

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ
КАЗАХСТАН

Казахский национальный исследовательский технический университет
имени К.И. Сатпаева

Институт Геологии и Нефтегазового дела им. К. Турысова

Кафедра Нефтяной инженерии

Кириченко Тимур

«Выбор и обоснование метода увеличения нефтеотдачи для
месторождения Сарыбулак»

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА
к дипломному проекту

Специальность 5В070800 – Нефтегазовое дело

Алматы 2019 г.

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ
КАЗАХСТАН

Казахский национальный исследовательский технический университет
имени К.И. Сатпаева

Институт Геологии и Нефтегазового дела им. К.Турысова

Кафедра Нефтяной инженерии

Специальность 5В070800 - Нефтегазовое дело

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

Нефтяной инженерии

Сыздыков М.К.

" 1 " 05 2019 г.

ЗАДАНИЕ

на выполнение дипломного проекта

Обучающемуся: Кириченко Тимуру

Тема: «Выбор и обоснование метода увеличения нефтеотдачи для месторождения Сарыбулак»

Утверждена приказом Ректора Университета № ^{1622-б} от "23" 01 2019 г.

Срок сдачи законченной работы "30" 04 2019 г.

Исходные данные к дипломному проекту: материалы, собранные во время прохождения преддипломной практики.

Перечень подлежащих разработке в дипломном проекте вопросов:

а) Техничко-технологическая часть; б) Специальная часть; в) Экономическая часть.

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

представлены 17 слайдов презентации работы


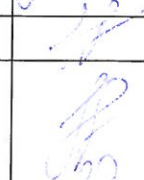

Рекомендуемая основная литература: из 5 наименований _____

ГРАФИК
подготовки дипломного проекта

Наименование разделов, перечень разрабатываемых вопросов	Сроки представления научному руководителю и консультантам	Примечание
Технологическая часть	28.02.19 – 30.03.19	Нет
Специальная часть	31.03.19 – 24.04.19	Нет
Экономическая часть	25.04.19 – 30.04.19	Нет

ПОДПИСИ

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

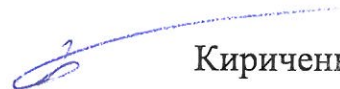
Наименование разделов	Консультанты, Ф.И.О. (ученая степень, звание)	Дата подписания	Подпись
Технологическая часть	Логвиненко А. В.	30.03.19	
Специальная часть	Логвиненко А. В.	24.04.19	
Экономическая часть	Логвиненко А. В.	30.04.19	

Научный руководитель



Логвиненко А.В.

Задание приняли к исполнению обучающиеся



Кириченко Тимур

Дата

« 30 » 04 2019 г.

АННОТАЦИЯ

Работа посвящена изучению и подбору методов увеличения нефтеотдачи для условий месторождения Сарыбулак.

В процессе работы был проведен анализ применимости критериев методов увеличения нефтеотдачи для данных геолого-физических параметров пласта.

Целью дипломной работы является нахождение оптимального варианта развития работы месторождения на основе моделей паротеплового воздействия с последующим увеличением эффективности добычи нефти, анализ экономической эффективности изученных методов.

АНДАТПА

Жұмыс Сарыбұлақ кен орнының жағдайын жақсарту үшін мұнай өндіруді ұлғайту әдістерін зерттеуге және іріктеуге арналған.

Жұмыста мұнайдың осы геологиялық және физикалық параметрлері үшін мұнайды молайту әдістерін жетілдіру критерийлерінің қолданылуы талданды.

Жұмыстың мақсаты мұнай өндірісінің тиімділігін арттыру, зерттелген әдістердің экономикалық тиімділігін талдау арқылы бу-термиялық әсер ету модельдері негізінде мұнай кен орындарын пайдаланудың оңтайлы нұсқасын табу болып табылады.

ANNOTATION

The work is concerned with the study and selection of methods for increasing oil recovery for the conditions of the Sarybulak field.

In the course of the work, an analysis was conducted of the applicability of the criteria for enhanced oil recovery methods for these geological and physical parameters of the reservoir.

The aim of the thesis is to find the best way to develop the field operation based on the steam-thermal impact models with a subsequent increase in the efficiency of oil production, to analyze the economic efficiency of the studied methods.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	8
1. Методы увеличения нефтеотдачи	10
1.1 Обзор современных методов увеличения нефтеотдачи	10
1.2 Тепловые методы	11
1.3 Газовые методы	12
1.4 Физико-химические методы	12
2. Применение тепловых методов на месторождении Сарыбулак	14
2.1 Определение оптимального метода увеличения нефтеотдачи	14
2.2 Анализ применения паротепловых методов для месторождения Сарыбулак	18
2.3 Паротепловое воздействие, модели паротепловой зоны	22
2.3.1 Модель Маркса-Лагенгейма	22
2.3.2 Модель Майхилла-Стегмейера	27
3 Расчет экономической эффективности метода закачки пара на месторождении Сарыбулак	31
Заключение	35
Список используемой литературы	36

