	82,35	Принято по завис-ти
Пластовая температура, °С	17	17	99,7-122,3	109,4	Принято по завис-ти
Геотермический градиент, °С/100м				1,86	
Дебит нефти, т/сут	57	57	60-2055	788,6	На послед-нюю дату
Обводненность вес., %				0	
Газовый фактор, м³/т				506,6	
Удельная продуктивность, $\frac{м^3 \cdot 10}{м.сут.МПа}$	36	36	0,000027 – 0,0374	0,0021	На послед-нюю дату
Удельная приемистость, $\frac{м^3 \cdot 10}{м.сут.МПа}$	-	-	-	-	
Гидропроводность, $\frac{м^3 \cdot 10^{-12}}{Па \cdot с}$	39	39	38 – 316160	14824	
Приведенный радиус, м	36	36	$1 \cdot 10^{-30} - 66,51$	4,18	
Пьезопроводность, $10^4 м^2/с$	39	39	0,0000015-0,061	0,02	
Проницаемость, мкм²	39	39	$5 \cdot 10^{-4} - 1,98$	0,066	
*Дебит газа, тыс.нм³/сут.					

Различие характеристики дебитов скважин по фациальным зонам объясняется их емкостными и фильтрационными свойствами, которые для различных фациальных зон существенно отличаются. В нижеследующей таблице приведена сравнительная характеристика толщин подобъектов I объекта в различных фациальных зонах. Как видно из таблицы, толщины подобъектов резко отличаются при переходе из зоны в зону.

Для оценки параметров коллектора в различных фациальных зонах была проанализирована выборка гидродинамических исследований, выполненных по скважинам месторождения Тенгиз за период разведки и разработки. Такие параметры как проницаемость, гидропроводность и продуктивность скважин (параметр удельной продуктивности скважины не исследовался, так как в него вносится некоторая доля условности при использовании работающей мощности по PLT) осреднялись для максимальных и минимальных значений по группам

скважин, попавших в те или иные фациальные зоны. Результаты обработки приведены в таблице 3.3.

Таблица 3.3 - Фильтрационная характеристика пласта и скважин по данным гидродинамических исследований

№ пп	№ скв.	Участок	К прони- цаемост ь, мД	К·h прони- цаемость × толщину, мД·м	Гидро- провод- ность, мД·м/сп	h вскры- тая тол- щина, м	Q дебит, т/сут.	Козфф. продук- тивности, т/сутки/ бар
1	1К	Борт	105,5	6752	33760	64	1958	45
2	3К	Платформа	0,76	76	380	100	971	4,6
3	4	Борт	2,24	266,56	1333	119	444	1,26
4	5К	Платформа	0,62	62	310	100	408	1,56
5	6	Борт					1038	6,42
6	7	Борт	0,59	157,53	788	267	625	3
7	8	Борт	3,2	918,4	4592	287	667	4
8	9	Борт	46,2	7068,6	35343	153	1158	42,2
9	10	Склон	1976	63232	316160	32	1400	47,9
10	11	Платформа	1,86	187,86	939	101	300	2
11	12	Склон	3,67	216,53	1083	59	936	8,3
12	15	Платформа	5,64	558,36	2792	99	811	8
13	16	Склон	186	9672	48360	52	731	18
14	20	Борт					378	33
15	21	Платформа	8,43	531,09	2655	63	299	1,6
16	23	Борт					1377	28,5
17	27	Борт	60,8	3952	19760	65	1530	42
18	28	Борт					1534	30,5
19	38	Склон					200	0,6
20	40	Склон					125	0,8
21	42	Склон	15,4	4697	23485	305	1400	149,5
22	43	Склон	9,9	3583,3	17919	362	796	13,9
23	44	Борт	6,83	751,3	3757	110	523	10,2
24	47	Склон					483	1,5
25	72	Платформа	1,32	286,44	1432	217	200	0,8
26	102	Борт	30,14	3646,94	18235	121	754	3,4
27	103	Борт	2	318	1590	159	1075	4
28	104	Борт	38,19	3055,2	15276	80	700	1,52
29	105	Платформа	1,94	157,14	786	81	213	1,3
30	106	Платформа	1,3	78	390	60	125	0,6
31	107	Платформа	1,29	96,75	484	75	60	0,166
32	108	Борт					1624	56,6
33	110	Платформа					250	0,6
34	111	Платформа	1,405	101,16	506	72	626	3,1
35	112	Платформа	1,15	113,85	569	99	640	4,16
36	113	Платформа	0,55	119,9	600	218	700	8
37	114	Борт					400	1,18
38	115	Платформа	1,07	149,8	749	140	446	1,2
39	116	Платформа	23,66	757,12	3786	32	844	18,6
40	117	Платформа	0,05	7,6	38	152	300	1
41	118	Борт					2055	29
42	119	Платформа	0,1392	16,704	84	120	70	0,176

