

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Казахский национальный исследовательский технический  
университет имени К.И. Сатпаева

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

Жетписбаев Дастан Марсельулы  
Амангельды Ильяс Нурланулы

Внедрение УЭЦН на скважинах месторождения Каратобе Южное

## **ДИПЛОМНАЯ РАБОТА**

Специальность 5В070800 – Нефтегазовое дело

Алматы 2019

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Казахский национальный исследовательский технический  
университет имени К.И. Сатпаева

Институт геологии и нефтегазового дела  
имени К.Турысова  
Кафедра нефтяная инженерия

**ДОПУЩЕН К ЗАЩИТЕ**  
Заведующий кафедрой  
Нефтяной инженерии  
Сыздыков М.К.  
\_\_\_\_\_ “ \_\_\_\_\_ ” \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

**ДИПЛОМНАЯ РАБОТА**

На тему: " Внедрение УЭЦН на скважинах месторождения Каратобе Южное "

по специальности 5В070800 – Нефтегазовое дело

Выполнили:

\_\_\_\_\_ Жетписбаев Дастан Марсельулы  
\_\_\_\_\_ Амангельды Ильяс Нурланулы

Научный руководитель  
PhD, ассистент профессора Ахымбаева  
Б.С. \_\_\_\_\_  
“ \_\_\_\_\_ ” \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

Алматы 2019

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Казахский национальный исследовательский технический  
университет имени К.И. Сатпаева

Институт геологии и нефтегазового дела  
Кафедра нефтяная инженерия

5В070800 – Нефтегазовое дело

**УТВЕРЖДАЮ**

Заведующий кафедрой  
Нефтяной инженерии

Сыздыков М.К.

“ \_\_\_\_\_ ” \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

**ЗАДАНИЕ**

**на выполнение дипломной работы**

Обучающимися Жетписбаев Д.М., Амангельды И.Н.

Тема: Внедрение УЭЦН на скважинах месторождения Каратобе Южное

Утверждена приказом Ректора Университета № 1938-б от "10" апр. 2019г.

Срок сдачи законченной работы "10" мая 2019 г.

Исходные данные к дипломной работе: Геологические данные по месторождениям

Краткое содержание дипломной работы:

а) анализ основных показателей выработки запасов нефти

б) анализ состояния выработки запасов нефти из пластов и участков

в) анализ выполнения мероприятий по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин

г) построение моделей в «PIPESIM 2017.1»

в) экономические показатели разработки

Рекомендуемая основная литература:

1. Лысенко В.Д. «Разработка нефтяных месторождений», г. Москва, Недра, 2003г;
2. Мищенко И.Т. «Сборник задач по технологии и технике нефтедобычи», г. Москва, Недра, 1984г;
3. Оркин К.Г., Юрчук А.М. «Расчеты в технологии и технике добычи нефти», г. Москва, Недра, 1967г;
4. Амикс Дж., Басс Д., Р. Уайтинг «Физика нефтяного пласта» М, Гостоптехиздат, 1962г.

**ГРАФИК**  
подготовки дипломной работы

Наименование разделов, перечень разрабатываемых вопросов	Сроки представления научному руководителю	Примечание
Геологическая часть	15.02.2019	Нет
Техника и технология	16.03.2019	Нет
Специальная часть	18.04.2019	Нет
Теоретико-экономическая часть	28.04.2019	Нет

**Подписи**

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

Наименования разделов	Научный руководитель, консультанты, И.О.Ф. (уч. степень, звание)	Дата подписания	Подпись
Геологическая часть	PhD, Ахымбаева Б.С.	10.04.2019	
Специальная часть	PhD, Ахымбаева Б.С.	15.04.2019	
Теоретико-экономическая часть	PhD, Ахымбаева Б.С.	21.04.2019	
Техника и технология	PhD, Ахымбаева Б.С.	2.05.2019	
Нормоконтролер	PhD, Ахымбаева Б.С.	6.05.2019	

Научный руководитель \_\_\_\_\_ PhD, Ахымбаева Б.С.

Задание приняли к исполнению обучающийся \_\_\_\_\_ Жетписбаев Д.М.

\_\_\_\_\_ Амангельды И.Н.

Дата

« \_\_ » \_\_\_\_\_ 20\_\_ г

## АНДАТПА

Диссертациялық жұмыста су қоймалары мен аудандардағы мұнай қорының жай-күйін талдау, сондай-ақ ұңғымаларды және ұңғымалық жабдықтарды пайдалануды талдау жүргізілді. Ұңғымаларды пайдаланудағы асқынулардың алдын алу және күресу жөніндегі шаралар қаралды.

Бұл жұмыстың мақсаты PIPESIM 2017.1 бағдарламалық жасақтамасында БОТЭСҚ және гидравликалық сынуды енгізуі, сондай-ақ қабылданған шаралардан кейінгі мұнайдың орташа тәуліктік мөлшерлемесін есептеуді, барлық есептеулерді және жақсы мінез-құлық үлгілерін жасауды модельдеу болып табылады.

Экономикалық көрсеткіштерді есептеу үшін қабылданған күрделі салым стандарттары мен пайдалану шығындарының негіздемесі зерттелген. Эксперимент ретінде жақсы жобалық модель, БОТЭСҚ және гидравликалық сыну жүргізілді. Мұнай өндіру көлемінің 4-5 есе артуы туралы жалпы көрініс ұсынылады.

## АННОТАЦИЯ

В дипломной работе рассматривались анализ состояния выработки запасов нефти из пластов и участков, а также анализ эксплуатации скважин, устьевого и внутрискважинного оборудования. Были рассмотрены мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин.

Целью данной работы является моделирование внедрения ЭЦН и проведения ГРП, а также расчет среднесуточного дебита нефти после проведенных мероприятий, все расчеты и модели поведения скважин были проделаны в программном обеспечении «PIPESIM 2017.1».

Изучены обоснования нормативов капитальных вложений и эксплуатационных затрат, принятых для расчетов экономических показателей. В качестве эксперимента построена модель конструкции скважины, ЭЦН и проведен гидроразрыв пласта. Представлена общая картина прироста добычи нефти в 4-5 раз.

## **ANNOTATION**

The thesis paper reviewed the analysis of the state of oil reserves from reservoirs and areas, as well as analysis of the operation of wells, wellhead and downhole equipment. Were considered measures to prevent and combat complications in the operation of wells.

The purpose of this work is to simulate the introduction of ESP and hydraulic fracturing, as well as the calculation of the average daily oil production rate after the measures taken, all calculations and well behavior models were done in the PIPESIM 2017.1 software.

The substantiations of capital investment standards and operating costs adopted for the calculation of economic indicators were studied. As an experiment, a well design model, ESP, and hydraulic fracturing were carried out. Presents a general picture of the increase in oil production by 4-5 times.

# СОДЕРЖАНИЕ

	ВВЕДЕНИЕ	:
1	Геологическая часть	(
2	Техника и технология	
2.1	Анализ состояния выработки запасов нефти из пластов и участков	
2.2	Анализ структуры фонда скважин, их текущих дебитов и приемистости	
2.3	Анализ эксплуатации скважин, устьевого и внутрискважинного оборудования	
2.4	Анализ выполнения мероприятий по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин	
2.5	Состояние системы поддержания пластового давления	
2.6	Анализ состояния системы сбора и подготовки добываемой продукции скважин	
3	Специальная часть	
4	Технико-экономическая часть	
4.1	Обоснование нормативов капитальных вложений и эксплуатационных затрат, принятых для расчетов экономических показателей	
4.2	Экономические показатели разработки	
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ	
	Список использованной литературы	

## ВВЕДЕНИЕ

Недропользователем месторождения Каратобе Южное является ТОО «Казахтуркмунай», имеющее лицензию серии МГ №307 от 26.12.1995г и Контракт с компетентным органом правительства РК на доразведку и добычу углеводородного сырья №329 от 18.05.1999г.

Месторождение Каратобе Южное находится в Байганинском районе Актюбинской области Республики Казахстан.

В орографическом отношении район работ представляет собой полупустынную равнину с максимальными и минимальными отметками поверхности относительно уровня моря соответственно +161м и +125м.

В климатическом отношении район относится к зоне степей и полупустынь. Климат резко континентальный, с сухим жарким летом и холодной зимой. Максимальная температура плюс 36-40<sup>0</sup>С отмечается в июле месяце, минимальная минус 35-45<sup>0</sup>С приходится на январь и февраль. Глубина промерзания почвы достигает 1,3 м.

Количество осадков не превышает 220 – 280 мм в год, и они приходятся в основном на осенне-зимний период. Снеговой покров обычно ложится в конце ноября – начале декабря и сохраняется до конца марта. Мощность снегового покрова в течение зимы достигает 20-30 см, но сильными ветрами большая часть снега сносится в пониженные участки рельефа (балки, овраги, низины) и образует снежные заносы.

Гидрографическая сеть представлена р. Эмбой, которая является главной водной артерией. Река имеет постоянный водоток, хорошо выработанную долину, которая полностью заливается весной в период снеготаяния. Глубина реки незначительная и колеблется от 0,5 до 2 м при ширине русла 5-25 м. Юго-восточный склон крутой, высокий, а северо-западный чаще пологий и низкий. На всем протяжении река имеет небольшую глубину и песчаное дно. Вода в реке солоноватая и пригодна только для технических нужд.

Снабжение питьевой водой производится из п. Жаркамыс. Техническое водоснабжение осуществляется из альбского водоносного горизонта. Для этой цели пробурены скважины глубиной 100-150 м.

Крупным ближайшим населенным пунктом является поселок Жаркамыс, расположенный на правом берегу реки Эмба, на расстоянии 5 км. В 85 км к северо-востоку от района работ находится разрабатываемое месторождение Жанажол с действующим нефтепроводом.

Ближайшей железнодорожной станцией является Караулкельды, расположенная в 110 км к западу от месторождения Каратобе Южное.

Полезные ископаемые района работ представлены нефтью и строительными материалами: песком, глиной.

## 1 Геологическая часть

В результате проведенных геологоразведочных работ на месторождении Каратобе Южное выявлены нефтяные залежи верхнепермского возраста (продуктивные пласты - I, II, III, IV). Общая высота залежи составляет до 400 м, суммарная эффективная нефтенасыщенная толщина в кровельной части достигает 125 м. Залежи характеризуются невыдержанностью толщин продуктивных пластов по площади и по разрезу, наличием зон литологического замещения коллекторов слабопроницаемыми породами.

Последний «Подсчет запасов нефти и растворенного газа месторождения Каратобе Южное (по состоянию на 01.09.2001г)» выполнен в 2001г ОАО НИПИ «Каспиймунайгаз» на основе данных по 14 скважинам входящих в лицензионный блок и утвержден Протоколом ГКЗ №142-01-У от 25.02.2002г. Утвержденные запасы по категории С1 в целом по месторождению Каратобе Южное составили: геологические – 16 000 тыс.т, извлекаемые – 5056 тыс.т. На рисунке 1 указано обзорная карта района[1].

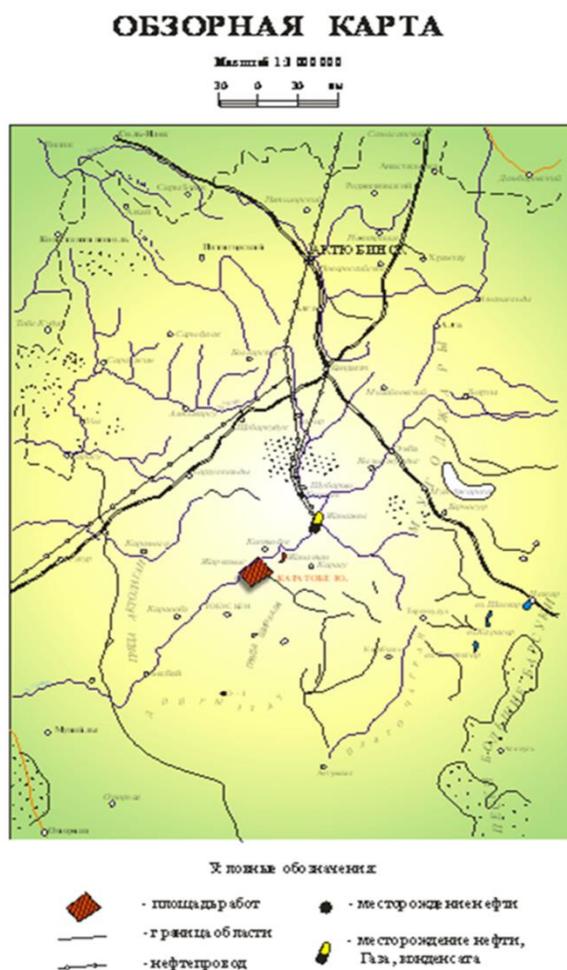
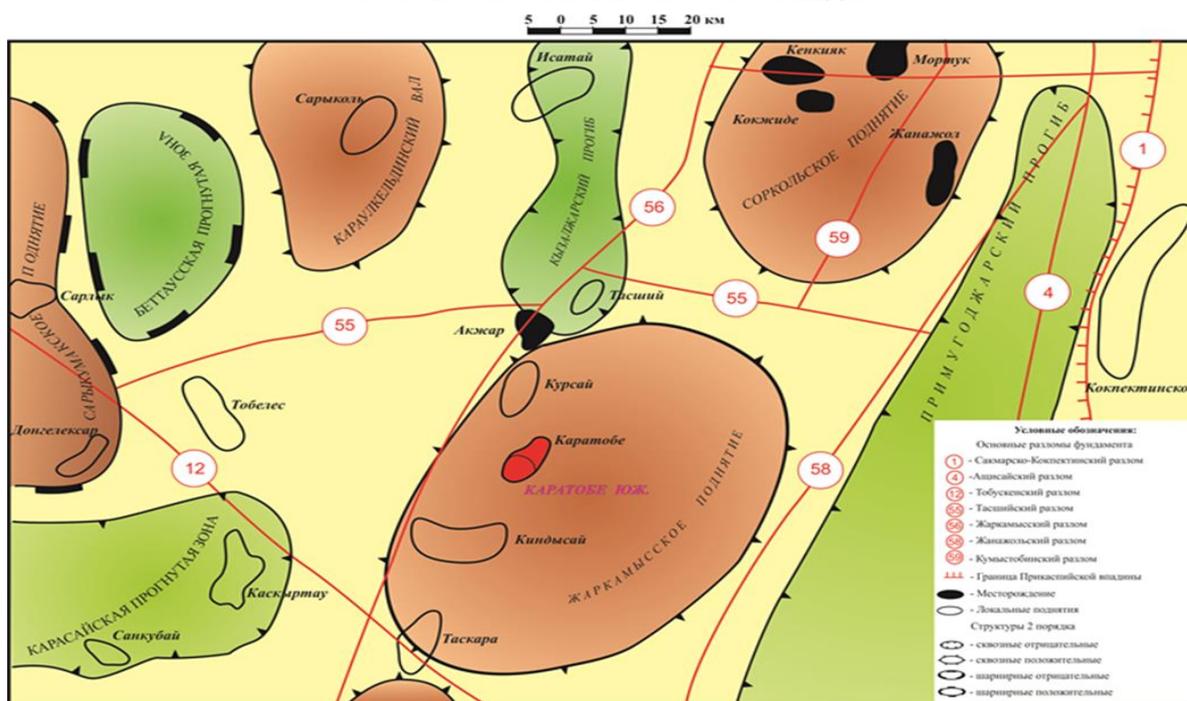


Рисунок 1 – Обзорная карта района

**Таблица 1 – Статические показатели характеристик неоднородности пластов продуктивных горизонтов**

Пласт	Кол-во скв.	Коэффициент песчаности, доли ед.			Коэффициент расчленённости, доли ед.				
		Средн. значение	Инт. т. изм-я	Коэф. Вариации	Средн. значение	Инт. т. изм-я	Коэф. вариации		
I	5	1	0,28	0,0 6-0,5	0,520	8,47	17	1-	0,594
I	6	1	0,42	0,1 9-0,6	0,335	8,88	15	2-	0,352
II	4	1	0,47	0,1 -0,8	0,433	7,07	14	1-	0,546
V	1	1	0,23	0,0 8-0,4	0,480	13,0	24	2-	0,509