ВВЕДЕНИЕ

Повышение эффективности разработки нефтяных месторождений и увеличение нефтеотдачи залежей как с легкоизвлекаемыми, так и с трудноизвлекаемыми запасами становится все более важной задачей, особенно в условиях низких цен на нефть и газ. Организация нефтедобычи в Казахстане и в зарубежных странах характеризуется уменьшением доли активных запасов легкой и маловязкой нефти и существенным увеличением доли трудноизвлекаемых запасов, в том числе содержащихся в карбонатных гидрофобных коллекторах со сложной структурой пустотного пространства, пластах с ухудшенными коллекторскими свойствами. Это вызывает необходимость разработки новых технологий эксплуатации и повышения нефтеотдачи пластов. На нефтеотдачу пластов влияют условия залегания нефти в недрах, типы пластов, физические свойства коллекторов и жидкостей, методы разработки, воздействие на пласт, а также экономическая прибыльность скважин. Увеличение коэффициента извлечения нефти должно происходить не только за счет ввода в эксплуатацию новых месторождений, но и за счет увеличения нефтеотдачи уже разрабатываемых месторождений. Незначительно повышение нефтеотдачи пластов равносильно по значению с открытием новых источников углеводородов. Повышение производительности действующей скважины оказывает положительный экономический эффект на глобальном уровне.

Низкое значение коэффициента извлечения нефти в Казахстане связано с уменьшением объема исследований, направленных на изучение новых третичных методов увеличения нефтеотдачи: физико-химических, газовых, тепловых и микробиологических. Большинство месторождений с высоковязкими нефтями эксплуатируются с помощью вторичного метода – технологии заводнения, которое показывает низкую эффективность при разработке пласта. Направленность на изучение и распространение применения третичных методов является актуальной проблемой для развития Казахстана.

Объект исследования – месторождение Сарыбулак, которое находится в зайсанской нефтегазоносной области на востоке Казахстана. Предмет исследования – подбор подходящего метода увеличения нефтеотдачи и его анализ на основе предоставленных данных о геолого-физических параметрах продуктивных пластов. Основная цель данной работы заключается в увеличении коэффициента извлечения нефти для выбранной залежи путем внедрения третичного МУН на основе теплового воздействия на пласт.

Методология проведения исследования:

- Выделение критериев применимости воздействия МУН на основе геолого-физических параметров пласта;
- Анализ подобранного метода увеличения нефтеотдачи (тепловой метод) в условиях залежи;

- Расчет тепловых параметров скважины с целью нахождения общего объема накопленной нефти за определенное время, увеличение эффективности теплового воздействия;
- Оценить экономическую эффективность применяемого метода увеличения нефтеотдачи (закачка пара в пласт).

1 Методы увеличения нефтеотдачи

1.1 Обзор современных методов увеличения нефтеотдачи

Процесс извлечения нефти с нефтегазоносных пластов способами исследования, которые были изучены еще в 20 веке, применяемые в нефтедобывающих государствах на территории СНГ в настоящий период является недостаточно эффективной, учитывая рост потребности рынка в продуктах, производимых из углеводорода. Средняя окончательная нефтеотдача пластов показывает результат от 25 до 40%. Это означает, что около 60-75% нефти являются остаточными и неизвлеченными.

Причины низкого значения нефтеотдачи:

- Рост доли трудноизвлекаемых запасов на фоне уменьшения числа месторождений с легкой нефтью;
- Понижение эффективности традиционных методов добычи и их технологических показателей на примере заводнения;
- Значительное истощение существующих запасов за счет их многолетней выработки.

Исследования, проводимые на мировом уровне и в Казахстане в сфере нефтедобычи, показывают необходимость развития инновационных способов увеличения нефтеотдачи как главное направление, необходимое для прироста резервов нефти. К таким способам относятся: термические, газовые, физико-химические.

Все изученные МУН в основном имеют целевой эффект и оказывают воздействие на две-три причины низкого значения извлечения остаточных запасов нефти и газа.

Классификация основных методов увеличения нефтеотдачи рассматривается далее.

Тепловые методы:

- Паротепловое нагревание;
- Вытеснение нефти водой;
- Внутрипластовое горение;
- Циклическая обработка скважины паром.

Газовые методы:

- Закачка воздуха в пласт;
- Воздействие на пласт двуокисью углерода, углеводородным газом;
- Воздействие на пласт азотом, дымовыми газами.

Химические методы:

- Закачка растворов полимера;
- Закачка растворов ПАВ;
- Закачка щелочных растворов;
- Вытеснение кислотами;
- Микробиологическое воздействие.