№ пп	№ скв.	Участок	К прони- цаемост ь, мД	К·h прони- цаемость × толщину, мД·м	Гидро- провод- ность, мД·м/сп	h вскры- тая тол- щина, м	Q дебит, т/сут.	Коэфф. продук- тивности, т/сутки/ бар
43	120	Платформа	0,55	137,5	688	250	325	0,96
44	121	Платформа	1	76	380	76	118	0,48
45	122	Борт	42,2	1477	7385	35	2035	18,5
46	123	Платформа	0,472	82,128	411	174	255	0,53
47	124	Платформа	0,36	75,24	376	209	373	0,82
48	220	Платформа	1,65	704,55	3523	427	1598	5,9
49	317	Платформа	3,51	803,79	4019	229	514	2,6
50	318	Платформа	2,53	680,57	3403	269	1200	9
51	320	Борт					1563	43
52	419	Платформа					526	1,9
53	463	Склон					350	1,2
54	1100	Склон					1953	40
55	1101	Борт					993	5
56	5050	Платформа					498	1,91
57	5056	Борт					1474	5,08
58	5857	Борт						4,97
Средние значения:								
По месторождению			66,41		14823,7	144,4		13,5
По борту			30,7		12893	133		19,2
По платформе			2,66		1274	146		4,1
По склону			438,2		81401	162		31,3

Платформа

Проницаемость оценивалась по 23 скважинам с диапазоном от 0,00059 до 0,1055 мкм² при среднем значении 0,0027 мкм². Средняя величина гидропроводности составила $1274 \frac{\text{м}^3 \cdot 10^{-12}}{\text{Па} \cdot \text{с}}$ (23 определения).

Коэффициент продуктивности на последнюю дату определялись по 27 скважинам, средняя величина которого при этом принята равной 0,41 т/сут /МПа.

Борт

Среднее значение фильтрационной характеристики по результатам 11 определений равняется 0,0307 мкм². Величина гидропроводности менялась от 788 до 35343 $\frac{\text{м}^3 \cdot 10^{-12}}{\text{Па} \cdot \text{с}}$ при среднем значении $12893 \frac{\text{м}^3 \cdot 10^{-12}}{\text{Па} \cdot \text{с}}$ (11 определений).

Коэффициент продуктивности по результатам исследований варьировался от 0,118 до 5,6 т/сут /МПа при среднем значении 1,92 т/сут / МПа (20 определений).

Склон

Наименее изученным по результатам гидродинамических исследований является данная фациальная зона – 5 определений проницаемости, средняя величина которой составляет 0,4382 мкм²; 5 определений гидропроводности, изменяющейся от 1083 до 316160 $\frac{м^3 \cdot 10^{-12}}{Па \cdot с}$ при среднем значении 81401 $\frac{м^3 \cdot 10^{-12}}{Па \cdot с}$. Максимальное значение гидропроводности отмечено по скв. Т-10.

Очевидно, что при такой гидропроводности величина продуктивности по данной зоне превышает аналогичную характеристику других фациальных областей. По результатам 11 определений среднее значение коэффициента продуктивности для условий склоновой части месторождения составило 3,13 т/сут / МПа при разбросе значений от 0,06 до 14,95 т/сут / МПа.

Гидродинамические исследования скважин на стационарных и нестационарных режимах входят в обязательный комплекс промысловых исследований, и должны проводиться в объеме, предусмотренном Технологической схемой.

Результаты гидродинамических исследований приведены в таблицах 3.3-3.4. Полученные параметры ФЕС месторождения варьирует в пределах значений, приведённых в Технологической схеме и Анализе разработки. и

Таблица 3.3 – Результаты гидродинамических исследований за 2015 - 2016гг. методом КВД (РТТ)

№№ скв.	Место-поло-жение	Толщ. пласта, м	Дата исслед.	Коэф-т проницае-мости, мкм ²	Коэфф. продук-тивности, м ³ /сут*МПа	Гидро-провод., мкм ² * м/мПа*с	Коэф. пьезо-провод., м ² /с	Ск ин-фа кто р	Пров одим-ость, мкм ² *м
8	борт	442	03.15 г	0.138		2785.4	0.0143	2300	612.8
20	борт	23	14.02.15 г	2.521	2730	263.6	0.184	32	58
112	платф.	217	05.15 г	0.005		5.14	0.0005	-2	1.16
114	борт	140	02.15 г	0.007	59.6	4.227	0.0005	22	0.93
317	платф.	235	15.15.15г	0.0004		0.477	0.00004	-3	0.11

Таблица 3.4 - Результаты гидродинамических исследований в скважинах, исследованных на гидропрослушивание