**СХЕМА ТЕКТОНИЧЕСКОГО РАЙОНИРОВАНИЯ НАДСОЛЕВОГО КОМПЛЕКСА ВОСТОЧНОЙ ЧАСТИ ПРИКАСПИЙСКОЙ ВПАДИНЫ**



**Рисунок 2 – Схема тектонического районирования надсолевого комплекса Восточной части Прикаспийской впадин**

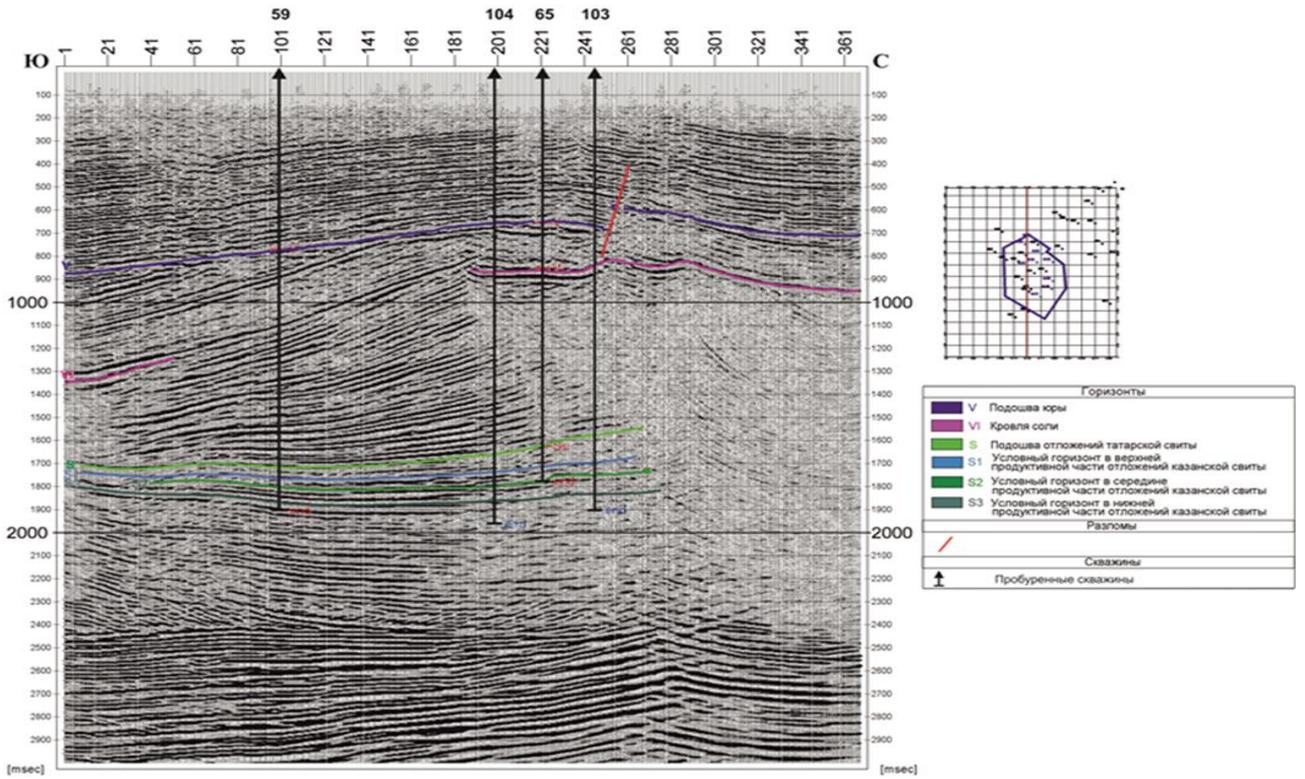


Рисунок 3 – Сейсмический профиль

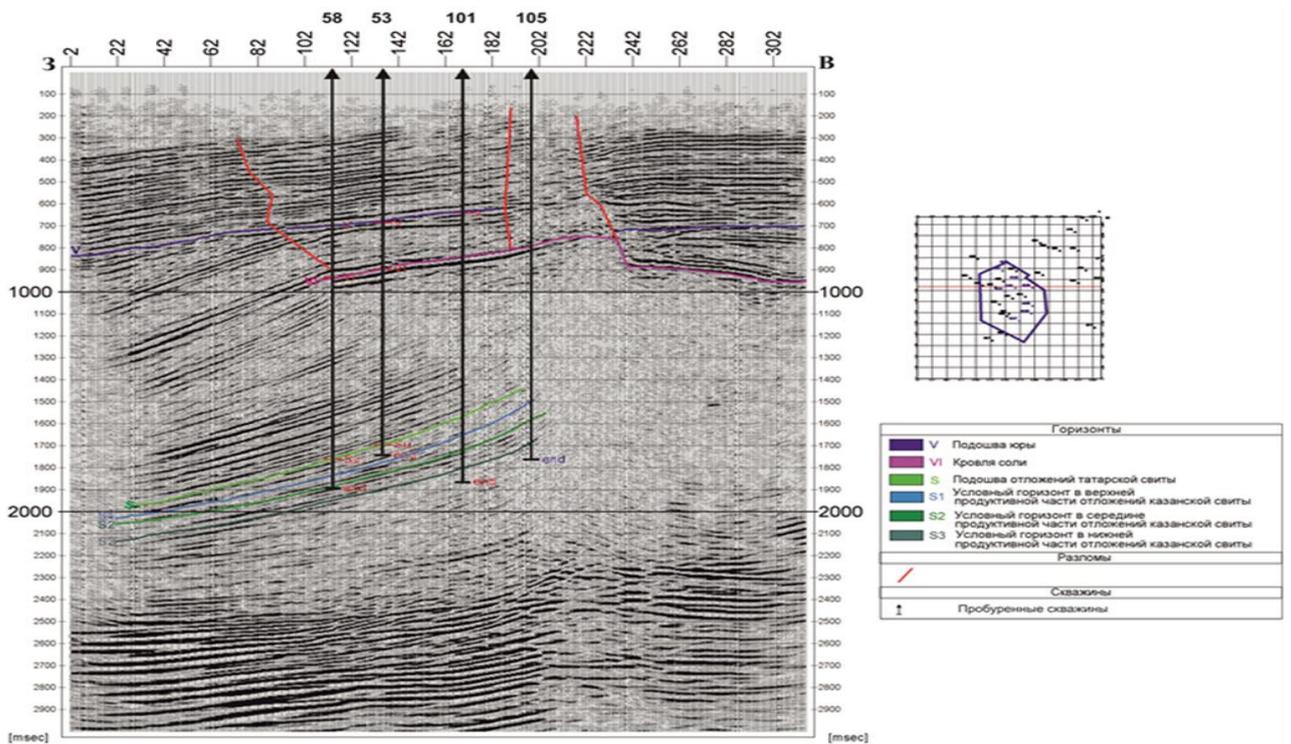


Рисунок 3.1 – Сейсмический профиль

## 2 Техника и технология

### 2.1 Анализ состояния выработки запасов нефти из пластов и участков

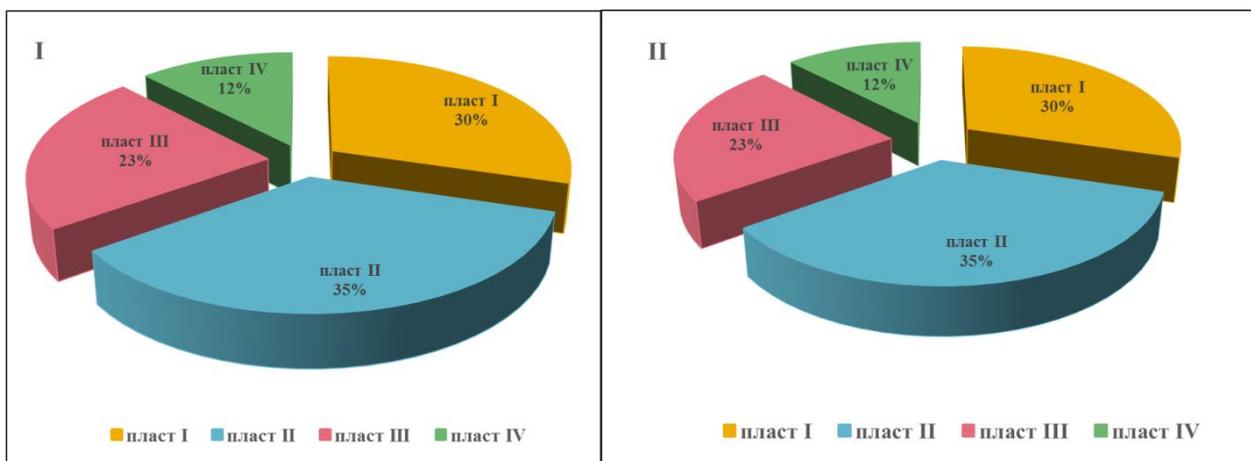
В настоящей работе оценка состояния выработки запасов нефти дается на основании промысловых данных учета добычи нефти по горизонтам и за основу приняты запасы УВ по состоянию на 01.09.2001г, утвержденные ГКЗ РК протоколом №142-01-У от 25.02.2002г.

По месторождению в целом запасы нефти составили: геологические по категории  $C_1$  – 15999 тыс.т, извлекаемые – 5056 тыс.т. По величине извлекаемых запасов нефти месторождение относится к средним, а по степени сложности – к сложным: месторождение характеризуется невыдержанностью толщин продуктивных пластов по площади и по разрезу, наличием зон литологического замещения коллекторов слабопроницаемыми породами.

Большая часть запасов сконцентрирована во втором и первом пластах. В таблице 2 и на рисунке 4 представлено распределение запасов нефти по пластам.

**Таблица 2 – Распределение запасов по пластам и показателей добычи нефти**

Наименование	Пласты объекта				По месторождению
	I	II	III	IV	
Начальные балансовые запасы нефти (утв., $C_1$ ), тыс.т	4747	5665	3647	1940	16000
Извлекаемые запасы нефти(утв., кат. $C_1$ ), тыс.т	1500	1790	1153	613	5056
Коэффициент извлечения нефти (утв.), доли ед.	0,316	0,316	0,316	0,316	0,316
Накопленная добыча, тыс.т.					1702,9
Коэффициент извлечения нефти (тек.), доли ед.					0,106
Темп отбора от НИЗ, %					3,2
Темп отбора от ТИЗ, %					4,8
Выработанность извлекаемых запасов,					33,7
Остаточные геологические запасы, тыс.т.					14297,1
Остаточные извлекаемые запасы, тыс.т.					3353,1



**Рисунок 4 – Процентное соотношение утвержденных запасов нефти по пластам**

На месторождении Каратобе Южное с 2003г единым эксплуатационным объектом разрабатываются продуктивные пласты верхнепермского горизонта.

В технологической схеме разработки, исходя из размещения продуктивных пластов, размеров и начальных геологических запасов, а также с учетом физико-химических свойств нефтей и геолого-гидродинамических характеристик коллекторов, в один эксплуатационный объект были объединены пласты I, II, III и IV, обладающие высоким коэффициентом расчлененности. Каждый из выделенных продуктивных пластов представляет собой чередование проницаемых и непроницаемых прослоев с довольно сложной их взаимосвязью по площади и резким изменением толщин, вплоть до полного замещения коллекторов непроницаемыми разностями глинистых пород.

Как показывает опыт разработки многопластовых объектов, в процессе разработки подобных объектов возникают определенные сложности. При объединении нескольких пластов в один объект разработки нарушается прямая связь между количеством поступающей из пластов жидкости и их гидропроводностью. В скважинах, где приобщаются под единый фильтр высокопроницаемые и низкопроницаемые пласты, последние, как правило, не дренируются или дренируются очень слабо. Аналогичное явление происходит и в нагнетательных скважинах. Приемистость многопластового объекта обычно меньше суммарной приемистости отдельных пластов при раздельной закачке воды. Значительно снижается приемистость в низкопроницаемых пластах, объединенных с высокопроницаемыми. Часто такие пласты имеют нулевую приемистость. С увеличением депрессии (репрессии) на пласт число работающих пластов как в нагнетательных, так и в добывающих скважинах возрастает.

Установлено, что удельные коэффициенты продуктивности (продуктивность на 1 м нефтенасыщенной толщины) по скважинам многопластовых объектов значительно ниже средних значений по скважинам, которые эксплуатировались на отдельные пласты. Это показывает, что не все вскрытые в многопластовом объекте пласты работают. Кроме того, пласты работают асинхронно, т.е. скорость выработки заключенных в них запасов различна. В результате отдельные пласты быстрее вырабатываются и, в дальнейшем, по ним поступает в добывающие скважины вода, не совершающая полезной работы по вытеснению нефти из пористой среды. Это приводит к снижению технологической и экономической эффективности разработки эксплуатационного объекта. Поэтому в «Уточненной технологической схеме...» (2009г) для регулирования процесса разработки были предусмотрены мероприятия по внедрению на месторождении методов и технологий, которые позволили бы в значительной степени избежать негативных последствий.

Основным методом анализа выработки запасов нефти из каждого отдельного пласта являются исследования, выполненные дебитомером-расходомером (прибор PLT). Кроме того, при упругом режиме разработки нефтяных залежей о выработке запасов нефти из пластов можно судить по данным исследования скважин прибором MDT, показывающем величину текущего давления по каждому из выделенных пластов, так как при этом режиме выработка запасов нефти прямо пропорциональна степени снижения пластового давления.

С начала разработки на 01.11.2017г по месторождению добыто 1702,9 тыс.т нефти. Темп отбора от начальных извлекаемых запасов по месторождению составляет 3,2%, темп отбора от текущих извлекаемых запасов – 4,8%, выработка запасов по месторождению составила 33,7%. В таблице 6.1 приведено состояние текущего отбора нефти и состояние выработки запасов нефти от утвержденных извлекаемых по месторождению ( $C_1$ ) по состоянию на 01.11.2017г.

Водонефтяной контакт, утвержденный в подсчете запасов 2001 года, определен по данным ГИС открытого ствола в скважине №65, вскрывшей водонефтяную зону в интервалах продуктивного пласта IV, и принят для всех пластов условно единым на отметке минус 2762,4 м.

После ПЗ-2001 в водонефтяной зоне пробурены две скважины №103 и 104 – в 2009 и 2011 годах соответственно.

Накопленная добыча на 2009 год по залежи в целом составила 877,6 тыс.т нефти и жидкости, отбор от НИЗ составил 0,174 д.ед., текущий КИН – 0,055 д.ед., пластовое давление от начального 31 МПа снизилось до 24,2 МПа (приведенное к начальному ВНК).

Накопленная добыча на 2011 год по залежи в целом составила 1080,3 тыс.т нефти и жидкости, отбор от НИЗ составил 0,214 д.ед., текущий КИН –

0,068 д.ед., пластовое давление от начального 31 МПа снизилось до 19,6 МПа (приведенное к начальному ВНК).

В скважине № 103, также вскрывшей водонефтяную зону в интервалах продуктивного пласта IV, ВНК определен по данным ГИС открытого ствола на глубине минус 2760,6 м, что всего на 1,8 метров выше начальной отметки ВНК, утвержденной в ПЗ-2001. В скважине №104 перфорацией вскрыт интервал 2745-2904 м (пласты I-IV, нижняя дыра перфорации на абсолютной глубине 2753,9 м, что выше начальной отметки ВНК на 8,5 метров), получен приток безводной нефти. Также в районе близ ВНК пробурена скважина № 109, перфорацией вскрыт интервал 2701-2868 м (нижняя дыра перфорации на абсолютной глубине 2720,8 м), получен приток безводной нефти.

Во всех добывающих и нагнетательных скважинах, вскрывших нижний пласт IV, перфорацией вскрыты практически полностью все продуктивные интервалы нижнего пласта IV. Исследования по профилю притока с охватом нижнего пласта IV, проведены в добывающей скважине 101, пробуренной в 2005 г. Исследования проведены в 2006 и 2008 годах (два исследования PLT), которые показали, что в скважине 101 наиболее продуктивным пластом является IV, минимальный приток наблюдается по I-му продуктивному пласту, что может быть связано с засолонением коллекторов. Данное исследование указывает на активную работу пластов нижнего пласта IV (относительно остальных пластов I, II и III). В таблице 3 приведены результаты исследования профиля притока по добывающей скважине №101.