Также применяются группы комбинированных методов.

Физические методы больше относятся к методам увеличения дебита скважины, так как они реализуются за счет естественной энергии пласта и имеют временный эффект.

К физическим методам относят:

- Гидроразрыв пласта;
- Электромагнитное воздействие;
- Волновое воздействие.

Рассмотрим технологии МУН.

1.2 Тепловые методы

Тепловые методы увеличения нефтеотдачи – это методы, которые осуществляются за счет искусственного увеличения температуры в стволе скважины и в призабойной зоне. Тепловые МУН хорошо применяются для добычи тяжелых высоковязких и парафинистых нефтей. При увеличении температуры нефть разжижается, парафин и смолистые вещества оседают, что приводит к эффективному притоку к скважине.

Паротепловое нагревание – метод увеличения нефтеотдачи, при котором нефть вытесняется паром с помощью его закачки с поверхности в пласт через нагнетательные скважины в контуре нефтеносности. Данный способ подходит для высоковязких нефтей при низкой температуре пласта. Пар обладает высокой теплоемкостью и за счет этой энергии прогревает пласт, при этом снижается вязкость. В ходе этого процесса в пласте образуются 3 зоны:

- Зона высвобождения нефти паром;
- Зона горячего конденсата;
- Зона без теплового влияния.

Данные зоны имеют разные температуры и насыщенность жидкости, также различается процесс вытеснения нефти. При этом зоны паротеплового воздействия оказывают значительное влияние друг на друга.

Вытеснение нефти горячей водой рентабельно при глубоком залегании пласта и высоком давлении нагнетания, при этом закачивается вода с температурой до 200 °С, но не доводится до кипения. Данный метод применяется при внутриконтурном заводнении для тяжелых нефтей. После прохождения определенного промежутка времени горячую воду можно заменить на холодную.

Метод внутрислоевого горения представляет собой выделение теплоты за счет окислительной реакции, когда углеводороды находятся в контакте с кислородом, при этом процесс высвобождения теплоты происходит напрямую в пласте.

В качестве оборудования на поверхности выступает электронагреватель или специальные приборы, генерирующие окислительные реакции воздуха.

Наиболее тяжелые фракции нефти расходуются за счет горения части вытесненной нефти, при этом зона вытеснения нефти смещается по пласту от непрерывного нагнетания воздуха с поверхности. Различают сухое и влажное

внутрипластовое горение. Влажное внутрипластовое горение отличается лишь тем, что вместе с воздухом закачивается вода, под действием высоких температур преобразуемая в пар, который переносится и расширяет зоны прогрева и увеличивают зону вытеснения нефти.

Циклическая обработка скважины паром происходит так же, как и вытеснение нефти паром, при этом происходят новые процессы по активизации капиллярной фильтрации, когда флюиды в пласте взаимозаменяются и распределяются по зоне охвата. Пар попадает в открытые слои и заменяет нефть в слабопроницаемых порах, при этом нефть переносится в высокопроницаемые зоны пласта. При этом снижается вязкость нефти и увеличивается ее приток к скважине.

1.3 Газовые методы

При закачке воздуха в пласт он разделяется на специальные агенты за счет процесса окисления, что приводит к эффективному вытеснению нефти. Низкая цена воздуха и использование энергии пласта при температурах 60-70 °С являются основными факторами, которые говорят в пользу данного метода увеличения нефтеотдачи. При повышении температуры возрастает эффективность разложения воздуха.

Воздействие на пласт с помощью CO₂ уменьшает вязкость нефти, повышается плотность и объем. Такое увеличение объема (почти в 2 раза) способствует притоку нефти в скважину, особенно эффективно в месторождениях с маловязкими нефтями. Капли нефти свободно перераспределяются в поровых слоях, при этом фазовая проницаемость возрастает.

Азот и дымовые газы закачиваются в пласт, при этом в пласте образуются трещины под воздействием вытесненной жидкости, уже образованные трещины расширяются. Компоненты тяжелых нефтей (парафин, смолы) плавятся за счет высоких температур. Закачанный углекислый газ растворяется в нефти и снижает ее вязкость.

1.4 Химические и физические методы

Химические методы увеличения нефтеотдачи применимы в пластах с высоким процентом выработки, а также при высоком проценте обводненности, где меняется нефтенасыщенность. Эти методы актуальны для низковязких нефтей карбонатных коллекторов с низкими значениями проницаемости.

Закачка полимеров, растворенных в воде увеличивает вязкость воды и снижает ее подвижность, вследствие чего повышается обводнение пласта, при этом расходуется небольшая часть реагента. Главный эффект полимерных растворов – это создание неоднородной среды в пласте и контраст вязкостей за счет сгущения воды, затрудняющий ее прорыв.