№№ скв. реагир.	Местоположение	Дата исследов.	№№ скв. возмущ.	Местоположение	Рстат., МПа	Скин-фактор	Коэффициент проницаемости, мкм ²	Гидропроницаемость, мкм ² *м/(мПа*с)
115	платформа	01- 03.15г	220	платформа	-	-3.5	0.0096	3.35
			5646	платформа	-	-	-	-
			317	платформа	-	-	-	-
21	платформа	05.15г	220	платформа	-		0.012	4,83
			5646	платформа	-	-	-	-
4635	склон	05.05.15 г	43	склон	64	1	0.061	120
106	платформа	06.15 г	5044	платформа	-	-4	0.008	1,09
317	платформа	10.15 г	5444	платформа	-	-4.1	0.003	1.3
14	платформа	10.15 г	5447	платформа	57	-4	0,019	2,9
5к	платформа	09.15 г	15	платформа	-	-	-	-
318	платформа	02.16 г	5447	платформа	-	-2	0.004	5.3
72	платформа	01- 03.16 г	5246	платформа	-	-4	0.002	4.59
			5044	платформа	-	-4	0.003	4.71
108	борт	06-07. 16 г	5056	борт	62.9	-1.8	1.6	468,2
			9	борт	-	-	-	-
11	платформа	03-04.16 г	5044	платформа	-	-4	0.005	6.3
			5242	платформа	-	-	0.004	6.0
106	платформа	06.15 г	5044	платформа	-	-4	0.008	1.09
5848	платформа	04-06.16 г	21	платформа	-	-3	0.006	9.6

По результатам проведенных гидродинамических исследований были определены скважины кандидаты на проведение СКО для улучшения фильтрационных свойств призабойной зоны пласта.

3.4 Анализ выполнения мероприятий по контролю за разработкой пластов, состоянием и эксплуатацией скважин, скважинного оборудования

Одним из важных методов, используемых при контроле за разработкой месторождения Тенгиз являются гидродинамические исследования с использованием комбинированного прибора PLT фирмы «Шлюмберже», содержащим датчики для одновременного замера в скважине температуры, давления, плотности и диэлектрических свойств флюида, скорости кабеля, естественной радиоактивности, укомплектованного расходомером и локатором муфт, в некоторых скважинах, эксплуатирующихся открытым стволом для учета влияния изменения диаметра скважины на показания расходомера, проводятся замеры каверномером.

Интерпретация данных PLT исследований проводится с помощью программы “Emeraude”.

Основной задачей, решаемой PLT, является – выделение интервалов притока, расчёт зональных дебитов, определение профиля притока, характера флюида, поступающего в скважину. Выделение работающих интервалов осуществляют на основании показаний расходомера, рассчитанной второй производной температуры и показаний других методов.

Исследования PLT проводят в режиме остановленной скважины (статический) и в работающей скважине (динамический), при разных скоростях проходки приборов вниз и вверх а также замеры при стоянке приборов на точках.

В результате исследований получают следующие параметры: давление, температуру, плотность флюида, скорость вертушки, скорость записи, диаметр скважины, объем воды в потоке.

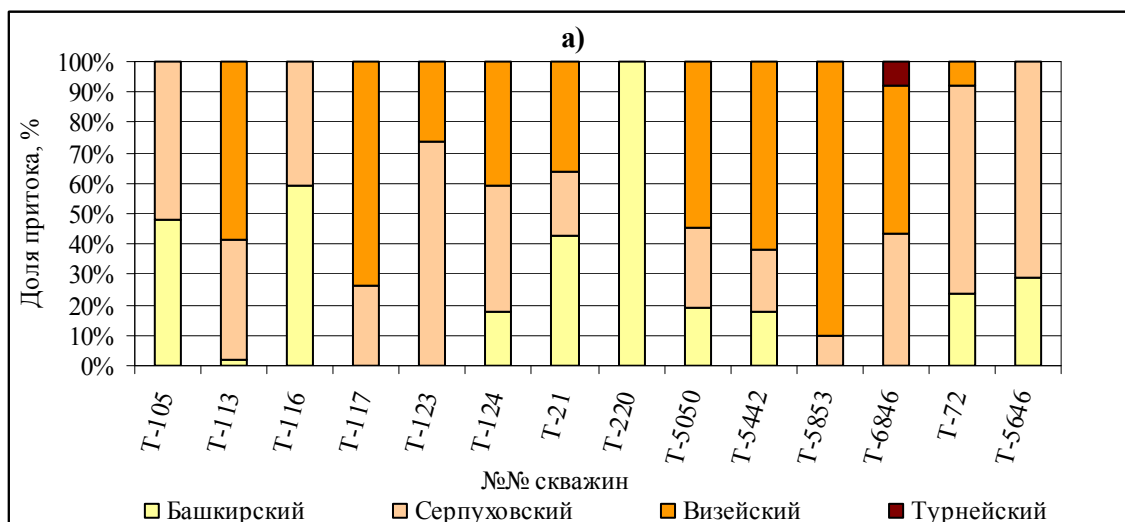


Рис 3.4. Распределения доли притоков (данные PLT) по стратиграфическим горизонтам в скважинах, расположенных на платформе,

Таблица 3.5- Средние значения и диапазоны изменения Кохв по объектам разработки

Объект	К охв ср	мин	мах	Кол-во скв
I	0.36	0.03	0.97	19
I+II	0.29	0.01	0.9	10
I+II+III	0.12	0.02	0.22	5