**Таблица 3 – Результаты исследования профиля притока по добывающей скважине №101**

Дата исследования	Пласт	Эффективная нефтенасыщенная толщина перф. интервалов, м.	Толщина работающих интервалов, м.	Приток, %	Дебит нефти, м <sup>3</sup> /сут
09-12.04.2006	I	13,8	4,6	4,0	5,26
	II	15,1	11,0	15,5	20,38
	III	16,0	11,7	20,0	26,29
	IV	31,4	31,3	60,5	79,54
03-07.05.2008	I	13,8	4,6	1,8	1,36
	II	15,1	11,0	37,8	28,46
	III	16,0	11,7	22,0	16,56
	IV	31,4	31,3	38,4	28,91

На основании вышеизложенного можно предполагать об отсутствии

подъема ВНК и об отсутствии активности подошвенных вод.

На сегодня залежи данного объекта разрабатываются практически на упруго-замкнутом режиме, т.к. влияние законтурной области не наблюдается, и вода в продукции скважин не обнаружено. Разработка залежи вызывает снижение пластового давления, одновременно в зоне снижения происходит сжатие пористой среды и расширение жидкости, т.е. суммарный отбор жидкости из пласта за счет этих сил определяется упругостью пласта и насыщающих его жидкостей, их объемом. Ситуация может измениться при осуществлении эффективной реализации системы ППД. Кроме того, необходим постоянный контроль за выработкой запасов нефти, что позволит своевременно решать проблемы, связанные с неравномерной выработкой запасов нефти из пластов многопластового объекта.

Распределение степени поскважинного вскрытия эффективных нефтенасыщенных толщин перфорацией по пластам показано в таблице 4 и 5. Как видно из рисунка, что наибольшая вскрытая перфорацией нефтенасыщенная толщина составляет 217,1 м (скважина №106). Вскрытие эффективных толщин по пластам варьирует от 79 до 82%, в среднем по месторождению составляя 81% (таблица 4). По анализу вскрытых эффективных нефтенасыщенных толщин по скважинам и пластам, а также содержания основных извлекаемых запасов нефти месторождения по пластам, можно отметить, что выработка запасов по пластам происходит достаточно равномерно. Но для подтверждения окончательных выводов о равномерной выработке запасов нефти рекомендуется проведение PLT исследований с охватом добывающего фонда скважин не менее 50%.

**Таблица 4 – Распределение степени вскрытия эффективных нефтенасыщенных толщин перфорацией**

Пласт	Суммарная общая эффективная толщина	Суммарное вскрытие эффективных толщин перфорацией		Суммарная не вскрытая толщина	
	(м)	(м)	% от общего	(м)	% от общего
I	244,2	197,7	81	46,5	19
II	319,5	266,6	83	52,9	17
III	282,2	230,7	82	51,5	18
IV	228,5	180,6	79	47,9	21
В целом по месторождению	1074,44	875,64	81	198,8	19

**Таблица 5 – Подсчет запасов нефти и растворенного газа по состоянию на 01.09.2018г (Протокол ГКЗ РК № 142-01-У от 25.02.2017г)**

Пласт	Категория	Зона	Площадь нефтеносности, тыс.м <sup>2</sup>	Нефтенасыщенная толщина, м	Объем нефтенасыщенных пород, тыс.м <sup>3</sup>	Коэффициенты			Плотность нефти, г/см <sup>3</sup>	Геологические запасы нефти, тыс.т.
						открытой пористости, доли	нефтенасыщенности, доли е	пересчетный		
1	2		4	5	6	7	8	9	10	11
I	C <sub>1</sub>	ЧЗ	4875	13,4	65394,4	0,165	0,662	0,768	0,8475	4649
		ВНЗ	250	5,5	1375					98
Итого по I пласту			5125	13,0	66769					4747
I	C <sub>1</sub>	ЧНЗ	4537,5	17,2	77946,9	0,162	0,658	0,768	0,8475	5408
		ВНЗ	393,8	9,4	3703,1					257
Итого по II пласту			4931,3	16,6	81650					5665
II	C <sub>1</sub>	ЧНЗ	3412,5	15,3	52272,5	0,158	0,655	0,768	0,8475	3521
		ВНЗ	312,5	6,0	1875					126
Итого по III пласту			3725	4,5	54147,5					3647
V	C <sub>1</sub>	ЧНЗ	2937,5	12,0	35293,8	0,145	0,566	0,768	0,8475	1885
		ВНЗ	187,5	5,5	1031,3					55
Итого по IV пласту			3125	1,6	36325,1					1940
Итого по месторождению C <sub>1</sub>										16000

Продолжение Таблицы 5

Коэффициент нефтеизвлечения	Извлекаемые запасы нефти, тыс.т.	Газосодержание, м <sup>3</sup> /т	Геологические запасы р.г.	Извлекаемые запасы р.г. млн.м <sup>3</sup>	Накопленная добыча нефти, тыс.т	Накопленная добыча р.г. млн.м <sup>3</sup>	Остаточные запасы на 01.06.2017г.			
							Геологические запасы н.	Извлекаемые запасы н.	Геологические запасы р.г.	Извлекаемые запасы р.г.
12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
0,316	1469	142	660	209						
	31		14	4						
	1500		674	213						
0,316	1709	142	768	243						
	81		36	11						
	1790		804	254						
0,316	1113	142	500	158						
	40		18	6						
	1153		518	164						
	596		268	85						
	17		8	2						
	613		276	87						
	5056		2272	718	1228	90	14772	3828	2182	628

## 2.2 Анализ структуры фонда скважин, их текущих дебитов и приемистости

С 2003г месторождение находится в промышленной разработке, с 2009г разрабатывается в рамках «Уточненной технологической схеме разработки месторождения» (УТС-2009г), протокол ЦКР РК №56 от 09.04.2009г. Согласно действующему проектному документу, все 4 пласта верхнепермского горизонта объединены в один объект разработки.

Основные положения действующего проектного документа:

- бурение 6 добывающих скважин и 1 нагнетательной скважины;
- проектный уровень отбора нефти – 178 тыс.т;
- проектный уровень отбора жидкости – 240,6 тыс.т;
- проектный уровень объема закачки – 284,8 тыс.м3;
- максимальный фонд добывающих скважин – 13 ед.;
- максимальный фонд нагнетательных скважин – 5 ед.

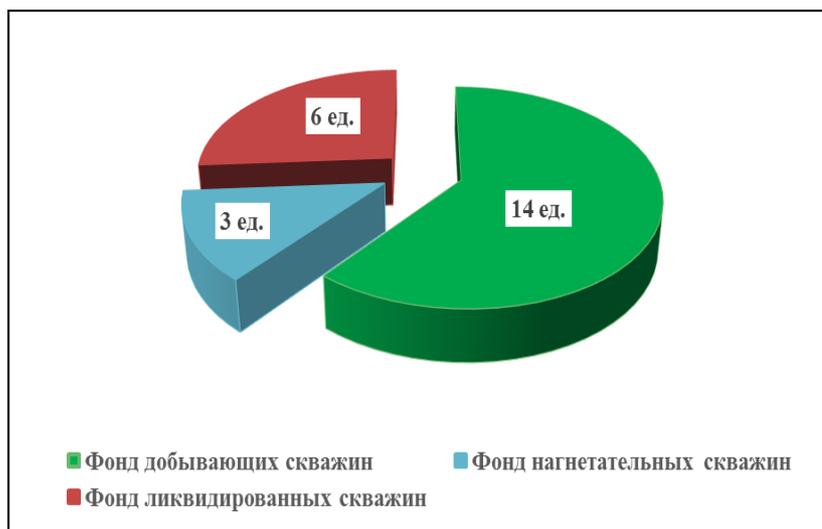
В 2013г выполнен «Анализ разработки месторождения Каратобе Южное» утвержденный Комитетом геологии и недропользования МИиР РК на основании рекомендации ЦКРР РК (Протокол ЦКРР РК №39/8 от 13.09.2013г), в котором, в связи с отклонением проектных показателей по добыче нефти, рекомендовались мероприятия по улучшению эффективности системы разработки и уточнены технологические показатели разработки.

По состоянию на 01.01.2016г на месторождении всего пробурено 23 скважин: из них добывающий фонд составляет 14 скважин, в том числе 13 – действующих, 1 скважина в бездействии. Из действующего фонда добывающих скважин 1 (№101) скважина эксплуатируется фонтанным способом, остальные 12 скважин эксплуатируются механизированным способом с помощью ШГН.

Фонд нагнетательных скважин составляет 3 скважины, в том числе 1 действующая и 2 (№55, 65) бездействующих. За рассматриваемый период была переведена 1 (№103) добывающая скважине под нагнетание.

Фонд ликвидированных скважин составляет 6 ед., из них 5 скважин ликвидированы по геологическим, 1 скважина по техническим причинам.

Распределение эксплуатационного фонда скважин месторождения приведено на рисунке 5. Характеристика фонда скважин по месторождению представлена в таблице 6.



**Рисунок 5 – Распределение эксплуатационного фонда скважин месторождения на 01.01.2018г**

**Таблица 6 – Состояние фонда скважин на 01.01.2018г**

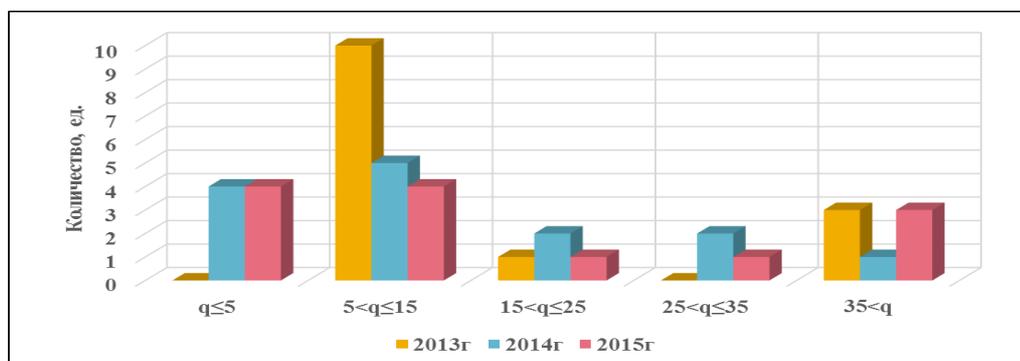
№ п/п	Наименование	Количество скважин	№ скважин
	Фонд добывающих скважин, всего	14	27, 50, 51, 52, 63, 64, 66, 101, 102, 104, 105, 106, 108, 109
	Действующие	13	27, 50, 52, 63, 64, 66, 101, 102, 104, 105, 106, 108, 109
	в т.ч. фонтанные	1	101
	ШГН	12	27, 50, 52, 63, 64, 66, 102, 104, 105, 106, 108, 109
	в простое		
	в бездействии	1	51
	Фонд нагнетательных скважин, всего	3	55, 65, 103
	действующие	1	103
	в освоении		
	в бездействии	2	55, 65
	Фонд ликвидированных скважин, всего	6	53, 58, 59, 60, 61, 62
	по геологическим причинам	5	58, 59, 60, 61, 62
	по техническим причинам	1	53
	Весь пробуренный фонд	23	

За рассматриваемый период с 01.01.2013 по 01.01.2016гг согласно УТС-2009г была пробурена 1 (№109) добывающая скважина и 1 (№103) добывающая скважина была переведена под закачку воды. На дату составления отчета данные скважины

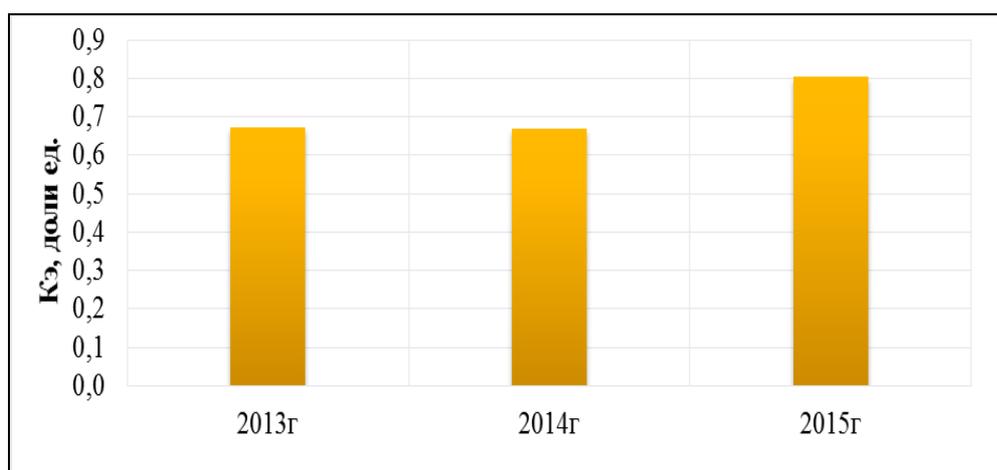
находятся действующем фонде. Распределение добывающего фонда добывающих скважин по дебитам нефти указаны в таблице 7 и на рисунках 6 и 6.1.

**Таблица 7 - Распределение добывающего фонда добывающих скважин по дебитам нефти**

Дейст фонд доб. скв.	Дата	Сред. дебит нефти, т/сут	Диапазон изменения дебитов нефти, т/сут									
			$q \leq 5$		$5 < q \leq 15$		$15 < q \leq 25$		$25 < q \leq 35$		$35 < q$	
			КОЛ-ВО	%	КОЛ-ВО	%	КОЛ-ВО	%	КОЛ-ВО	%	КОЛ-ВО	%
14	01.01.2014	24,1	0	0,0	10	1,4	1	7,1	0	0,0	3	1,4
14	01.01.2015	19,6	4	8,6	5	5,7	2	4,3	2	4,3	1	7,1
14	01.01.2016	17,7	4	0,8	4	0,8	1	7,7	1	7,7	3	3,1



**Рисунок 6 – Динамика распределения действующего фонда добывающих скважин по дебитам нефти**



**Рисунок 6.1 – Динамика коэффициента эксплуатации скважин по объектам и в целом по месторождению**

Проведен анализ техники и технологии, применяемых на месторождении для добычи углеводородов. На месторождении Каратобе Южное эксплуатация скважин ведется как фонтанным, механизированным способом.

### 2.3 Анализ эксплуатации скважин, устьевого и внутрискважинного оборудования

#### *Эксплуатация скважин фонтанным способом*

Устья фонтанирующей скважины оборудована фонтанной арматурой марки «Кымпина 2 9/16’’x700» крестового типа, рассчитанная на рабочее давление 70 МПа, диаметром проходного отверстия ствола елки – 65 мм.

Изменение режима работы скважины осуществляется с помощью штуцеров, установленных на боковых отводах фонтанной елки.

Внутрискважинное оборудование фонтанной скважины выполнено из одноступенчатого подъемника, состоящего из насосно-компрессорных труб (НКТ) с наружными диаметрами Ø 73 мм, что является рациональным в условиях эксплуатации скважины на данном месторождении.

Забойное давление имеет значения 16,2 МПа. Среднее текущее значение давления насыщения составляет 13 МПа.

Характеристика работы скважины приведена в таблице 8.

**Таблица 8 – Характеристика работы фонтанной скважины**

№ скв.	Ø шт, мм	Давления, МПа				Qн, т/сут	Qж, т/сут	Обв. %	Гф. м <sup>3</sup> /т.
		Рпл.	Рзаб.	Рбуф.	Рзатр.				
101	9	19,3	16,2	1,01	10,9	35	42	0	91

Как показывает анализ данных (таблица 8), добыча жидкости производится через штуцер диаметром Ø 9 мм.

Среднесуточный дебит по нефти составляет 35 т/сут, по жидкости 42 м<sup>3</sup>/сут при обводненности 0%.

Исходя, из таблицы 8 видим, что скважина работает при Рзаб> Рнас, что положительно влияет на условия фонтанирования и сохранения энергии пласта.