Низкая эффективность нагнетающей скважины, невозможность применения на поздних стадиях разработки и при высоком содержании солей в пласте, а также возможность разрушения полимера, снижающая его сгущающую способность, ограничивают широкое применение данного химического метода.

Закачка ПАВ в малых концентрациях с водой уменьшает поверхностное натяжение между водой и нефтью и увеличивает краевой угол смачивания в несколько раз, при этом оказывает очень малое влияние на процесс разработки месторождения. Раствор ПАВ должен закачиваться в нефтяную часть пласта в больших объемах, чтобы избежать последствия процесса адсорбции и для увеличения площади обводненности пласта.

К недостаткам ПАВ можно отнести его адсорбцию на поверхности горных пород, высокое межфазное натяжение и высокое влияние состава воды.

При закачке щелочного раствора понижается межфазное натяжение и возрастает смачиваемость пород водой за счет образования ПАВ в результате взаимодействия щелочи с кислотами нефти, образуется эмульсия «нефть в воде», которая хорошо вытесняется из пласта в скважину. В процессе вытеснения повышается гидрофилизация поровой среды, повышается проницаемость.

Активность нефти, глинистость пород и качество воды играют большую роль и ограничивают распространенность данного метода, растет расход щелочи и уменьшается эффективность вытеснения.

Вытеснение нефти серной кислотой происходит за счет повышения проницаемости минералов, увеличивается площадь дренируемой зоны. При этом серная кислота взаимодействует с углеводородами, из которых состоит нефть, и образует сульфокислоты, оказывающие похожее на ПАВ воздействие для повышения зоны обводненности пласта.

Физические методы относят к методам увеличения дебита скважин.

Гидравлический разрыв пласта осуществляется с помощью закачки вязкой жидкости в пласт при высоком давлении, которое приводит к образованию трещин в горных породах, близких к скважине. После образования трещин в пласт закачивается раствор с твердыми частицами, которые оседают на поверхности пород препятствуют смыканию этих трещин. Данный метод широко применяется в местах с низкой проницаемостью, увеличивается дебит за счет вовлеченности трещин в фильтрацию флюидов.

Электромагнитное воздействие на пласт высокочастотного электромагнитного поля сопровождается нагреванием, процессом деэмульсации нефти и созданием давления на пластовую жидкость. Зависит от электросвойств пласта.

Волновое воздействие на пласт создается с помощью упругих волн, возбуждающих низкопроницаемые зоны пласта, но не оказывающие влияние на высокопроницаемые участки.

Такое воздействие ведет к увеличению интенсификационной эффективности пласта и повышению нефтеотдачи. При этом данный эффект

может проследиваться и в скважинах, расположенных в нескольких сотнях метров от источника воздействия

Коэффициент извлечения нефти тепловых методов составляет 15-35 %, газовых методов – 5-20 %, химических методов – 25-40 %, физических методов – 9-13%, гидродинамических методов – 7-13 %.

Добыча нефти за счет МУН увеличилась в полтора раза за 30 лет с 80 млн. тонн до 120 млн. тонн. Также важно отметить, что в СНГ проекты по развитию МУН развиваются слабо, но мировой опыт показывает, что изучение новых МУН имеет большое значение для отрасли добычи полезных ископаемых.

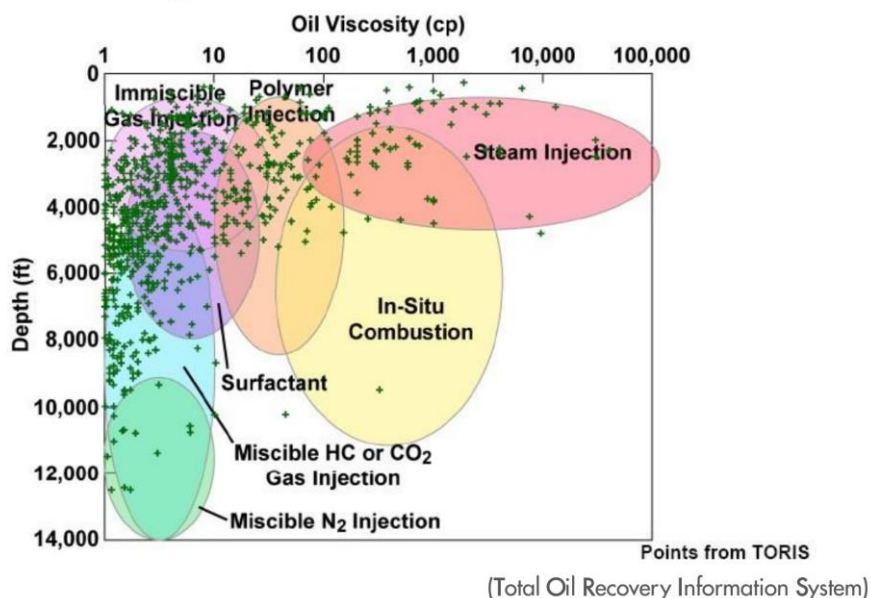
2 Применение тепловых методов на месторождении Сарыбулак