Таблица 3.6 -Средние значения и диапазоны изменения Кохв по участкам месторождения

Участки	К охв ср	мин	мах	Кол-во скв
платформа	0.42	0.10	0.97	15
борт	0.26	0.02	0.9	13
склон	0.10	0.01	0.33	6

На основании анализа имеющихся материалов по интерпретации PLT можно сделать следующие выводы:

- наиболее высокими коэффициентами охвата выработкой (К охв) более 0.5 характеризуются пять скважин (Т-105, Т-123, Т-124, Т-21, Т-220) расположенные на платформе и эксплуатирующие I объект и три бортовые скважины (Т-4748 и Т-6), эксплуатирующие I+II объект, и скважина Т-104, эксплуатирующая I объект (таблица 3.5);
- из платформенных скважин наименьшими Кохв (до 0.12) характеризуются скважины Т-116, Т-117, Т-29, из бортовых – скважины Т-4, Т-6743, Т-7450, Т-6457, из склоновых – скважины Т-5632, Т-4629, Т-42 и Т-5963 (таблица 3.5);
- в целом, наиболее высокими коэффициентами охвата выработкой (К охв), рассчитанными по данным PLT, характеризуются I и I+II объекты, соответственно, 0.36 и 0.29 (таблица 3.5);
- скважины, расположенные на платформе и борте, также характеризуются более высокими средними значениями (Кохв - 0.42 и 0.26) по сравнению со скважинами, расположенными на склоне (таблица 3.6).

3.5 Мероприятия по поддержанию пластового давления путем закачки воды.

В методе заводнения для дополнительной добычи нефти в коллектор закачивается вода. Она проникает в пласт через специальные нагнетательные скважины, расположенные в определенном порядке в зависимости от индивидуальных особенностей пласта. По мере протекания от скважин для нагнетания воды к добывающей скважине вода вымывает захваченную породой нефть и выносит ее к добывающей скважине. Если после этого количество поступающей нефти больше или равно количеству воды, Скважина может оказаться прибыльной. Чтобы решить, пригоден ли коллектор для заводнения, разработчик должен принять во внимание следующие факторы:

- геометрию коллектора;
- литологию;
- глубину коллектора;
- пористость;
- проницаемость;
- непрерывность свойств пород коллектора;
- величину и распределение насыщения флюидами;
- свойства флюида и связанные с этим соотношения проницаемости.

Поддержание пластового давления- эффективное средство разработки нефтяного месторождения . Процесс проектирования закачки воды с целью поддержания пластового давления представляет сложную технику – экономическую задачу, решаемую на этапе составления технологической схемы или проекта разработки месторождения.

Проектирование процесса закачки воды сводится к определению для конкретных условий оптимального давления на устье нагнетательной скважины, давления на забое и необходимого количества воды, Кроме того, рассчитывается число нагнетательных скважин и их приемистость,

Оптимальное давление на устье нагнетательной скважины вычисляют по формуле академика А.П. Крылова:

$$P_{\text{н}} = \sqrt{\frac{C_{\text{с}}}{K_{\text{пРМ}} \cdot 365 \cdot t \cdot C_{\text{в}}}} - (P_{\text{ст}} - P_{\text{н}} - P_{\text{т}}) \quad (1.1)$$

где $C_{\text{с}}$ -стоимость нагнетательной скважины, руб.; η -КПД насосного агрегата; $K_{\text{пРМ}}$ -коэффициент приемистости нагнетательной скважины, м³ / (сут ' МПа) ; t -время работы нагнетательной скважины, год; W - энергетические затраты на нагнетание 1 м³ воды при повышении давления на 1 МПа, кВт, ч/ (м³ .МПа) ($w = 0,27$) ; $C_{\text{в}}$ -стоимость 1 кВт *ч электроэнергии, руб/ (кВт. ч) ($\sim B \sim 0,015$) ; $P_{\text{ст}}$ -I гидростатическое давление воды в скважине глубиной $L_{\text{с}}$ МПа

$$\rho = 10^{-6} \rho_v L_c. (1.2)$$

$P_{пл}$ -среднее пластовое давление в зоне нагнетания воды, МПа; $P_{тр}$ -потери давления при движении воды от насоса до забоя, МПа. -
Давление на забое нагнетательной скважины

$$P_{забн} = P_{ун} + 10^{-6} \rho_v g L_c - P_{тр} (1.3)$$

Величину $P_{тр}$ можно принять равной 3МПа.

Необходимое количество закачиваемой воды V_v (в м³/сут) рассчитывают по формуле:

$$V_v = 1,2(V_{нпл} + V_{гсвпл} + V_{впл}) (1.4)$$

где $v_{нпл}$ -объем добываемой из залежи нефти, приведенной к пластовым условиям, м³/сут; $v_{гсвпл}$ - объем свободного газа в пласте при $p_{пл}$ и $t_{пл}$ который добывается вместе с нефтью за сутки, м³/сут; $V_{впл}$ -объем добываемой из залежи воды, м³/сут.