#### *Эксплуатация скважин штанговыми глубинно-насосными установками (УШГН)*

Устья скважин оборудованы станком–качалкой типа СК-8-3-4000 грузоподъемностью 8 тонн.

На месторождении Каратобе Южное для подъема жидкости на поверхность используются скважинные насосы вставного и не вставного исполнения типа 25-125RHMB, 25-175RHMB, 25-225THM-C, которые спускаются в скважину (127, 140, 178 мм эксплуатационные колонны) на колонне НКТ диаметром Ø 73 мм на необходимую глубину в зависимости от залегания продуктивных пачек. Плунжер насоса спускается на двухступенчатой колонне штанг 19 и 22 мм.

Наземное и подземное оборудование УШГН отвечает условиям эксплуатации: компоновка колонн НКТ и штанг по пропускной способности и прочности соответствует необходимым значениям и допустимым нагрузкам; глубинные насосы по типоразмеру соответствуют продуктивности скважин; насосы спущены на глубину, соответствующую условиям эксплуатации скважин с учётом осложняющих факторов.

Применение на добывающих скважинах штанговых глубинных насосов дает возможность оперативно изменять параметры работы скважины в зависимости от ситуационной характеристики, посредством увеличения\уменьшения длины хода штока, либо числа качаний. В зависимости от добывных возможностей скважины применяются насосы различных диаметров.

Анализ работы фонда, работающего ШГН, показывает, что скважины работают с низким и средним динамическим уровнем, при этом средний коэффициент подачи насосов – 0,2. Кроме чисто технологических особенностей, возможно влияние отложений АСПО, ведущее к сокращению полезного рабочего пространства насоса.

Из приведенной таблицы 9 видно, что теоретическая производительность насосов значительно превышает величину фактической добычи жидкости. Одной из вероятных причин может быть неисправность насоса.

Многие скважин работают с низким коэффициентом подачи, это может быть обусловлено загрязнением призабойной зоны скважин. Рекомендуется периодическая обработка призабойной зоны скважин.

Средний дебит скважин по жидкости варьируется от 1,2 м<sup>3</sup>/сут. (скв. №№27, 52) до 49 м<sup>3</sup>/сут. (скв. №63). Средний дебит скважин по нефти варьируется от 1 т/сут. (скв. №№27, 52) до 41 т/сут. (скв. №62) (таблица 9).

На скважинах №27, 50, 52 в связи с низкой продуктивностью коллектора, продукции ведется в периодическом режиме по 8 часов в день, так как происходит резкое падение динамического уровня в скважине.

**Таблица 9 – Характеристика оборудования и технологический режим работы скважин, эксплуатируемых УШГН**

№ ПП	№ скв	Инт. перф., м	кач. в мин	L хода, м	Н ин	Д н	Теор. произ.	Ср. сут. дебит		Обв., %	Коэфф. подачи
								нефти, т/сут	жидкость, м <sup>3</sup> /сут.		
	7	2700-2828	4,5	1,2	218	4	11,8	1,0	1,2	0	0,1
		2758-2875	6,0	1,2		9	11,5	3,0	4	0	0,35

	0				97	2					
3	2	2563-2638	6,0	2,5	342	4	32,7	1,0	1,2	0	0,04
4	3	2567-2747	8,5	3	33	7	93,6	41,0	49,0	0	0,52
5	4	2681-2810	6,5	3	33	2	31,2	7,0	8,0	0	0,3
6	6	2632-2795	6,0	3	89	7	66	45,8,0	38	0	0,6
7	02	2512-2718	6,5	3	10	4	42,5	13,0	15	0	0,35
8	04	2745-2904	3,5	3	480	2	16,8	2,5	6	0	0,36
9	05	2746-2441	7,5	3	3	7	82,6	13,8	49,0	0	0,6
0	06	2532-2823	6,0	3	009	4	39,2	15,3	14	0	0,36
1	08	2513-2695	6,5	3	98	4	42,5	8,0	10,0	0	0,24
2	09	2701-2868	7,5	3	45	7	82,6	22,5	20,0	0	0,24

Возможным мероприятием по выравниванию технологической составляющей добычи штанговыми глубинными насосами (для существующей суточной добычи) может быть изменение параметров работы станка-качалки, указанное в нижеприведенной таблице 10. Мероприятия по изменению длины хода штока либо числа качаний могут привести к повышению качества работы глубинного насоса, повышению его коэффициента подачи, а также, наиболее важно – более эффективно вести разработку залежи, но если данные мероприятия не повлияют на повышение добычи, то с большей долей вероятности будут внедрять УЭЦН.

**Таблица 10 – Возможное мероприятие по изменению длины хода штока ШГН**

п/п	№ скв.	Существ.	Сущест в.	Намечае м.	Существ.	Намечае м.	Ø, мм	Теор. произв. при сущест в.	Теор. произв. при намеч.
		Qжид, м <sup>3</sup> /сут	L хода, м	L хода, м	Н кач., ед./мин	Н кач., ед./мин		L хода	L хода
		3	4	5	6	7		8	9
1	27	1,2	1,2	0,9	4,5	1,2	32	1,73	11,8
2	50	4	1,2	1,2	6	2,6	32	4,99	11,5
3	52	1,2	2,5	0,9	6	1,2	32	1,73	32,7
4	63	49	8,5	6	3	3	57	66,06	93,6

5	64	8	3	2,5	6,5	2,5	32	10,00	31,2
6	66	38	3	3	6	4	57	44,04	66
7	102	15	3	2,5	6,5	3,4	44	18,53	42,5
8	104	6	3	2	3,5	2,4	32	7,68	16,8
	105	49	3	3	7,5	5	57	55,05	82,6
0	106	14	3	2,6	6	3	44	17,00	39,2
1	108	10	3	2	6,5	3	44	13,08	42,5
2	109	20	3	2	7,5	3,4	57	24,96	82,6

## 2.4 Анализ выполнения мероприятий по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин

Содержание парафина в нефти месторождения Каратобе Южное составляет 2,2 – 4,2% по массе, поэтому при снижении температуры и давления в стволе скважины растворимость нефти по отношению к парафину уменьшается, что приводит к его выпадению в осадок на глубинном и устьевом оборудовании скважин.

Отсутствие обводненности добываемой продукции также ведет к интенсификации парафиноотложения.

Ежемесячно в скважинах проводится промывка горячей нефтью при помощи агрегата АДПУ. Способ удаления АСПО из нефтепромыслового оборудования путём обработки горячей нефтью прост и сразу даёт результат. Однако для этого нельзя использовать нефть из нижней части резервуара, где оседает большое количество компонентов парафинового ряда.

При закачке высокопарафинистой нефти это возможно ещё больше осложнит проблему. Наиболее предпочтительной является обратная промывка, исключая образование парафиновых пробок. Одновременно с промывкой горячей нефтью проводится закачка химреагента “KL-99”.

Добавление углеводородных растворителей способствует очистке глубинного и устьевого оборудования от парафина, улучшению фильтрационных характеристик призабойной зоны пласта, значительно облегчает освоение скважин после проведения в них ремонтных работ.

## 2.5 Состояние системы поддержания пластового давления

На дату отчета на месторождении Каратобе Южный закачка воды осуществляется скважиной №103. Контроль за режимом закачки воды осуществляется на станции ППД.

В качестве источника воды для поддержания пластового давления используется вода из водозаборной скважины №102В и закачивается с устья скважин №103 при

помощи насоса марки 3S125A8/40 (производства КНР). Производительная мощность насоса 8-12 м<sup>3</sup>/час.

В таблице 11 приведены данные по нагнетательным скважинам по состоянию на 01.01.2019г.

**Таблица 11 – Текущие параметры работы нагнетательной скважины**

П	кв.	Прием-сть м <sup>3</sup> /сут	Давление наг-ния, МПа	Объем закачки воды, м <sup>3</sup>		
				За месяц	С начала года	С начало освоения
	03	94,3	11,1	4141,9	27453,4	51230,6

## **2.6 Анализ состояния системы сбора и подготовки добываемой продукции скважин**

Для сбора и промысловой подготовки продукции скважин месторождения Каратобе Южное реализована однетрубная лучевая напорная герметизированная система сбора нефти и газа. Принципиальная технологическая схема УПН месторождения Каратобе Южное представлена на рисунке 4.3.1.

Система сбора нефти, газа месторождения включает выкидные трубопроводы от устьев добывающих скважин до УПН – металлические трубы диаметром Ø 114 мм общей протяженностью 8,7 км.

Продукция скважин по выкидным линиям поступает на УПН, где производится замер дебита каждой скважины на АГЗУ «Спутник». Для ввода ингибитора коррозии и парафиноотложения на площадке АГЗУ предусмотрен блок БР-2,5.

С групповой замерной установки продукция скважин по нефтегазосборному коллектору диаметром Ø 200 мм поступает в нефтегазовый сепаратор (НГС), где производится первичная сепарация нефти от нефтяного газа при давлении 0,25 МПа.

Газ с НГС направляется в газовый сепаратор, где производится очистка газа от уловленных капель жидкости, и далее на вторичный газовый сепаратор системы топливного газа для окончательного очищения.

Нефть после сепаратора НГС направляется в буферную емкость, где производится дальнейшее разгазирование нефти при давлении 0,05 МПа. Выделившийся газ из буферной емкости направляется на факел низкого давления.

Разгазированная нефть из буферной емкости насосами направляется в подогреватель нефти ППНП1-0,65/0,63, где осуществляется подогрев нефти до 60<sup>0</sup>С, и далее закачивается в резервуарный парк товарной нефти, состоящий из 2 резервуаров объемом 2000 м<sup>3</sup> каждый и одного резервуара объемом 400 м<sup>3</sup>.

С резервуаров товарная нефть магистральными насосами откачивается в магистральный нефтепровод «Каратобе Южное – УПН Лактыбай» и далее подается в систему магистральных нефтепроводов «Казтрансойл».

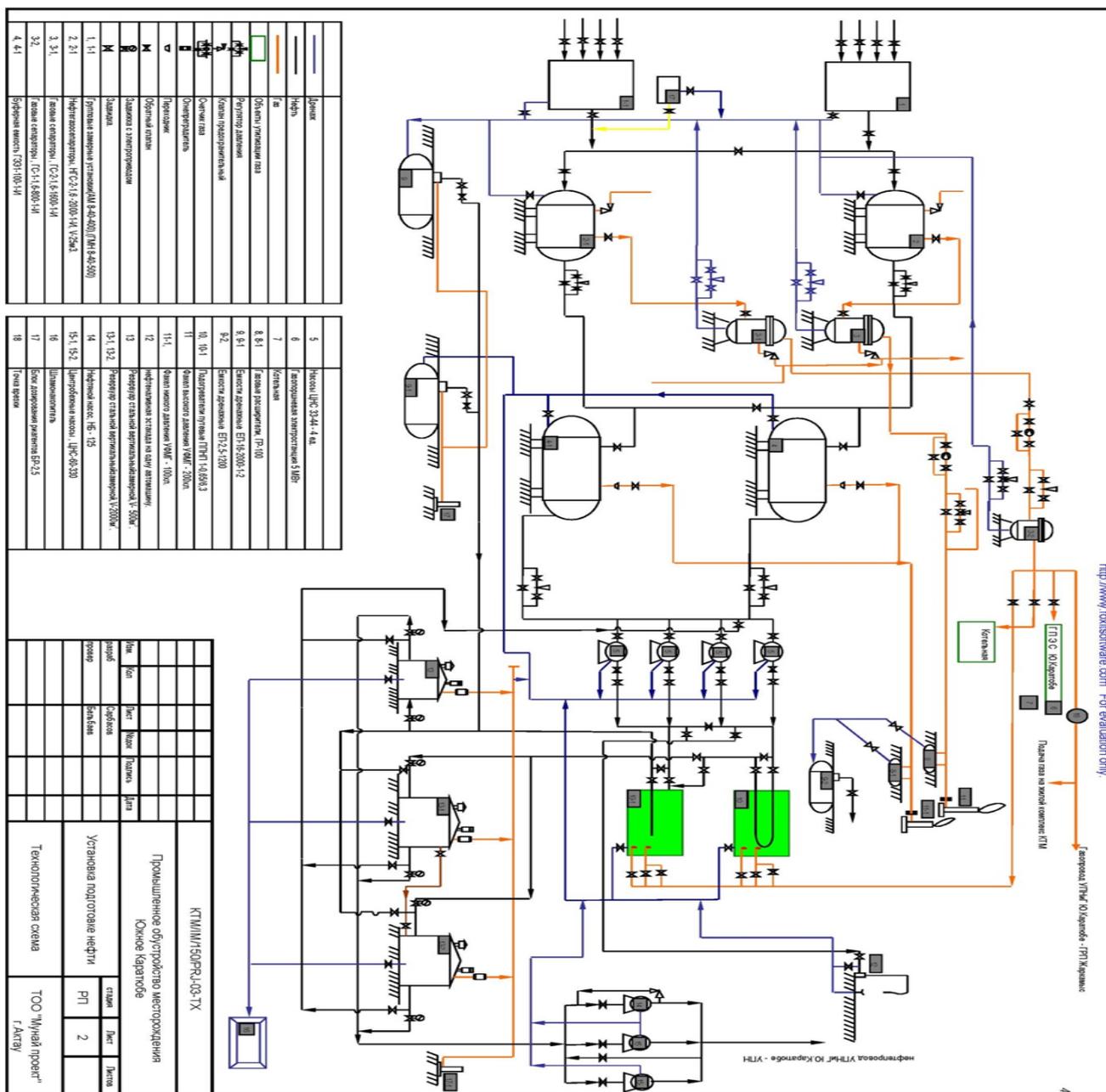
Для сбора утечек с насосов и аппаратов предусмотрены дренажные емкости.

Попутный газ на УПН Каратобе Южное утилизируется на следующих установках:

- Котельная установка «Erensan»;
- Котельная «МКУ/АНМ 300-0,6»;
- Печь подогрева нефти ППНП 1-0.65\6.3;
- Газопоршневая установка ГПУ «Cummins» (4 единицы);
- Котел «Protherm PLO» в гараже вахтового городка.

С УПН Каратобе Южное производится подача газа в поселок Жаркамьыс с помощью построенного газопровода.

В настоящее время существующая система сбора продукции скважин, подготовка и транспортировка сырья до пункта сдачи работает в заданных режимах, обеспечивая стабильность производственного цикла.



## Рисунок 7 – Принципиальная технологическая схема УПН месторождения Каратобе Южное

Для определения величин вовлеченных в активную разработку запасов нефти, при сформировавшейся на данный момент системе разработки и применяемой технологии добычи, по методике А. Лысенко были построены графики зависимости удельного месячного отбора нефти на одну скважину от накопленных отборов нефти на середину месяца, основанные на фактических данных (рисунок 7). Этот метод позволяет определить величину вовлеченных запасов нефти по объекту разработки. Определив вовлечённые в разработку запасы и, зная геологические запасы нефти по залежам, рассчитан потенциальный КИН при существующей системе разработки. Прогнозные вовлеченные в разработку запасы нефти и потенциальный КИН по месторождению приведены в таблице 12. Из таблицы видно, что при сложившейся системе разработки, невозможно достичь утвержденных КИН, т.к. вовлекаемые запасы ниже утвержденных извлекаемых запасов нефти.

На дальнейший период промышленной разработки месторождения в данной работе, рассмотрены мероприятия по улучшению существующей системы разработки проведение ГРП и в добывающих замена ШГН на ЭЦН. Реализация данных мероприятия позволит спроектировать более эффективную систему разработки, позволяющую достичь планируемого объема добычи нефти и утвержденного КИН по месторождению.

**Таблица 12 - Сопоставление результатов расчета вовлекаемых запасов**

По мест.	Запасы нефти, тыс.т.				КИН, доли ед.			Накоп. добыча нефти тыс.т.	Отбор от НИЗ, %
	геол	изв. (утв.)	вовлеч.	невовлеч.	утв.	тек.	пот.		
	16000	5056	3315,9	1740,1	0,316	0,106	0,207	1702,9	33,7

### 3. Специальная часть

Для прогноза технологических показателей и эффективности внедрения ЭЦН и гидроразрыва пласта моделировались скважина №66, скважина №104, скважина №105, скважина №106, скважина №109. Период по которому измерялись данные 2019-2032 года. При моделировании использовался ЭЦН model TD4100 series 400, максимальной мощностью 26 (hp) – лошадиных сил, имеющий КПД - 55% . скорость 3500 RPM, и частоты 60 Гц, диаметр насоса составляет 101,6 мм (рисунок 8).