2.1 Определение оптимального метода увеличения нефтеотдачи

Так как изучение потенциально подходящего метода увеличения нефтеотдачи для данных условий пласта занимает много времени и ресурсов, то есть смысл использовать простые критерии отбора, которые помогут подобрать подходящий МУН. Далее будут приведены рисунки, содержащие разные параметры для определения самого эффективного метода.

Рисунок 1 – Отбор по вязкости и глубине скважины

EOR Screening



Company name appears here

Copyright of Shell Global Solutions

Date Month 2016

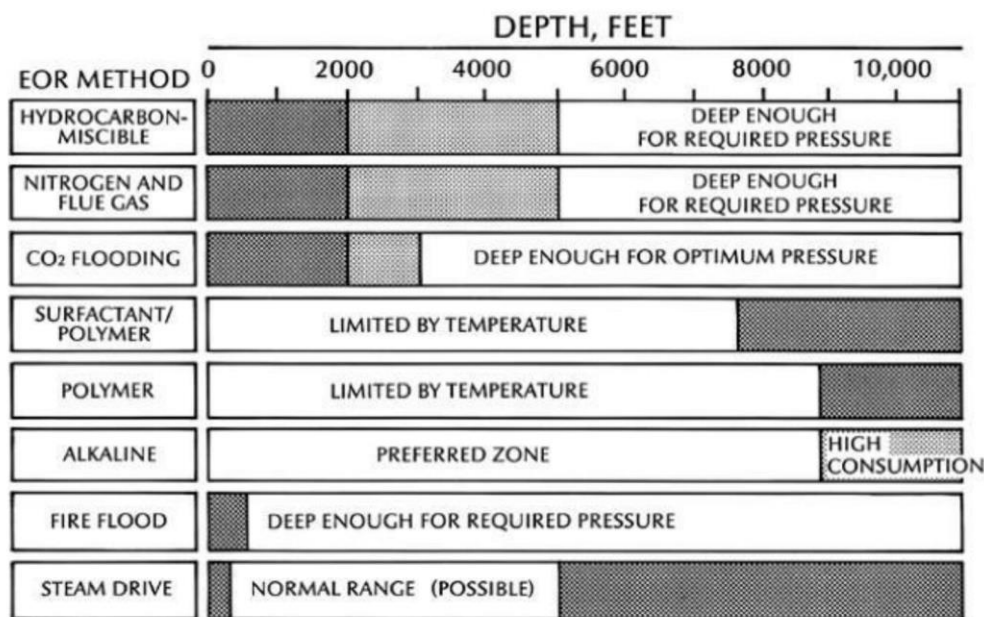
6

На рисунке 1 представлен график скрининг методов увеличения нефтеотдачи на основе значений глубины пласта и вязкости нефти, который

включает метод закачки несмешиваемого газа, закачку полимеров, метод внутрипластового горения, закачка ПАВ, введение углекислого газа и закачка азота. При глубине изучаемой скважины ($h=2200$ ft) и вязкости нефти ($\mu=1417$ ср) можно определить наиболее подходящий метод для условий пласта – закачка пара в пласт.