Объем нефти в пластовых условиях

$$v_{нпл} = 10^3 Q_{нд} \gamma_{нпл} / \rho_{нд}$$

Объем свободного газа

$$v_{гсвпл} = \frac{V_{гсвпл} (G_0 - a_{гсвпл}) Z P_{гсвпл} T_{гсвпл}}{P_{гсвпл} T_{гсвпл}} (1.5)$$

Объем воды

$$V_{впл} = 10^3 Q_{впл} \gamma_{впл} / \rho_{впл} (1.6)$$

Где $Q_{нд}$, Q_v – соответственно количество дегазированной нефти и воды, добываемое из залежи за сутки, т/сут; $\gamma_{нпл}$, $\gamma_{впл}$ -соответственно объемные коэффициенты нефти и воды при пластовых условиях; G_0 - газовый фактор, м³/м³; a -средний коэффициент растворимости газа в нефти, м³/ (м³ .МПа) .

На примере 1. Рассчитать основные показатели процесса закачки воды, если из залежи извлекается нефти $Q_{вд} = 11000 \text{ т/сут}$, воды $Q_{в} = 5600 \text{ т/сут}$, газовый фактор $G_o = 60 \text{ м}^3/\text{м}^3$, среднее пластовое давление меньше давления насыщения $P_{пл} = 8,5 \text{ МПа}$; коэффициент растворимости газа в нефти $a = 5 \text{ м}^3/(\text{м}^3 \cdot \text{МПа})$, пластовая температура $T = 303 \text{ К}$, объемный коэффициент нефти $\gamma_{нпл} = 1,15$, плотность дегазированной нефти $\rho_{нд} = 852 \text{ кг/м}^3$, объемный коэффициент пластовой воды $\gamma_{впл} = 1,01$. Стоимость нагнетательной скважины $C_c = 120000 \text{ тен.}$, коэффициент приемистости нагнетательной скважины $K_{прм} = 50 \text{ м}^3/(\text{сут} \cdot \text{МПа})$, время работы нагнетательной скважины $t = 12 \text{ лет}$, КПД насосного агрегата $\eta = 0,6$. Глубина скважины $L_c = 1200 \text{ м}$, а плотность нагнетаемой воды $\rho_e = 1050 \text{ кг/м}^3$. Коэффициент сверх сжимаемости газа принять: $z = 0,87$.

Решение. По формуле (1) вычисляем оптимальное давление на устье нагнетательной скважины :

$$P_{уш} = \sqrt{\frac{120000 \cdot 0,6}{50 \cdot 365 \cdot 12 \cdot 0,27 \cdot 0,15}} - (10^{-6} \cdot 1050 \cdot 9,81 \cdot 1200 - 8,5 - 3) = 8,1 \text{ МПа}$$

при этом гидростатическое давление воды в скважине $P_{ст} = 10^{-6} \cdot 1050 \cdot 9,81 \cdot 1200 = 12,4 \text{ МПа}$.

4 ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

4.1 Экономические показатели внедрения мероприятия

В разделе приведён расчёт экономической эффективности от внедрения мероприятия «усовершенствование фонтанных арматур » на месторождении Тенгиз в рамках определения доходной части, прямых затрат на эксплуатационные расходы и капитальных вложений на данное мероприятие и по предприятию в целом, а также налогов и отчислений в специальные и другие фонды подлежащих вычету.

Ставка роялти принята равной 18%. Ставка поднимается до 25% при условии, когда накопленная норма прибыли компании Шеврон-Тексако достигает 17%.

Ставка налога на доход принята в размере 30% при распределении дохода партнеров ТШО.

Ставка подоходного налога - 15%.

Налог на ссудный процент - 20%.

Кроме этого в расчетах учтены отчисления в социальные фонды РК в размере 21% от фонда зарплаты национальных кадров ТШО.

Базовая ставка налога на имущество равна 8 миллионам долларов на 2002 год с последующим ростом при введении в эксплуатацию фондов.

Вся извлекаемая нефть на месторождении продаётся за рубеж. Транспортирование нефти производится железнодорожным путём, трубопроводом в ближнее и дальнее зарубежье. Уровень продажи нефти по данным каналам за 2002 год составил (Таблица 4.1).

Таблица 4.1 - Продажа нефти по видам транспортировки

Год	Объём продажи нефти, тыс.т.	Продажа нефти, в т.ч.			Цена транспорта нефти, в т.ч.		
		Ж/д.п утём, тыс.т.	Трубопроводом в ближнее заруб., тыс.т	Трубопроводом в дальнее заруб., тыс.т.	Ж/д.п утём, дол./т.	Трубопроводом в ближнее заруб., дол./т	Трубопроводом в дальнее заруб., дол./т.
2005	12494,1	2,049	1,350	9,095	63,8	9,4	21,5

2 Расчёт годовых производственных затрат

Внедрение данного метода ведёт к изменению себестоимости продукции. Экономический эффект характеризуется минимальной стоимостью единицы продукции и капитальными наименьшими удельными вложениями.