Все технологические показатели были рассчитаны и смоделированы с помощью программного обеспечения “PIPESIM 2017.1”.

Согласно моделированию конструкции скважины в программном обеспечении «PIPESIM 2017.1» предусматривались следующие данные:

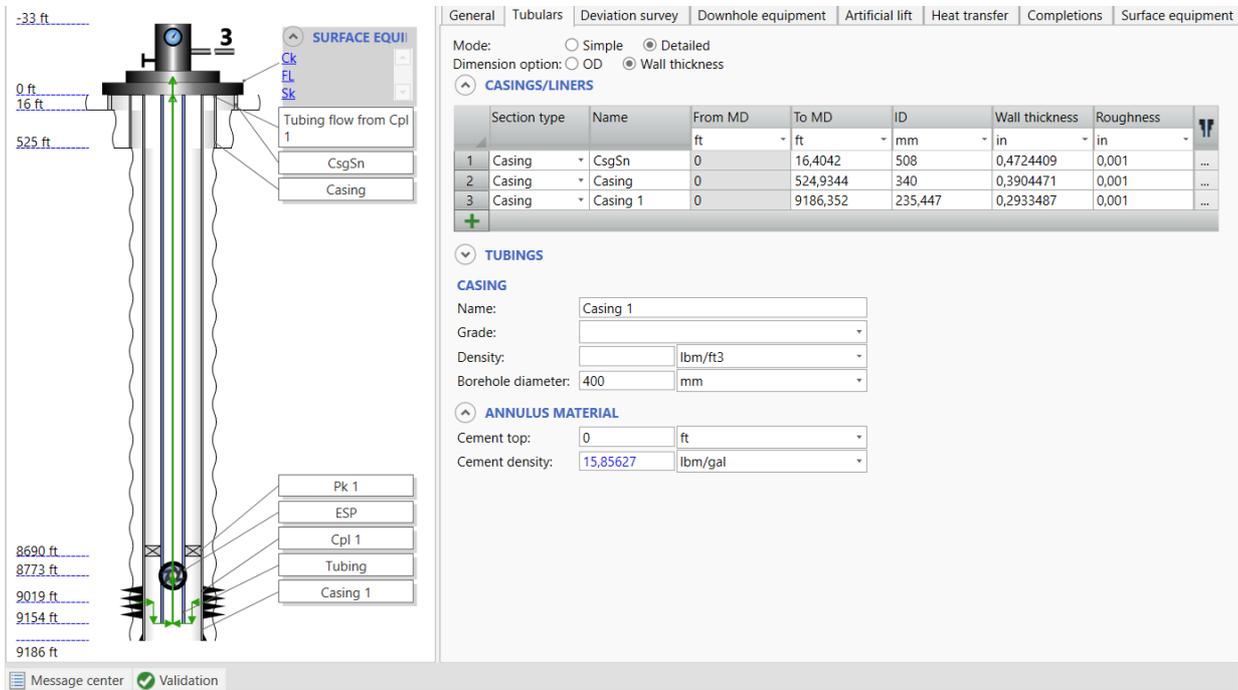
Направление Ø 508мм спускается на глубину 20м и цементируется на всю длину для предохранения от размыва устья скважины и для соединения устья скважины с циркуляционной системой буровой установки.

Кондуктор Ø 393,7мм спускается до глубины 160 метров и цементируется с подъемом цементного раствора марки ПЦТ-I-50 по ГОСТ 1581-96 до устья, с целью перекрытия верхних малоустойчивых слоев и водоносных горизонтов.

Промежуточная колонна Ø 235,5мм спускается в зависимости от геологических условий до глубины 2800 метров и цементируется с подъемом цементного раствора марки D907 класса G до устья, с целью перекрытия водоносных горизонтов и для предотвращения их загрязнения при дальнейшем бурении скважины.

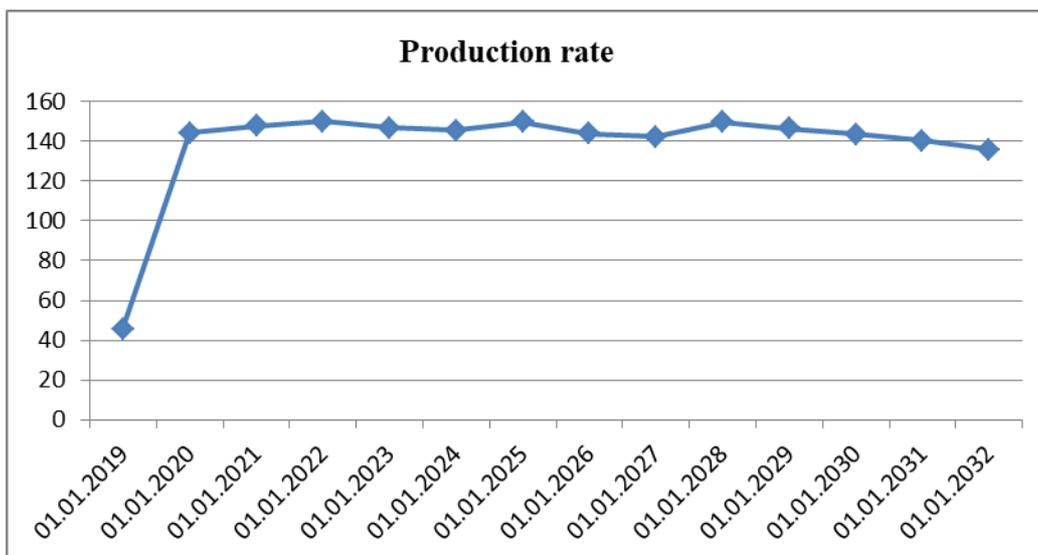
Эксплуатационная колонна Ø 177,8мм спускается до проектной глубины (2850-3000м в зависимости от места заложения скважин) и цементируется в II ступени с установкой МСЦ на глубине 1900м (с заходом в башмак промежуточной колонны на 50м согласно п. 220 ТПБНГДО) с подъемом цементного раствора до устья с целью разобщения продуктивного горизонта от водоносных горизонтов и для эксплуатации вскрытых скважиной продуктивных горизонтов.

Как показывает слово Validation с зеленой «галочкой» в нижней части рисунка 8 конструкция скважин, а также другие технологические показатели полностью соответствует эксплуатационным параметрам.



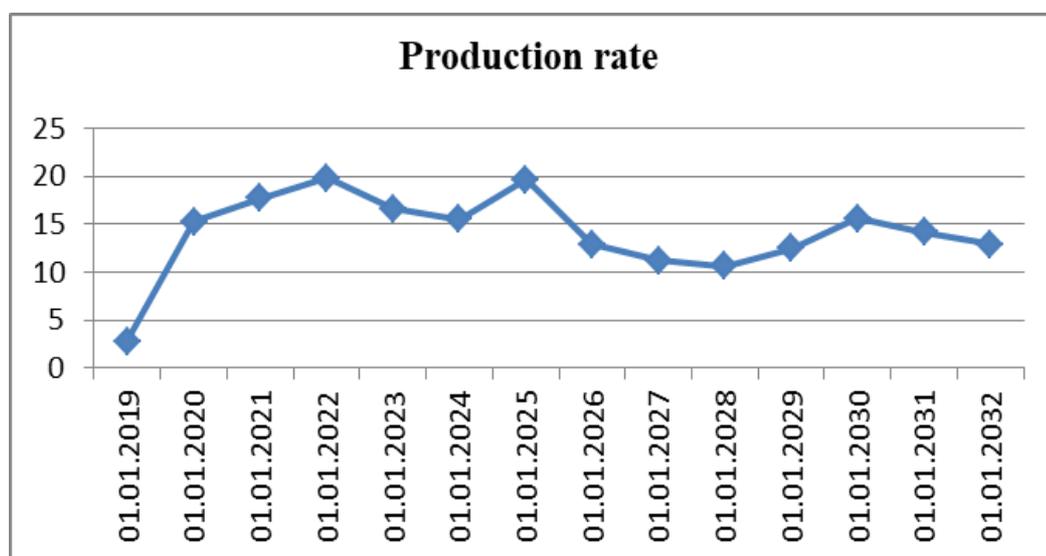
**Рисунок 8 – Технологические показатели конструкции скважин**

Скважина №66 введена в эксплуатацию 26 ноября 2013г. Проектом предполагалась нефтенасыщенная тощина, равная 98 м, фактически толщина составила 85,8 м. После моделирования внедрения ЭЦН и проведения ГРП, среднесуточный дебит составил 145 т/сут. Накопленный отбор нефти составил 635,1 тыс.т нефти (рисунок 9)



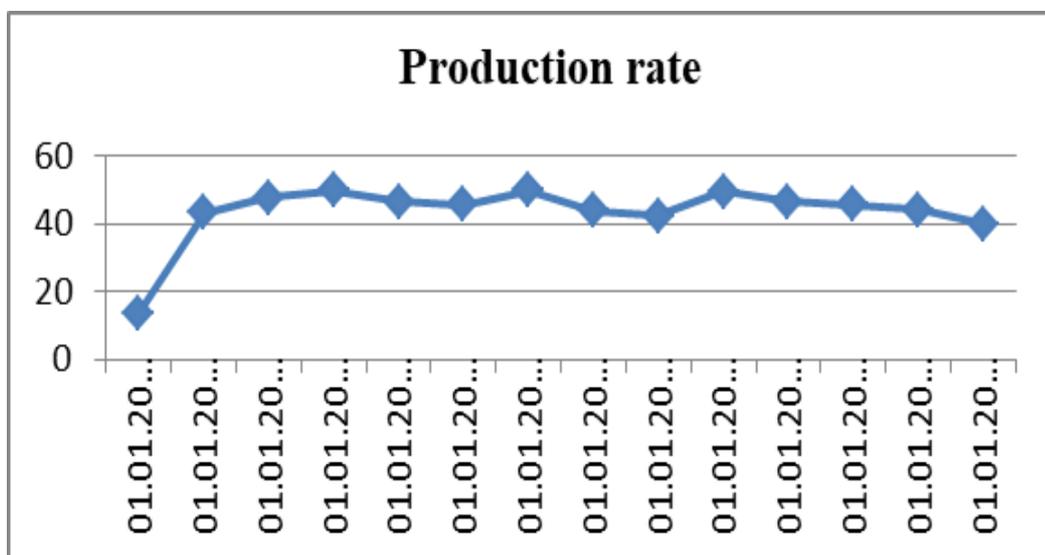
**Рисунок 9 – Динамика дебита нефти при внедрении ЭЦН и проведения ГРП на скважине №66**

Скважина №104 вступила в эксплуатацию в мае 2011г. К 2019 году средний дебит нефти составляет 2,5 т/сут. По данной скважине при испытании получен низкий дебит нефти из-за загрязненности призабойной зоны скважины (ПЗС) механическими примесями, что подтверждается результатом исследования КВД в открытом стволе скважины (ИПТ). При этом проницаемость пласта выше среднего значения по месторождению. Чтобы увеличить среднесуточный дебит были смоделированы следующие мероприятия: внедрение ЭЦН и проведение ГРП, это привело к увеличению дебита до 14 т/сут (рисунок 10). Накопленной отбор по скважине составил 61,5 тыс.т нефти.



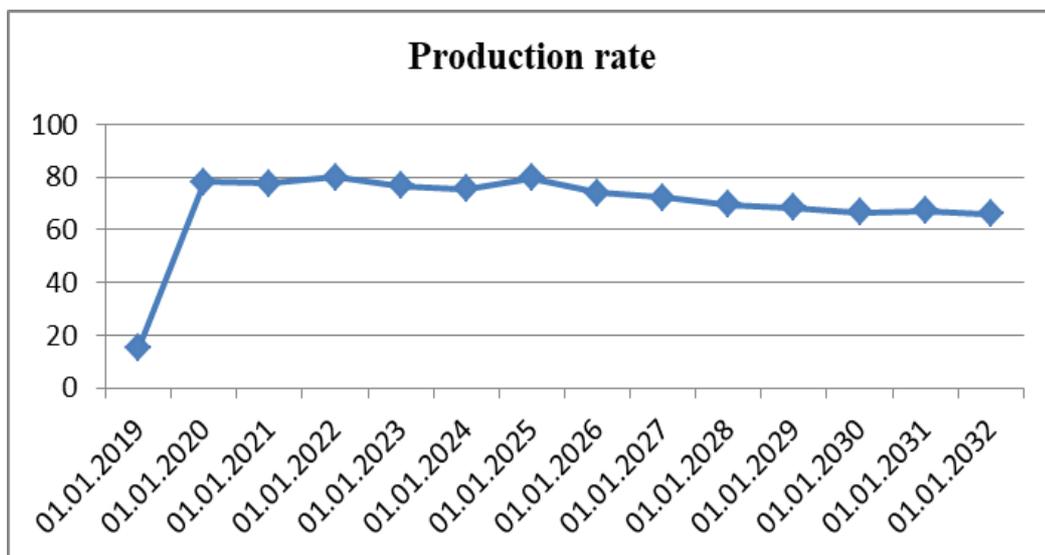
**Рисунок 10 – Динамика дебита нефти при внедрении ЭЦН и проведения ГРП на скважине №104**

Скважина №105 была введена в эксплуатацию в декабре 2010г. К 2019 году среднесуточный дебит составляет 13,8 т/сут. При проведении моделирования следующих процессов: внедрение ЭЦН, проведение ГРП и увеличению режима работы наблюдается постепенное увеличение среднемесячного дебита нефти до 43,2 т/сут (рисунок 11). Накопленная добыча нефти составила 188,9 тыс.т.



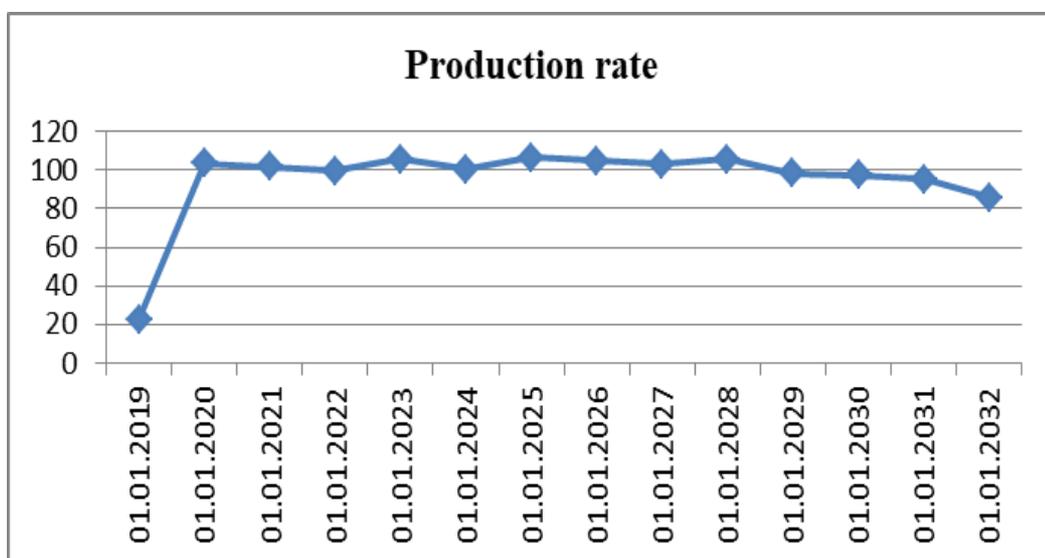
**Рисунок 11 – Динамика дебита нефти при внедрении ЭЦН и проведения ГРП на скважине №105**

Скважина №106 эксплуатируется с июля 2010г. Проектная толщина составляет 91 м, фактически было вскрыто 114,4 м. Однако, несмотря на вскрытие большей нефтенасыщенной толщины, к 2019 среднесуточный дебит нефти составляет 15,3 т/сут. При проведении моделирования следующих процессов: внедрение ЭЦН, проведение гидроразрыва пласта, средний дебит нефти скважины составил 71,5 т/сут (рисунок 12). Накопленный отбор нефти по скважине составил 313,6 тыс.т.