Рисунок 2 – МУН, ограничения по глубине

Depth limitations



Company name appears here

Copyright of Shell Global Solutions

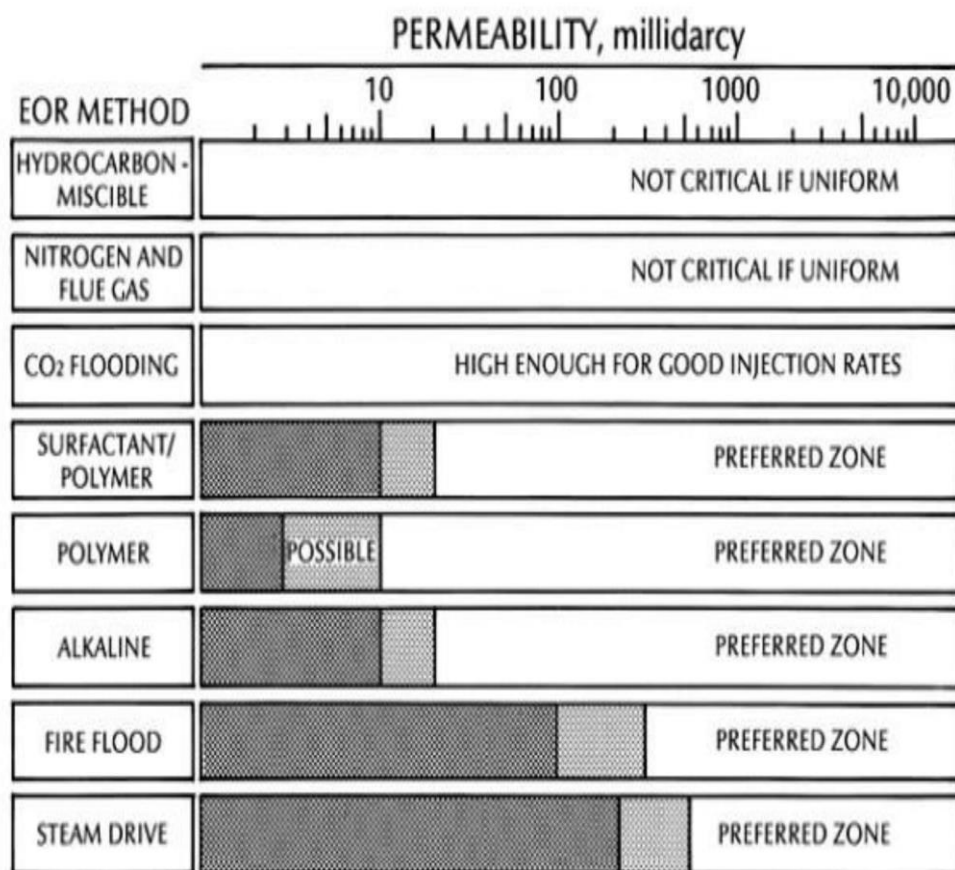
Date Month 2016

7

На рисунке 2 показывается лимит применимых методов увеличения нефтеотдачи по глубине скважины. Представлен метод закачки углекислого газа, закачка азота и дымовых газов, попеременная закачка полимера и ПАВ, закачка щелочей, пара и внутрипластовое горение. Наиболее подходящий метод в соответствии с рисунком 1 – метод закачки пара в пласт при глубине ($h=2200$ ft) находится в нормальном диапазоне и является оптимальным, когда как остальные методы применяются только при высоких значениях глубины скважины. При данном значении глубины также возможна закачка щелочи.