Уровень затрат в добыче нефти меняется дополнительно извлекаемому объёму постатейно и в динамике за годы, нами взят период для сравнения до 2010 г.

2.1 Расчёт фонда оплаты труда

Организация оплаты труда осуществляется в соответствии с законом «О труде».

Расчёт фонда заработной платы производят по месячным тарифным ставкам, также включая тарифный коэффициент, районный коэффициент, территориальный коэффициент, коэффициент дополнительной заработной платы и учитывая численность промышленного производственного персонала.

Его величину определяют по формуле (4.2):

$$\text{ФЗП} = \text{Зпл.мин.} \cdot \text{Ктар.} \cdot \text{Крайон.} \cdot \text{Ктер.} \cdot \text{Кдоп.з.пл.} \cdot \text{Чппп} \cdot 12, \quad (4.2)$$

где Зпл.мин. -минимальная заработная плата, в соответствии с установленным Бюджетом РК;

Ктариф.- тарифный коэффициент;

Крайон.- районный коэффициент;

Ктер.- территориальный коэффициент;

Кдоп.з.пл.- коэффициент дополнительной заработной платы;

Чппп -численность промышленного производственного персонала, чел.

12 - месяцы

ФЗП до внедрения:

$$\text{ФЗП}_{2007\text{г.}} = 4750 \cdot 5,95 \cdot 1,1 \cdot 1,14 \cdot 1,75 \cdot 3000 \cdot 12 = 14689,4 \text{ тыс.дол.}$$

ФЗП после внедрения:

$$\text{ФЗП}_{2008\text{г.}} = 5000 \cdot 5,95 \cdot 1,1 \cdot 1,14 \cdot 1,75 \cdot 3000 \cdot 12 = 15462,5 \text{ тыс.дол.}$$

$$\text{ФЗП}_{2009\text{г.}} = 5950 \cdot 5,95 \cdot 1,1 \cdot 1,14 \cdot 1,75 \cdot 3000 \cdot 12 = 18400,4 \text{ тыс.дол.}$$

$$\text{ФЗП}_{2010\text{г.}} = 6250 \cdot 5,95 \cdot 1,1 \cdot 1,14 \cdot 1,75 \cdot 3000 \cdot 12 = 19328,2 \text{ тыс.дол.}$$

В соответствии с налоговым Кодексом РК, производятся отчисления в социальный фонд в размере 21%.

Таким образом, фонд заработной платы в сумме с отчислениями составит фонд оплаты труда.

ФОТ до внедрения:

$$\text{ФОТ}_{2007\text{г.}} = 14689,4 \cdot 0,21 + 14689,4 = 17774,2 \text{ тыс.дол.}$$

ФОТ после внедрения мероприятия:

$$\text{ФОТ}_{2008\text{г.}} = 15462,5 \cdot 0,21 + 15462,5 = 18709,7 \text{ тыс.дол.}$$

$$\text{ФОТ}_{2009\text{г.}} = 18400,4 \cdot 0,21 + 18400,4 = 22264,5 \text{ тыс.дол.}$$

$$\text{ФОТ}_{2010\text{г.}} = 19328,2 \cdot 0,21 + 19328,2 = 23387,1 \text{ тыс.дол.}$$

2.2 Расчёт энергетических затрат

Изменение энергетических затрат на непосредственный сбор и подготовку нефти определяется в зависимости от того, насколько меняется установленная мощность и годовой расход энергии в результате внедрения мероприятия.

Для определения затрат на электроэнергию используем метод расчёта по формуле (4.3):

$$Z_{\text{эл.эн.}} = K_{\text{общ.}} \cdot C_{\text{эл.эн.}}, \quad (4.3)$$

где $K_{\text{общ.}}$ - общее количество потреблённой электроэнергии,
тыс.КВт./час

$C_{\text{эл.эн.}}$ - цена электроэнергии за КВт./час., дол.

До внедрения мероприятия затраты на электроэнергию составят:

$$З_{эл.эн.2007 \text{ г.}} = 453103 \cdot 50 = 22655,1 \text{ тыс.дол.}$$

После внедрения:

$$З_{эл.эн.2008-2015 \text{ г. г.}} = 535477 \cdot 50 = 26773,8 \text{ тыс.дол.}$$

2.3 Затраты на вспомогательные материалы

При внедрении нового технологического оборудования необходимо учесть затраты на вспомогательные материалы. Для этого учитываются вложения на приобретение ингибиторов, различных щелочных металлов, что приводит к улучшенному составу нефти в конечном итоге.

Расчёт затрат на вспомогательные материалы производится по формуле (4.4):

$$З_{всп.мат.} = K_{общ.} \cdot Ц_{всп.мат.}, \quad (4.4)$$

где $K_{общ.}$ - общее количество вспомогательного материала, т.

$Ц_{всп.мат.}$ - стоимость одной тонны вспомогательного материала, дол.