**Рисунок 12 – Динамика дебита нефти при внедрении ЭЦН и проведения ГРП на скважине №106**

Скважина №109 введена в эксплуатацию ноябре 2013г и вскрыла все 4 пласта. К 2019 году среднесуточный дебит нефти 22,5 т/сут с нулевой обводненностью, что является ниже проектных значений, но при моделировании следующих процессов: внедрение ЭЦН, проведение ГРП, на графике видно, что дебит нефти повысился. Таким образом, средний дебит нефти скважины составил 99,6 т/сут (рисунок 13). Накопленный отбор нефти по скважине составил 429,8 тыс.т.



**Рисунок 13 – Динамика дебита нефти при внедрении ЭЦН и проведения ГРП на скважине №109**

#### 4. Техничко-экономическая часть

#### 4.1 Обоснование нормативов капитальных вложений и эксплуатационных затрат, принятых для расчетов экономических показателей

Настоящий раздел приводит подробное описание параметров и допущений, использованных для определения доходной и расходной части прогнозных экономических расчетов.

Все стоимостные показатели, применяемые в расчетах, приведены в текущих ценах с переводом национальной валюты тенге в доллары США для упрощения дальнейших расчетов. Также принято, что на весь проектный период обменный курс Национального банка Республики Казахстан будет неизменным.

При расчете нормативов принят обменный курс, равный значению в 380 тенге/\$ США. На момент начала расчета курс составил – 380 тенге/\$ США.

##### Экономические и финансовые допущения

Для проведения экономической оценки разработки месторождения использован ряд экономических и финансовых допущений, таких как цены, налоги, инфляция, ставка дисконтирования и т.д. Ниже приведено подробное описание каждого из допущений.

**Таблица 13 – Цены**

№	Наименование	Единица измерения	Значение
1	2	3	4
1	Цена реализации нефти в дальнее зарубежье	долл./тонну	651,60
2	Расходы по транспортировке 1 т. нефти в дальнее зарубежье	долл./тонну	59,77
3	Цена реализации нефти на внутренний рынок	долл./тонну	250,00
4	Расходы по транспортировке 1 т. нефти на внутренний рынок	долл./тонну	18,75

Эксплуатационные затраты включают в себя следующие элементы затрат:

- затраты на химические реагенты;
- энергетические затраты;
- затраты на водоснабжение;
- услуги производственного и непроизводственного характера;
- общеадминистративные затраты;
- прочие расходы;
- амортизационные отчисления;
- ликвидационный фонд.

Затраты на химреагенты определялись в зависимости от объема добываемой жидкости и включают удельные затраты по используемым реагентам.

Затраты на электроэнергию рассчитывались в зависимости от добычи жидкости и закачки агента. При расчете этих затрат учтена средняя стоимость электроэнергии и ее удельный расход.

Затраты на водоснабжение рассчитываются в зависимости от объема закачки воды и себестоимости 1 м<sup>3</sup> добытой воды.

Оплата труда персонала рассчитывалась исходя из численности персонала, рассчитанной по нормативам для предприятий нефтяной и газовой промышленности и среднемесячной заработной платы.

Эксплуатационные расходы также включают в себя социальные отчисления в бюджет области, согласно контракту недропользователя в размере 100 тыс. долл. США ежегодно.

Развернутая форма технико-экономических нормативов расчета эксплуатационных затрат по месторождению представлена в таблице 14.

**Таблица 14 – Техничко-экономические нормативы расчета эксплуатационных затрат**

№	Показатель	Единица измерения	Значение
1	2	3	4
1	Сырье и материалы		
.1	Стоимость 1 кг химреагентов для подготовки нефти	\$/кг	9,67
.2	Расход химреагентов для подготовки нефти	кг/тонну нефти	0,08
	Э/энергия		
.1	Стоимость 1 кВт э/энергии	долл./кВт.ч	0,1
.2	Расход э/энергии на мех. добычу кВт.ч. на 1 тонну жидкости	кВт.ч/т	28,9
.3	Расход эл/энергии на сбор и внутрипромысловую транспортировку нефти	кВт.ч/т	1,6
.4	Расход э/энергии при подготовке нефти	кВт.ч/т	6,8
.5	Расход э/энергии при закачке воды	кВт.ч/тыс. м3	5,2
	Техническая вода		
.1	Стоимость 1 м3 воды	м3/тыс. м3	0,5
	ФОТ		
.1	Оплата труда ППП	тыс.\$ /год	1400,97
.2	Оплата труда АУП	тыс.\$ /год	1156,87
	Прочие		
.1	Затраты на обучение персонала (% от затрат на добычу)	%	1

.1	Страхование материальных активов (% от остаточной стоимости основных средств)	%	1
.2	Общедминистративные затраты (за искл. ФОТ АУП)	тыс.\$ /год	123 4,32
.3	Социальные отчисления в бюджет области	тыс.\$ /год	100
.4	Отчисления в ликвидационный фонд (% от затрат на добычу)	%	1
.5	НИОКР (% от совокупного годового дохода предприятия)	%	1

Продолжение Таблицы 14

	Расход нефти на собственные нужды		
.1	Удельный вес расхода нефти на собственные нужды	%	0,001
	Технологические потери нефти		
.1	Удельный вес потерь нефти	%	0,2
	Коэффициент баррелизации	т/барр.	7,24
	Курс доллара	тенге/\$	150
0	Инфляция	%	0,02

## 4.2 Экономические показатели разработки

Конечной целью экономической оценки вариантов разработки является выбор наилучшего варианта, обеспечивающего целесообразность промышленного освоения проектируемого объекта и наибольшую эффективность нефтедобычи. При выборе рекомендуемого варианта разработки анализировались: проектный уровень добычи нефти, накопленная добыча нефти за рентабельный срок, срок достижения экономического предела, срок окупаемости инвестиций, капиталовложения, эксплуатационные затраты, чистая прибыль, накопленный поток денежной наличности и экономические показатели.

Экономическая оценка вариантов разработки по месторождению в целом проводилась в соответствии с «Едиными правилами по рациональному и комплексному использованию недр при разведке и добыче полезных ископаемых» и общепринятой мировой практикой.

Система рассчитываемых показателей, выступающих в качестве экономических критериев, включает в себя:

- чистую прибыль (прибыль валовая за минусом налоговых отчислений, выплачиваемых из прибыли);
- денежные потоки наличности. Годовой денежный поток наличности определяется как разница между полученным совокупным годовым валовым доходом и затратами, полученными и произведенными в рамках действия Контракта на недропользование;
- дисконтированный поток денежной наличности (чистая приведенная стоимость) - NPV при норме дисконта, равной 10%;
- удельные показатели по затратам.

В систему рассчитываемых показателей также включены:

- капитальные вложения на освоение месторождения;
- эксплуатационные затраты на добычу нефти.

Экономический расчет произведен как в реальных, так и в текущих ценах. При проведении расчетов бралась во внимание инфляция – рост общего уровня цен и издержек, сопровождающийся потерей покупательной способности денежной единицы – доллара США. Расчет показателей производился:

а) в текущих (с учетом инфляции) ценах, отражающих изменение цены во времени и рассчитанных исходя из годового коэффициента инфляции;

б) в расчетных ценах (очищенных от инфляции), необходимых для правильной оценки результатов проекта, а также для обеспечения сравнимости показателей проекта в различных условиях.

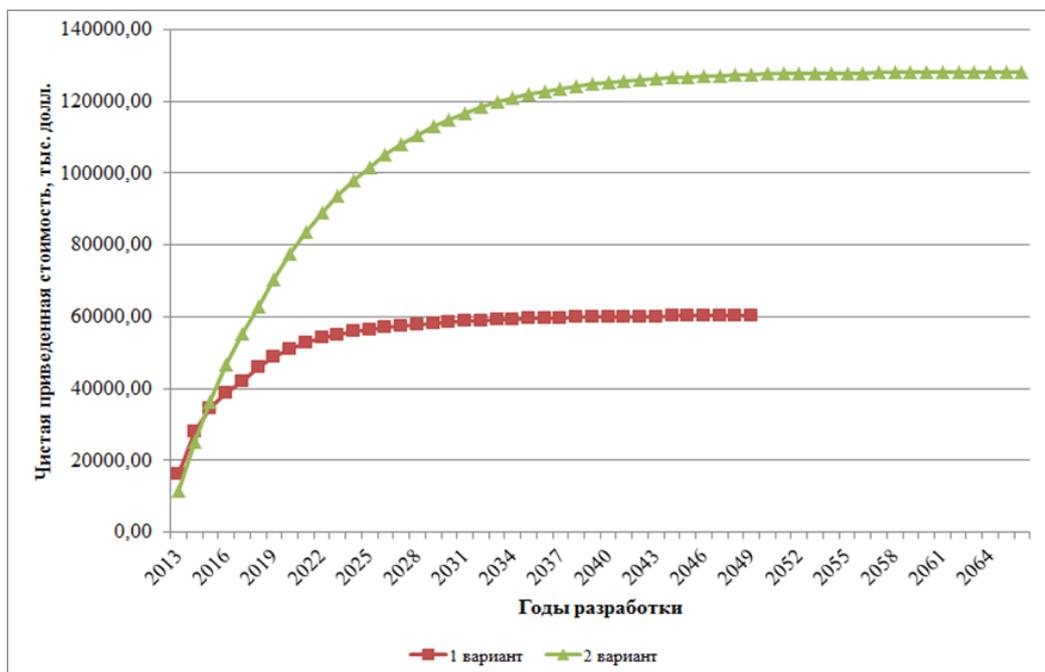
При определении денежных потоков применялось дисконтирование – метод приведения разновременных затрат и результатов к единому моменту времени, в данном случае к 2013г, отражающий ценность прошлых и будущих поступлений (доходов) с современных позиций. Приведение делалось для того, чтобы при вычислении значения чистой приведенной стоимости исключить из расчета общее изменение масштаба цен, но сохранить (происходящие из-за инфляции) изменения в структуре цен.

Основным показателем, определяющим выбор рекомендуемого варианта из всех рассматриваемых, является дисконтированный поток денежной наличности (ЧПС).

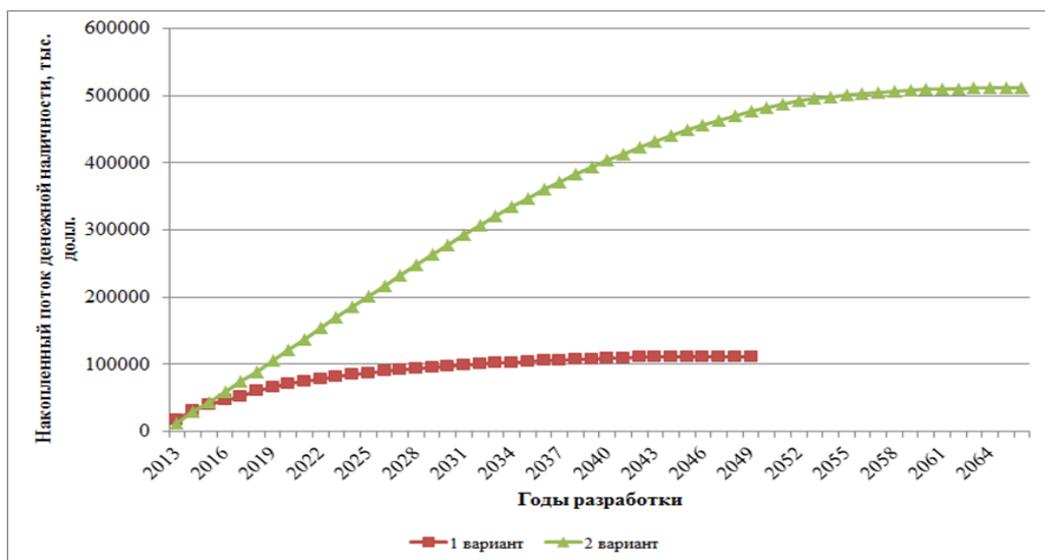
Индекс доходности также имеет весомое значение при оценке экономической эффективности проектов с большими капитальными затратами. Если индекс доходности больше единицы, вариант эффективен.

Результаты технико-экономических расчетов приведены в таблице 14. На базе приведенных технико-экономических показателей по каждому варианту проведен анализ и выбор рекомендуемого варианта разработки.

2 вариант является наиболее выгодным при сравнении вариантов разработки. Индекс доходности и дисконтированный индекс доходности по этому варианту больше единицы, т.е. проект рентабелен. Внутренняя норма прибыльности выше 10%. Показатель чистой приведенной стоимости, накопленного потока денежной наличности, суммарных выплат государству на 2065 г. по 2 варианту являются максимальными среди показателей всех рассматриваемых сценариев.



**Рисунок 14 – Динамика чистой приведенной стоимости по вариантам разработки**



**Рисунок 15 – Динамика накопленного потока денежной наличности по вариантам разработки**

**Таблица 15 - Технико-экономические показатели вариантов разработки в целом по месторождению Каратобе Южное**

	Наименование показателей	Вариант	
		1	2
.	Проектный уровень добычи нефти, тыс. т в год	95,25	96,03
.	Темп отборов при проектном уровне, %	1,88	1,90
.	Год выхода на проектный уровень	2014	2014
.	Проектный уровень добычи жидкости, тыс.т/год	95,40	96,21
.	Проектный уровень закачки рабочих агентов, тыс.т	28,44	106,93
.	Накопленная добыча нефти, тыс.т		
	за 5 лет	324,76	428,56
	за 10 лет	479,40	787,59
	за проектно-рентабельный период	974,83	2471,10
	с начала разработки	2164,13	3660,40
.	Коэффициент нефтеотдачи, %	13,53	22,88
.	Накопленная добыча жидкости, тыс.т		
	за 5 лет	325,47	433,92
	за 10 лет	480,36	798,25
	с начала разработки	2182,23	5072,49
.	Накопленная закачка рабочих агентов, тыс.т		
	за 5 лет	119,69	467,16

	за 10 лет	250,09	999,90
	с начала разработки	1108,60	4902,46
0.	Максимальный фонд скважин за рассматриваемый срок разработки, всего, шт.	16	17
	в том числе: добывающих	14	13
	Нагнетательных	2	4
1.	Фонд скважин для бурения всего, шт.	0	1
	в том числе: добывающих	0	1
	Нагнетательных	0	0
2.	Средневесовая обводненность к концу разработки, %	11,60	73,18
3.	Капитальные вложения, тыс. долл. США, за проектный период	482,47	6241,32
4.	Эксплуатационные затраты, тыс. долл. США, за проектный период разработки	324662,50	613801,74
5.	Средняя себестоимость 1 т нефти за 1 год разработки (производственная), долл. США	127,71	137,43
6.	Накопленный поток денежной наличности, тыс. долл. США, за проектный период разработки	111711,18	511374,55

*Продолжение Таблицы 15*

7.	Суммарные выплаты Государству, тыс. долл. США, за проектный период разработки	300185,33	1054169,07
8.	Налогооблагаемый доход, тыс. долл. США, за проектный период разработки	95407,69	640361,70
9.	Чистая приведенная стоимость при ставке 10%, тыс. долл. США, за проектный период разработки	60286,32	128094,63
0.	ВНП (IRR)	21,87%	35,16%
1.	Индекс доходности, за проектный период разработки	1,19	1,31
2.	Дисконтированный индекс доходности инвестиций, за проектный период разработки	1,19	1,31
3.	Срок достижения экономического предела эксплуатации месторождения (год)	2048	2065