Рисунок 3 – МУН, ограничения по проницаемости

Permeability



Company name appears here

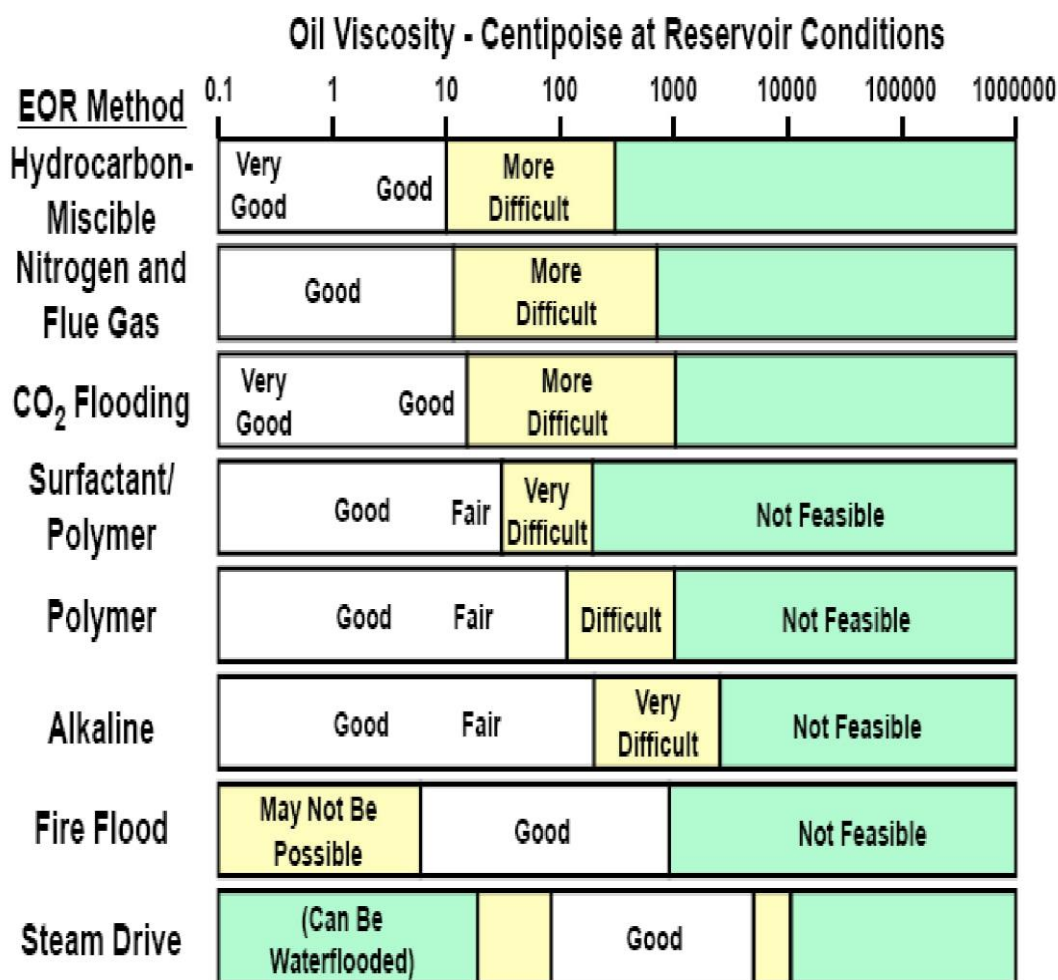
Copyright of Shell Global Solutions

Date Month 2016

8

На рисунке 3 представлен выбор метода увеличения нефтеотдачи на основе проницаемости пласта. На основе представленных значений по проницаемости изучаемого месторождения ($k=4400$ mD), ранее выбранная закачка пара имеет самый узкий диапазон среди предложенных методов и входит в предпочитаемую зону для данной проницаемости. Так как параметр проницаемости очень высок, то все предложенные МУН подходят под данное значение. Но из-за других особенностей геолого-физических параметров пласта их практическое применение невозможно, но могло бы иметь положительный эффект при более детальном изучении пластовой зоны.

Viscosity



На рисунке 4 показывается выбор подходящего метода увеличения нефтеотдачи по вязкости нефти в пластовых условиях. На основе представленных данных ($\mu = 1417$ сП), закачка пара в пласт является оптимальной среди предложенных МУН, также возможно вытеснение нефти щелочью, но при указанной вязкости нефти вызовет определенные трудности при откачивании флюида в скважину.

Рисунок 5 – МУН, суммарная таблица

Copyright of Shell Global Solutions
Marin et al. SPE 35385 1996

September 20

TABLE 3—SUMMARY OF SCREENING CRITERIA FOR EOR METHODS										
Detail Table in Ref. 16	EOR Method	Oil Properties			Reservoir Characteristics					
		Gravity (°API)	Viscosity (cp)	Composition	Oil Saturation (% PV)	Formation Type	Net Thickness (ft)	Average Permeability (md)	Depth (ft)	Temperature (°F)
Gas Injection Methods (Miscible)										
1	Nitrogen and flue gas	>35, <u>48</u> ^a	<0.4, <u>0.2</u> ^b	High percent of C ₁ to C ₇	>40, <u>75</u> ^a	Sandstone or carbonate	Thin unless dipping	NC	>6,000	NC
2	Hydrocarbon	>23, <u>41</u> ^a	<3, <u>0.5</u> ^b	High percent of C ₂ to C ₇	>30, <u>80</u> ^a	Sandstone or carbonate	Thin unless dipping	NC	>4,000	NC
3	CO ₂	>22, <u>36</u> ^a	<10, <u>1.5</u> ^b	High percent of C ₅ to C ₁₂	>20, <u>55</u> ^a	Sandstone or carbonate	Wide range	NC	>2,500 ^c	NC
1-3	Immiscible gases	>12	<600	NC	>35, <u>70</u> ^a	NC	NC if dipping and/or good vertical permeability	NC	>1,800	NC
(Enhanced) Waterflooding										
4	Micellar/Polymer, ASP, and Alkaline Flooding	>20, <u>35</u> ^a	<35, <u>13</u> ^b	Light, intermediate, some organic acids for alkaline floods	>35, <u>53</u> ^a	Sandstone preferred	NC	>10, <u>450</u> ^a	>9,000, <u>3,250</u>	>200, <u>80</u>
5	Polymer Flooding	>15	<150, >10	NC	>50, <u>80</u> ^a	Sandstone preferred	NC	>10, <u>800</u> ^a	<9,000	>200, <u>140</u>
Thermal/Mechanical										
6	Combustion	>10, <u>16</u> →?	<5,000 ↓ <u>1,200</u>	Some asphaltic components	>50, <u>72</u> ^a	High-porosity sand/ sandstone	>10	>50°	<11,500, <u>3,500</u>	>100, <u>135</u>
7	Steam	>8 to <u>13.5</u> →?	<200,000 ↓ <u>4,700</u>	NC	>40, <u>66</u> ^a	High-porosity sand/ sandstone	>20	>200, <u>2,540</u> ^d	<4,500, <u>1,500</u>	NC
—	Surface mining	7 to 11	Zero cold flow	NC	>8 wt% sand	Mineable tar sand	>10 ^e	NC	>3:1 overburden to sand ratio	NC
NC—not critical. Underlined values represent the approximate mean or average for current field projects. ^a See Table 3 of Ref. 16. ^b >3md from some carbonate reservoirs if the intent is to sweep only the fracture system. ^c Transmissibility > 20 md-ft/cp ^d Transmissibility > 50 md-ft/cp ^e See depth.										