Затраты на вспомогательные материалы до внедрения мероприятия:

$$З_{всп.мат.2007 \text{ г.}} = 70000 \cdot 20 = 1400 \text{ тыс.дол.}$$

Затраты на вспомогательные материалы после внедрения мероприятия:

$$З_{всп.мат.2008-2010 \text{ г.г.}} = 100000 \cdot 20 = 2000 \text{ тыс.дол.}$$

2.4 Затраты на текущий ремонт

Затраты на текущий ремонт определяются по формуле (4.5):

$$З_{рем.} = K_{вл.} \cdot 2\%,$$

где $K_{вл.}$ - капитальные вложения.

До внедрения затраты на текущий ремонт составили:

$$З_{рем.2007 \text{ г.}} = 235367 \cdot 0,02 = 4707 \text{ тыс.дол.}$$

После внедрения затраты на текущий ремонт составят:

$$З_{рем.2007 \text{ г.}} = 235592 \cdot 0,02 = 4712 \text{ тыс.дол.}$$

2.5 Прочие затраты

К прочим затратам относятся расходы на содержание и обслуживание технических средств управления, не относящиеся к производству, оплата услуг банка, расходы на командировки, тарифы, пени, неустойки, проведение обучения для персонала.

Прочие затраты составляют 15% от фонда оплаты труда и определяются по формуле (4.6):

$$З_{пр.} = \text{ФОТ} \cdot 15\%$$

До внедрения мероприятия прочие затраты составили:

$$З_{пр.2007 \text{ г.}} = 17774,2 \cdot 0,15 = 2666,1 \text{ тыс.дол.}$$

После внедрения прочие затраты составят:

$$З_{пр.2008 \text{ г.}} = 18709,7 \cdot 0,15 = 2806,5 \text{ тыс.дол.}$$

$$З_{пр.2009 \text{ г.}} = 22264,5 \cdot 0,15 = 3339,7 \text{ тыс.дол.}$$

$$З_{пр.2010 \text{ г.}} = 23387,1 \cdot 0,15 = 3508,1 \text{ тыс.дол.}$$

Таким образом, общие годовые производственные затраты по статьям составят:

До внедрения:

$$\Sigma З_{2007 \text{ г.}} = 57839,5 \text{ тыс.дол.}$$

После внедрения:

$$\Sigma З_{2008 \text{ г.}} = 63658,1 \text{ тыс.дол.}$$

$$\Sigma З_{2009 \text{ г.}} = 67746,1 \text{ тыс.дол.}$$

$$\Sigma З_{2010 \text{ г.}} = 69037,1 \text{ тыс.дол.}$$

Себестоимость 1 тонны нефти определяется по формуле (4.7):

$$C = \Sigma З / Q_{\text{доб}},$$

где $Q_{\text{доб}}$ - объём добычи за год.

Себестоимость до внедрения:

$$C_1 = 57839500 / 12494068 = 4,6 \text{ дол.}$$

Себестоимость после внедрения:

$$C_2 = 63658100 / 14458734 = 4,4 \text{ дол.}$$

Годовой экономический эффект от снижения себестоимости рассчитаем по формуле (4.8):

$$\mathcal{E} = (C_1 - C_2) \cdot Q_{\text{доб}}$$

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Месторождение Тенгиз Республики Казахстан имеет исключительно сложное геолого-физическое строение. Тем не менее, результаты 12-летней опытно-промышленной эксплуатации месторождения и очень большой комплекс исследовательских работ, выполненный СП «Тенгизшевройл», позволяют наметить в настоящее время пути наиболее эффективного освоения этого одного из крупнейших месторождений мира.

В 1993 году СП «Тенгизшевройл» добыло 1,3 млн. тонн нефти. Путем увеличения объемов добычи нефти в среднем на 14% ежегодно в 2011 году СП «Тенгизшевройл» добыло 11,5 млн. тонн нефти, а в 2015 году довело объемы добычи до 12,4 млн. тонн.

Анализ текущего состояния разработки показывает, что фонд добывающих скважин на месторождении составляет 60 скважин. Средний дебит нефти по одной скважине колеблется от 372 до 750,9 т/сут. Все скважины дают продукцию чистой нефти. Основным способом эксплуатации является фонтанный.

В данном проекте были рассмотрены основные методы гидродинамических исследований скважины на месторождении Тенгиз. А также сделаны важные выводы о механизме повышения продуктивности скважин Тенгизского месторождения в результате проведения различных исследований.

Экономический анализ показал, что мероприятие считается эффективным в результате снижения себестоимости на единицу продукции, уменьшения капитальных удельных вложений. Годовой экономический эффект от внедрения данного мероприятия составит 331800,588 тенге.

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

Охрана окружающей среды и соблюдение правил техники безопасности является принципами работы каждого сотрудника СП «Тенгизшевройл» и

подрядных компаний. Каждый сотрудник считает долгом быть верным задачам охраны здоровья человека и окружающей среды.