**Таблица 16 – Эксплуатационные затраты в целом по месторождению Каратобе Южное (рекомендуемый вариант)**

Год	Электронегия				Оплата труда и обучение персонала														Услуги сторонних организаций производственного характера													
	на ремонт	на сбор	на	на	Водо-снабжение	ФОТ	Обучение	Транс-порт	Испытание	Расходы на ООС	Услуги РЛ	ПРС	КРС	Содержание авто-дорог	Испытание и ремонт	Ремонт зданий и сооруже-ний	Аренда авто-тран-спорта	НИОКР	Другие затраты													
тыс \$	тыс \$	тыс \$	тыс \$	тыс \$	тыс \$	тыс \$	тыс \$	тыс \$	тыс \$	тыс \$	тыс \$	тыс \$	тыс \$	тыс \$	тыс \$	тыс \$	тыс \$	тыс \$	тыс \$	тыс \$												
2013	74,26	277,53	15,36	65,09	26,17	25,17	1400,97	71,51	70,49	284,73	96,26	88,77	97,14	439,31	134,15	48,46	9,22	233,83	70,49	479,19	157,37											
2014	71,44	266,98	14,78	62,62	54,63	52,52	1428,99	68,40	67,81	290,42	92,60	90,55	99,09	448,09	136,84	49,43	9,40	238,51	67,81	452,60	151,39											
2015	68,28	255,18	14,13	59,85	56,08	53,92	1457,57	65,08	64,82	296,23	88,51	92,36	101,07	457,05	139,57	50,42	9,59	243,28	64,82	423,13	144,70											
2016	65,93	246,39	13,64	57,79	57,85	55,62	1486,72	68,26	62,58	302,15	85,46	94,21	103,09	466,19	142,37	51,43	9,78	248,14	62,58	451,51	139,72											
2017	64,25	240,09	13,29	56,31	59,30	57,02	1516,46	66,49	60,98	308,20	83,28	96,09	105,15	475,52	145,21	52,46	9,98	253,10	60,98	435,30	136,14											
2018	63,67	237,94	13,17	55,81	60,81	58,47	1546,78	65,78	60,44	314,36	82,53	98,01	107,25	485,03	148,12	53,51	10,18	258,17	60,44	428,37	134,92											
2019	63,45	237,13	13,13	55,62	62,27	59,88	1577,72	77,62	60,23	320,65	82,25	99,97	109,40	494,73	151,08	54,58	10,38	263,33	60,23	532,97	134,47											
2020	63,75	238,22	13,19	55,88	63,87	61,41	1609,27	78,04	60,51	327,06	82,63	101,97	111,39	504,62	154,10	55,67	10,39	268,60	60,51	535,42	135,08											
2021	63,84	238,58	13,21	55,96	65,06	62,55	1641,46	78,31	60,60	333,60	82,75	104,01	113,82	514,72	157,18	56,78	10,80	273,97	60,60	536,24	135,29											
2022	64,12	239,63	13,27	56,21	66,35	63,80	1674,29	78,78	60,86	340,27	83,12	106,09	116,09	525,01	160,33	57,92	11,01	279,45	60,86	538,58	135,88											
2023	64,30	240,30	13,30	56,36	67,60	65,00	1707,78	79,19	61,03	347,08	83,35	108,21	118,42	535,51	163,53	59,08	11,24	285,04	61,03	540,09	136,26											
2024	64,78	242,08	13,40	56,78	68,74	66,09	1741,93	79,90	61,49	354,02	83,97	110,38	120,78	546,22	166,80	60,26	11,46	290,74	61,49	544,10	137,27											
2025	64,88	242,45	13,42	56,87	69,29	66,62	1776,77	80,28	61,58	361,10	84,10	112,59	123,20	557,15	170,14	61,46	11,69	296,55	61,58	544,93	137,48											
2026	65,15	243,45	13,48	57,10	70,29	67,59	1812,30	80,84	61,84	368,32	84,44	114,84	125,66	568,29	173,54	62,69	11,92	302,48	61,84	547,18	138,05											
2027	65,33	244,13	13,52	57,26	71,99	69,22	1848,55	81,34	62,01	375,69	84,68	117,13	128,18	579,65	177,01	63,95	12,16	308,53	62,01	548,69	138,43											
2028	65,46	244,61	13,54	57,38	73,74	70,91	1885,52	81,81	62,13	383,20	84,85	119,48	130,74	591,25	180,55	65,23	12,40	314,70	62,13	549,79	138,71											
2029	65,19	243,64	13,49	57,15	74,93	72,04	1923,23	81,94	61,88	390,87	84,51	121,87	133,36	603,07	184,16	66,53	12,65	321,00	61,88	547,59	138,15											
2030	65,26	243,89	13,50	57,21	76,51	73,57	1961,70	82,39	61,95	398,68	84,60	124,30	136,02	615,13	187,85	67,86	12,91	327,42	61,95	548,17	138,30											
Итого:	1183,3	4422,2	244,82	1037,3	1145,5	1101,4	29998	1366	1123,2	6096,6	1533,9	1900,8	2080,1	9406,5	2872,5	1037,7	197,36	5006,8	1123,2	9183,9	2507,6											

Таблица 16.1 - Эксплуатационные затраты в целом по месторождению Каратобе Южное

Год	Услуги сторонних организаций непрямостоятельного характера		Общедоходные расходы																	
	Внеб-домс-т-венн-ая охр-на	Стор-кованн-ые матери-альны-е данн-ые	Связь	ФОТ АУП	Мат-риал-ные зап-асы	Комм-диров-анные рас-ходы	Предст-в-ствен-ные рас-ходы	Аренд-ная о-бласть	Аренд-ная ав-томоб-ильн-ые транс-порт-ные ус-луги	Комм-диров-анные ус-луги	Телеко-мун-ика-цион-ные ус-луги	Консульт-ацион-ные ус-луги	Страхов-ые	Друг-ие	Амортиз-ация	Дивид-енды и фон-ды	Социаль-ные отчисления в бюджет-е области	Проч-ие	Всего	
тыс. \$	тыс. \$	тыс. \$	тыс. \$	тыс. \$	тыс. \$	тыс. \$	тыс. \$	тыс. \$	тыс. \$	тыс. \$	тыс. \$	тыс. \$	тыс. \$	тыс. \$	тыс. \$	тыс. \$	тыс. \$	тыс. \$	тыс. \$	тыс. \$
2013	217,42	15,61	375,55	13,94	1156,87	46,18	129,95	29,50	56,70	42,68	7,79	59,00	438,36	59,44	364,71	6091,17	71,51	100,00	71,79	13513,67
2014	221,77	15,93	323,45	14,22	1180,00	47,10	132,55	30,09	57,84	43,54	7,95	60,18	447,13	60,63	372,00	5209,40	68,40	100,00	72,29	12679,37
2015	226,21	16,24	282,10	14,31	1203,60	48,05	135,20	30,69	59,00	44,41	8,11	61,38	456,07	61,84	379,44	4496,22	63,08	100,00	72,32	11966,10
2016	230,73	16,57	243,55	14,80	1227,68	49,01	137,90	31,31	60,18	45,30	8,27	62,61	463,19	63,08	387,03	3855,13	68,26	100,00	73,15	11411,15
2017	235,34	16,90	210,46	15,09	1252,23	49,99	140,66	31,93	61,38	46,20	8,43	63,86	474,50	64,34	394,77	3308,79	66,49	100,00	73,62	10910,58
2018	240,05	17,24	182,03	15,39	1277,27	50,99	143,48	32,57	62,61	47,13	8,60	65,14	483,99	65,62	402,67	2842,65	65,78	100,00	74,39	10521,34
2019	244,85	17,58	157,59	15,70	1302,82	52,01	146,34	33,22	63,86	48,07	8,77	66,44	493,67	66,94	410,72	2444,48	77,62	100,00	76,50	10348,27
2020	249,75	17,94	136,55	16,02	1328,88	53,05	149,27	33,89	65,14	49,03	8,95	67,77	503,54	68,27	418,94	2104,01	78,04	100,00	77,59	10118,59
2021	254,74	18,29	118,42	16,34	1355,45	54,11	152,26	34,57	66,44	50,01	9,13	69,12	513,61	69,64	427,31	1812,60	78,31	100,00	78,69	9938,38
2022	259,84	18,66	102,79	16,66	1382,56	55,19	155,30	35,26	67,77	51,01	9,31	70,51	523,88	71,03	435,86	1562,93	78,78	100,00	79,88	9809,14
2023	265,04	19,03	89,30	17,00	1410,21	56,29	158,41	35,96	69,12	52,03	9,50	71,92	534,36	72,45	444,58	1348,82	79,19	100,00	81,09	9718,00
2024	270,34	19,41	77,65	17,34	1438,42	57,42	161,58	36,68	70,51	53,07	9,69	73,35	545,05	73,90	453,47	1165,05	79,90	100,00	82,41	9667,91
2025	275,74	19,80	67,58	17,68	1467,19	58,57	164,81	37,41	71,92	54,13	9,88	74,82	555,95	75,38	462,54	1007,18	80,28	100,00	83,68	9638,68
2026	281,26	20,20	58,87	18,04	1496,53	59,74	168,10	38,16	73,35	55,22	10,08	76,32	567,07	76,89	471,79	871,44	80,84	100,00	85,03	9640,22
2027	286,88	20,60	51,32	18,40	1526,46	60,93	171,47	38,93	74,82	56,32	10,28	77,84	578,41	78,43	481,23	754,63	81,34	100,00	86,42	9664,16
2028	292,62	21,01	44,78	18,77	1556,99	62,15	174,90	39,70	76,32	57,45	10,49	79,40	589,98	79,99	490,85	654,03	81,81	100,00	87,84	9707,21
2029	298,47	21,43	39,11	19,14	1588,13	63,40	178,39	40,50	77,84	58,60	10,70	80,99	601,78	81,59	500,67	567,33	81,94	100,00	89,20	9758,33
2030	304,44	21,86	34,18	19,52	1619,89	64,66	181,96	41,31	79,40	59,77	10,91	82,61	613,81	83,23	510,68	492,53	82,39	100,00	90,67	9833,01
Итого:	4655,44	334,3	2595,2	298,5	24771,1	988,8	2782,53	631,68	1214,2	913,97	166,84	1263,26	9386,35	1272,69	7809,2	40588,39	1365,96	1800	1436,5	18884,4

Таблица 17 – Расчет экономической эффективности в целом по месторождению Каратобе Южное (рекомендуемый вариант)

од	Капитальные вложения, эксплуатационные расходы, налоги и платежи						Выручка
	Капитальные вложения	Амортизация	Эксплуатационные затраты	Налоги и отчисления	Текущие вычеты	Себестоимость 1 т. нефти	
	тыс. долл.	тыс. долл.	тыс. долл.	тыс. долл.	тыс. долл.	долл.	тыс. долл.
013	5862,80	6091,17	13513,67	13268,32	26781,99	137,43	43673,50
014	0,00	5209,40	12679,37	12969,54	25648,91	134,17	41261,33
015	378,52	4496,22	11966,10	11821,03	23787,14	132,13	38587,89
016	0,00	3855,13	11411,15	13550,31	24961,45	134,53	41115,36
017	0,00	3308,79	10910,58	12872,78	23783,36	132,28	39645,10
018	0,00	2842,65	10521,34	12510,20	23031,55	129,48	39018,01
019	0,00	2444,48	10348,27	18843,37	29191,65	138,83	48408,05
020	0,00	2104,01	10118,59	18816,00	28934,58	136,98	48630,76
021	0,00	1812,60	9938,38	18738,39	28676,78	136,05	48704,76
022	0,00	1562,93	9809,14	18717,73	28526,87	135,50	48917,39
023	0,00	1348,82	9718,00	18673,26	28391,27	135,60	49054,31
024	0,00	1165,05	9667,91	19263,32	28931,23	135,86	49419,22
025	0,00	1007,18	9638,68	19204,46	28843,14	136,95	49494,77
026	0,00	871,44	9640,22	19197,48	28837,70	138,25	4998,59
027	0,00	754,63	9664,16	19168,46	28832,62	140,02	49836,27
028	0,00	654,03	9707,21	19679,89	29387,10	142,22	49935,75
029	0,00	567,33	9758,33	19528,19	29286,52	145,13	49735,82
030	0,00	492,53	9833,01	19476,47	29309,48	147,95	49788,79

**Таблица 17.1 – Расчет экономической эффективности в целом по месторождению Каратобе Южное**

Год	Налогооблагаемый доход	Подоходный налог	Доход до определения сверхприбыли	Чистый доход	Поток денежной наличности	Накопленная денежная наличность	ЧПС (НРУ) налогоплательщика	ВНТ (КР)	Индекс доходности (PI)	Технический индекс доходности (DPI)	Налог на сверхприбыль	Суммарные выплаты Государству	ЧПС (НРУ) Государства	Срок жизни проекта
	Тыс. Долл.	Тыс. Долл.	Тыс. Долл.	Тыс. Долл.	Тыс. Долл.	Тыс. Долл.	Тыс. Долл.	%			Тыс. Долл.	Тыс. Долл.	Тыс. Долл.	год
2013	16891,51	3378,30	13513,21	12324,47	12552,85	12552,85	11411,68	0,00%	1,40	1,40	1188,73	17835,36	16213,96	0
2014	15612,42	3122,48	12489,94	11476,24	16685,64	29738,48	25225,87	0,00%	1,68	1,52	1013,70	17105,72	29771,91	0
2015	14800,76	2960,15	11840,61	10829,42	14947,11	44185,59	36265,43	3,78%	1,63	1,56	1011,19	15792,37	40919,27	0
2016	16153,91	3230,78	12923,13	11724,45	15579,58	59765,17	46535,25	16,24%	1,61	1,57	1198,68	17979,77	52235,13	0
2017	15861,74	3172,35	12689,39	11443,37	14752,15	74517,32	55197,63	22,90%	1,59	1,57	1246,02	17291,16	61939,02	0
2018	15986,47	3197,29	12789,17	11444,16	14286,81	88804,13	62667,11	26,80%	1,58	1,57	1345,01	17052,51	70476,87	0
2019	19216,41	3843,28	15373,13	13899,51	16343,98	105148,11	70508,83	29,66%	1,51	1,56	1473,62	24160,27	81076,67	0
2020	19696,17	3939,23	15756,94	14152,87	16256,89	121405,00	77432,67	31,46%	1,50	1,55	1604,07	24359,30	90633,49	0
2021	20027,98	4005,60	16022,39	14320,50	16133,10	137538,09	83534,24	32,62%	1,50	1,55	1701,89	24445,88	99206,26	0
2022	20390,51	4078,10	16312,41	14515,17	16078,10	153616,19	88933,82	33,40%	1,49	1,54	1797,24	24593,08	106914,49	0
2023	20663,04	4132,61	16530,44	14634,22	15983,04	169599,24	93708,92	33,93%	1,48	1,53	1896,21	24702,08	113825,39	0
2024	20487,99	4097,60	16390,39	14611,01	15776,06	185375,29	97957,24	34,30%	1,47	1,53	1779,38	25140,29	120051,22	0
2025	20651,63	4130,33	16521,31	14693,94	15701,11	201076,41	101715,30	34,55%	1,46	1,52	1827,37	25162,16	125615,88	0
2026	20860,88	4172,18	16688,71	14799,66	15671,09	216747,50	105051,46	34,73%	1,46	1,52	1889,05	25258,71	130601,95	0
2027	21003,64	4200,73	16802,91	14871,58	15626,22	232373,72	108010,22	34,85%	1,46	1,51	1931,33	25300,52	135059,64	0
2028	20548,65	4109,73	16438,92	14689,44	15343,48	247717,19	110633,22	34,94%	1,44	1,51	1749,48	25339,10	139039,26	0
2029	20449,30	4089,86	16359,44	14622,36	15189,69	262906,88	112943,46	35,01%	1,44	1,50	1737,07	25355,13	142564,76	0

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Исследование и моделирование было посвящено внедрению УЭЦН в скважинах на месторождении Каратобе Южное. Цель исследования – смоделировать внедрение ЭЦН и проведение ГРП, а также рассчитать среднесуточный дебит после проведения данных мероприятий.

В данной работе использовалось программное обеспечение «PIPESIM 2017.1» для наглядной демонстрации технологических показателей конструкции скважин, построения графиков среднесуточной добычи нефти.