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

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Бренц Н.Л., Тищенко В.Е. и другие. Организация, планирование и управление предприятием нефтяной и газовой промышленности. М.: Недра, 1984
2. Гиматудинов Ш.К. и другие. Справочная книга по добыче нефти. М.: Недра, 1983
3. Джиембаева К.И., Лалазарян Н.В. Сбор и подготовка скважинной продукции на нефтяных месторождениях. Алматы, 2000
4. Желтов Ю.П. Разработка нефтяных месторождений. М.: Недра, 1985
5. Комплексная схема охраны природы при освоении нефтяных и газовых месторождений в Западном Казахстане (корректировка). Том 1. Показатели добычи нефти по месторождениям Эмбинского и Махамбетского районов. Охрана окружающей среды при строительстве скважин. Алма-Ата, 1999.
6. Лутошкин Г.С. Сбор и подготовка нефти, газа и воды. М.: Недра, 1983
7. Оценка уровня загрязнения компонентов окружающей среды токсичными веществами отходов производства и расчёт лимитов их размещения на 2005 г. для СП Тенгизшевройл». Экопроект. Алматы, 2006
8. Проект опытно-промышленной эксплуатации месторождения Тенгиз. СП«ТШО», 2015.
9. Сыромятников Е.С., Победоносцева Н.Н. Организация, планирование и управление нефтегазодобывающими предприятиями. М.: Недра, 1987.
10. Щуров В.И. Технология и техника добычи нефти. М.: Недра, 1985.

АННОТАЦИЯ

В дипломном проекте рассмотрены основные разделы:

- геологическая;
- технико-технологическая;
- специальная ;
- экономическая;

В геологической части рассматривается геологическая изученность I объекта месторождения .

В технологической части рассматривается система разработки месторождения, техника и технология добычи нефти и газа, требования и рекомендации к системе сбора и промысловой подготовки продукции скважин.

В экономической части рассматриваются технико-экономические показатели проектирования установки погружного центробежного электронасоса с помощью кривых распределения давления.

В части охраны труда рассматривается охрана труда при эксплуатации насосов, освещаются защитные мероприятия, проводится анализ труда на месторождении

В части охраны окружающей среды рассматривается экологическая состояние территории, факторы влияющие на окружающую среду.

АНДАТПА

Төрт дипломдық жобада қаралған негізгілердің бөлімнің :

- геологиялық бөлім;
- технологиялық бөлім;
- экономикалық бөлім;
- қауіпсіздік және еңбекті қорғау;

Технологиялық бөлімде қаралады кен орнының игеру II-объектінің геологиялық үйренушілігі, сонымен қатар мақсатпен бұрандалық сораптарға фонтанды ұңғымалардың аударма жоғарылаулар - мақсатқа лайықтылығы және лайықты есеп-қисаптарды пайдалануына болады.

Экономикалық бөлімде қаралады шара енгізуінің техника - экономикалық көрсеткіштері фонтанды ұңғыманы бұрандалық сорапқа аудармасымен және тап осы жоба экономикалық нәтижелілігі есептелген .

Бөлімде қауіпсіздік және еңбекті қорғау қаралады еңбек қорғау бұрандалық сораптардың жанында, қорғау шараларды жарықтандырылады, тұрған жерінде еңбек талдауы өткізіледі

Бөлімде қоршаған орта қорғау қаралады аумақ экологиялық күй-жағдай, әсер етуші факторлар орта қоршаған .

ANNOTATION

The project consists of ten parts: geological and physical characterization field, choice of the object of the development, preparation geological production and technical and economical foundation to designing the development, technological and economical indices version development, technology of the mining to oils and gas, economical part, checking for development layer by status and exploitation of the well and wells equipment, protection of labour, guard environment, experiment part.

In project are considered particularities geological structure productive layer, physical -chemical characteristic of the oil and gas field.

The technical and economic estimation and calculation of the economic effect.

The presented recommendations on techno and technologies of the process.

The researching object is field deposit, efficacy technologies of flowing fittings.

The work's target is estimating of work's industrial experience results and selection efficacy technological stipple. The technical and technological processes were shown too.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	9
1 Технико-технологическая часть	10
1.1 Обзорная карта региона	10
1.2 Геолого–физические характеристики продуктивных пластов месторождения	13
1.3 Физико-химические свойства нефти и газа	14
2 Технико-технологическая часть	15
2.1 Состояние разработки месторождения	15
2.2 Характеристика фонда скважин	17
2.3. Рабочая программа бурения и углубления скважин	18
3 Специальная часть	20
3.1 Гидродинамические исследование скважин	20
3.2 Анализ исследования скважин при неустановившихся режимах (PressureTransientTest)	21
3.3 Анализ результатов гидродинамических исследований скважин и пластов, характеристика их продуктивности и режимов	25
3.4 Анализ выполнения мероприятий по контролю за разработкой пластов	33
3.5 Мероприятия по поддержанию пластового давления путем закачки воды	35
4 Экономическая часть	38
4.1 Экономические показатели внедрения мероприятия	38
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	43
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ	45