После проведения данного исследовательского мероприятия можем сделать следующие выводы:

- Скважины работают при забойном давлении выше давления насыщения, что положительно влияет на условия фонтанирования и сохранение энергии пласта;

- Устьевое и внутрискважинное оборудование фонтанной скважины отвечает требованиям;

- В связи с тем, что теоретическая производительность насосов, оборудованных УШГН значительно превышает величину фактической добычи жидкости, был смоделирован процесс установки ЭЦН и проведения ГРП, что показало увеличение среднесуточного дебита в 4-5 раз;

- Система сбора продукции скважин, подготовки и транспортировки сырья до пункта сдачи работает в заданных режимах, обеспечивая стабильность производственного цикла;

- Профилактические мероприятия по постоянной промывке подземного и наземного трубного оборудования методом ОГН создают благоприятную среду для стабильной и надежной работы всего применяемого оборудования нефтедобычи.

Главным заключением данной работы является моделирование прогнозируемой роста среднесуточной добычи нефти в 4-5 раз, что вовлекает собой улучшение технико-экономических показателей, которые в сумме дают успешное завершение дипломной работы.

Данная дипломная работа имеет практическую значимость, что вследствие может использоваться в нефтяной сфере для Казахстана.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Правительство РК Закон РК «О недрах и недропользовании» от 24.06.2010г №291-IV;

2. Правительство РК Закон РК «О разрешениях и уведомлениях» от 29.09.2014 с изменениями и дополнениями по состоянию на 15.06.2015г;
3. Правительство РК Приказ и.о. Министра энергетики и минеральных ресурсов РК от 27.10.2005г № 283 «Об утверждении инструкции по классификации запасов месторождений, перспективных и прогнозных ресурсов нефти и природного углеводородного газа» (с изменениями и дополнениями от 30.10.2009 г.);
4. Правительство РК Постановление Правительства РК №123 от 10.02.2011г об утверждении «Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр при разведке и добыче полезных ископаемых»;
5. Министерство нефтяной промышленности СССР РД 39-0147035-207-86 «Регламент составления проектов и технологических схем разработки нефтяных и газонефтяных месторождений», ВНИИ, г. Москва, 1986г;
6. Министерство нефтяной промышленности СССР РД 39-4-699-82 «Руководство по применению геолого-геофизических, гидродинамических и физико-химических методов контроля разработки нефтяных месторождений», ВНИИ, г. Москва, 1982г;
7. Министерство нефтяной промышленности СССР ОСТ-39-112-80 «Нефть. Типовое исследование пластовой нефти», г.Москва, ВНИИ, 1980г;
8. Правительство РК «Инструкции по испытанию нефтяных и газовых скважин на герметичность», ИИНГ, г. Астана, 2005г;
9. Правительство РК Постановление №1335 от 31.12.2008г о техническом регламенте «Требования к безопасности строительства наземных и морских производственных объектов, связанных с нефтяными операциями»;
10. Правительство РК Постановление №1335 от 31.12.2008г о техническом регламенте «Требования к безопасности строительства наземных и морских производственных объектов, связанных с нефтяными операциями»;
11. Правительство РК Приказ Министра МИР РК от 30.12.2014г №355 «Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности»;
12. Правительство РК Приказ Министра МИР РК от 16.06.2015г о стандартах государственной услуги «Согласование проектной документации на строительство, расширение, реконструкцию, модернизацию, консервацию и ликвидацию опасных производственных объектов»;
13. Правительство РК СНиП РК 2.02-15-2003;
14. Правительство РК СН РК 2.04-02-2011 «Естественное и искусственное освещение»;
15. Правительства РК Постановление от 16.01.2009г «Общие требования к пожарной безопасности» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 07.12.2012г);
16. Правительства РК Приказ МЧС от 29.10.2008г № 189) о «Требованиями устройства и безопасной эксплуатацией сосудов работающих под давлением»;

17. Правительства РК Приказ МЧС РК от 21.10.2009г №245 «Требованиями промышленной безопасности к устройству и безопасной эксплуатации грузоподъемных механизмов» (с изменениями и дополнениями от 22.09.2010г);
18. Правительства РК Приказ Министра национальной экономики РК от 27.11.2015г №155 об утверждении гигиенических нормативов «Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности»;
19. Правительство РК Приказ Министра охраны окружающей среды РК № 204-п от 28.06.2007г об «Инструкции по проведению оценки воздействия намечаемой хозяйственной и иной деятельности на окружающую среду при разработке предплановой, плановой, предпроектной и проектной документации»;
20. Правительство РК Приказ МНЭ РК от 20.03.2015г №237 «Санитарно-эпидемиологические требования по установлению санитарно-защитной зоны производственных объектов»;
21. Правительство РК Экологический Кодекс РК №212 от 09.01.2007г;
22. Лысенко В.Д. «Проектирование разработки нефтяных месторождений», г. Москва, Недра, 1987г;
23. Лысенко В.Д. «Разработка нефтяных месторождений», г.Москва, Недра, 2003г;
24. Мищенко И.Т. «Сборник задач по технологии и технике нефтедобычи», г.Москва, Недра, 1984г;
25. Оркин К.Г., Юрчук А.М. «Расчеты в технологии и технике добычи нефти», г.Москва, Недра, 1967г;
26. Амикс Дж., Басс Д., Р. Уайтинг «Физика нефтяного пласта» М, Гостоптехиздат, 1962г. стр. 407;
27. В. А. Савельев, М. А. Токарев, А. С. Чинаров Геолого-промысловые методы прогноза нефтеотдачи, г, Ижевск, Издательский дом «Удмуртский университет», 2008г.
28. Халикова Л.В., Турмаганбетова Л.И. «Отчет по оперативному подсчету запасов нефти, газа и попутных компонентов месторождения Каратобе Южное», ОАО НИПИ «Каспиймунайгаз», г.Атырау, 1991г.;
29. Халикова Л.В., Турмаганбетова Л.И. «Отчет переоценки запасов нефти, газа и попутных компонентов месторождения Каратобе Южное», АО НИПИ «Каспиймунайгаз», г.Атырау, 1993г.;
30. Бабашева М.Н., Халикова Л.В., Каирбеков С.Б.«Подсчет запасов нефти, растворенного в нефти газа и попутных компонентов месторождения Каратобе Южное», ОАО НИПИ «Каспиймунайгаз», г. Атырау, 2001г;
31. Бабашева М.Н., Айдналиева Г.З., Калимов А.М. «Технологическая схема разработки месторождения Каратобе Южное», ОАО НИПИ «Каспиймунайгаз», г. Атырау, 2002г.;
32. Нурбаев С.Т., Сладков Р.А «Авторский надзор за реализацией технологической схемы разработки месторождения Каратобе Южное», ТОО «НИИ «Каспиймунайгаз», г. Атырау, 2006г.;

33. Фаловский В.И., Давыдов В.К. «Уточненная технологическая схема разработки месторождения Каратобе Южное с применением системы поддержания пластового давления», ОАО «Гипрвостокнефть», г. Самара, 2009г.;

34. Юсупова М.С., Амангали С.А. «Авторский надзор за реализацией уточненной технологической схемы разработки месторождения Каратобе Южное с применением системы поддержания пластового давления», ТОО «НИИ «Каспиймунайгаз», г. Атырау, 2011г.;

35. Каирбеков С.Б., Кулжанов А.Д., Юсупова М.С. «Анализ разработки месторождения Каратобе Южное», ТОО «НИИ «Каспиймунайгаз», г. Атырау, 2013г.;

36. ТОО «КазахТуркМунай» Эксплуатационные карточки, исследования по скважинам, геофизические материалы по скважинам;

37. ТОО «КазахТуркМунай» Программа производственного экологического контроля состояния окружающей среды на объектах ТОО «КазахТуркМунай», расположенных в Актюбинской области на 2013-2015гг.

## **ОТЗЫВ НАУЧНОГО РУКОВОДИТЕЛЯ**

на дипломную работу  
Амангельды И.Н., Жетписбаев Д.М.  
5В070800 – Нефтегазовое дело

Тема: «Внедрение УЭЦН на скважинах месторождения Каратобе Южное»

Перед студентами стояла задача выполнения анализа состояния выработки запасов нефти из пластов и участков, моделирование внедрения УЭЦН и проведения ГРП. Основная часть посвящена исследованию технико-технологической части, в ней рассматриваются показатели эксплуатации скважин, устьевого и внутрискважинного оборудования. При моделировании с помощью программного обеспечения «PIPESIM 2017.1» были построены конструкции скважин, определена модель ЭЦН. В результате чего, было продемонстрировано, что дебит моделируемых скважин был значительно увеличен. В процессе выполнения дипломной работы студенты показали высокую теоретическую подготовку, собрали большое количество специальных материалов, использовали необходимую литературу и программное обеспечение. К выполнению задания дипломники подошли с полной серьезностью и ответственностью.

Содержание пояснительной записки и графической части полностью соответствует установленным нормам и требованиям, вследствие чего дипломная работа может быть допущена к защите. Недостатков дипломной работы не наблюдается.

### Научный руководитель

Ассистент-профессор, Доктор PhD

( должность, уч. степень, звание)

Ахымбаева Б.С.

(подпись)

«6» мая 2019 г.

### Краткий отчет



Университет:	Satbayev University
Название:	Внедрение УЭЦН на скважинах месторождения Каратобе Южное_Жетписбаев Д.М., Амангельды И.Н..doc
Автор:	Жетписбаев Д.М., Амангельды И.Н.
Координатор:	Биша Ахымбаева
Дата отчета:	2019-05-12 09:13:52
Коэффициент подобия № 1:	15,7%
Коэффициент подобия № 2:	4,5%
Длина фразы для коэффициента подобия № 2:	25
Количество слов:	8 762
Число знаков:	62 149

Адреса пропущенные при проверке:

Количество завершенных проверок:

36



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 6**

>>

**Самые длинные фрагменты, определенные, как подобные**

№	Название, имя автора или адрес гиперссылки Автор (Название базы данных)		Количество одинаковых слов
1	Экономическая эффективность полимерного заводнения на месторождении высоковязких нефтей Атырауской области <i>Atyrau State University named after Khalel Dosmukhamedov</i> (Экономика)	МЕНДЫГАЛИЕВ АЙБЕК РУСЛАНОВИЧ	112
2	Экономическая эффективность полимерного заводнения на месторождении высоковязких нефтей Атырауской области <i>Atyrau State University named after Khalel Dosmukhamedov</i> (Экономика)	МЕНДЫГАЛИЕВ АЙБЕК РУСЛАНОВИЧ	97
3	Экономическая эффективность разработки многопластовых месторождений Атырауской области <i>Atyrau State University named after Khalel Dosmukhamedov</i> (Экономика)	НИЯЗБАЕВА АЙНУР	46
4	Экономическая эффективность полимерного заводнения на месторождении высоковязких нефтей Атырауской области <i>Atyrau State University named after Khalel Dosmukhamedov</i> (Экономика)	МЕНДЫГАЛИЕВ АЙБЕК РУСЛАНОВИЧ	39
5	Экономическая эффективность полимерного заводнения на месторождении высоковязких нефтей Атырауской области <i>Atyrau State University named after Khalel Dosmukhamedov</i> (Экономика)	МЕНДЫГАЛИЕВ АЙБЕК РУСЛАНОВИЧ	35

6	Экономическая эффективность полимерного заводнения на месторождении высоковязких нефтей Атырауской области <i>Atyrau State University named after Khalel Dosmukhamedov</i> (Экономика)	МЕНДЫГАЛИЕВ АЙБЕК РУСЛАНОВИЧ	33
7	Изучение влияния цеолитных катализаторов на выход $\alpha$ -олефинов при крекинге парафинов <i>Satbayev University (И_Х_И)</i>	Караулова Бахытгуль Казбековна	29
8	URL <a href="http://kazakhturkmunay.kz/rus/files/1-ktm-obsheh_svedeniya-2016.doc">http://kazakhturkmunay.kz/rus/files/1-ktm-obsheh_svedeniya-2016.doc</a>		23
9	Экономическая эффективность полимерного заводнения на месторождении высоковязких нефтей Атырауской области <i>Atyrau State University named after Khalel Dosmukhamedov</i> (Экономика)	МЕНДЫГАЛИЕВ АЙБЕК РУСЛАНОВИЧ	21
10	Экономическая эффективность полимерного заводнения на месторождении высоковязких нефтей Атырауской области <i>Atyrau State University named after Khalel Dosmukhamedov</i> (Экономика)	МЕНДЫГАЛИЕВ АЙБЕК РУСЛАНОВИЧ	21

Документы, в которых найдено подобные фрагменты:  
из RefBooks



>>

заимствования

Не обнаружено каких-либо

>>

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 Автор (Название базы данных)	Количество одинаковых слов (количество фрагментов)
1	Изучение влияния цеолитных катализаторов на выход $\alpha$ -олефинов при крекинге парафинов <i>Satbayev University (И_Х_И)</i>	58 (3)
2	Исследование ингибиторов коррозии стали в технологических средах Павлодарского НХЗ	47 (5)

*Satbayev University (И\_Х\_И)*

3	Геодинамическая модель строения Чу-Сарысуйского бассейна.docx <i>Satbayev University (ИГуНГД)</i>	Кочетков Андрей	33 (4)
4	Создание высокооктановых кислородсодержащих композиций на основе изобутил-трет-бутилового эфира <i>Satbayev University (И_Х_И)</i>	Булатова Диляра Адельевна	13 (2)
5	Диплом Набунский Иван Альбертович.docx <i>Satbayev University (И_И_В_Т)</i>	Набунский Иван Альбертович	6 (1)

>>

### Документы,содержащие подобные фрагменты: Из внешних баз данных

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

№	Название Автор <i>(Название базы данных)</i>		Количество одинаковых слов (количество фрагментов)
1	<b>Экономическая эффективность полимерного заводнения на месторождении высоковязких нефтей Атырауской области</b> <i>Atyrau State University named after Khalel Dosmukhamedov (Экономика)</i>	МЕНДЫГАЛИЕВ АЙБЕК РУСЛАНОВИЧ	563 (31)
2	<b>Экономическая эффективность разработки многопластовых месторождений Атырауской области</b> <i>Atyrau State University named after Khalel Dosmukhamedov (Экономика)</i>	НИЯЗБАЕВА АЙНУР	258 (25)
3	Документ из базы НЭУ 51c9323e-b094-4b64-ab22-0726c0a80d1d.docx	na	35 (3)

>>

### 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)
			о
			о

фрагментов)

---

---

1 URL_	<a href="http://kazakhturkmunay.kz/rus/files/1-ktm-obshch_svedeniya-2016.doc">http://kazakhturkmunay.kz/rus/files/1-ktm-obshch_svedeniya-2016.doc</a>	13 (14)
2 URL_	<a href="https://docinfo.ru/rd/rd-153-39-007-96/">https://docinfo.ru/rd/rd-153-39-007-96/</a>	10 (10)
3 URL_	<a href="http://www.geoekonomica.ru/gnssn/mu_gpgb/mu_gpgb_ch3.htm">http://www.geoekonomica.ru/gnssn/mu_gpgb/mu_gpgb_ch3.htm</a>	47 (6)
4 URL_	<a href="http://www.kazakhturkmunay.kz/eng/devatelnost/">http://www.kazakhturkmunay.kz/eng/devatelnost/</a>	22 (2)
5 URL_	<a href="https://studfiles.net/preview/2039471/page:6/">https://studfiles.net/preview/2039471/page:6/</a>	16 (1)
6 URL_	<a href="https://adilet.zan.kz/kaz/docs/V1400010250/compare">https://adilet.zan.kz/kaz/docs/V1400010250/compare</a>	15 (1)
7 URL_	<a href="https://tengrinews.kz/zakon/pravitelstvo_respubliki_kazahstan_premer_ministr_rk/ohrana_i_ispolzovanie_nedr/id-V1500012872/">https://tengrinews.kz/zakon/pravitelstvo_respubliki_kazahstan_premer_ministr_rk/ohrana_i_ispolzovanie_nedr/id-V1500012872/</a>	14 (1)
8 URL_	<a href="https://knowledge.allbest.ru/geology/3c0a65625b3bd69a4d53a88421306c37_0.html">https://knowledge.allbest.ru/geology/3c0a65625b3bd69a4d53a88421306c37_0.html</a>	5 (1)

Copyright © Plagiat.pl 2002-2019