Copyright of Shell Global Solutions

Date Month 2016

10

На рисунке 5 представлена резюмирующая таблица всех методов увеличения нефтотдачи по представленным данным скважины. На основе проведенного анализа для месторождения Сарыбулак наиболее эффективным МУН обозначили метод закачки пара в пласт. Подтверждение рентабельности данного метода по таблице производится по оценке критериев: плотность нефти в API, вязкость, композиционный состав нефти, нефтенасыщенность, тип пород, средняя проницаемость, глубина скважины, температура пласта.

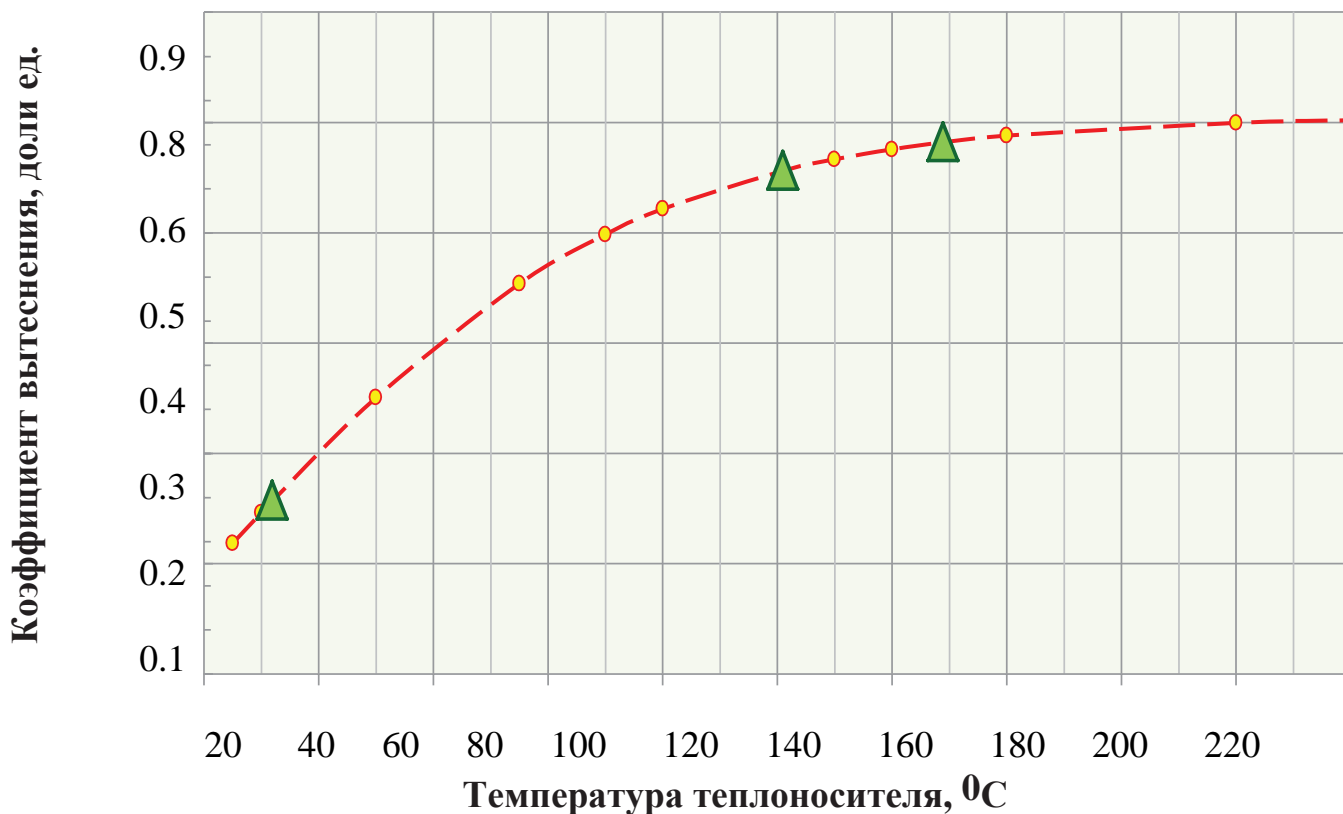
После полного анализа приведенных данных по всем критериям вытеснение нефти паром – наиболее вероятный случай для физико-геологических условий месторождения Сарыбулак.

2.2 Анализ применения паротепловых методов для месторождения Сарыбулак

Месторождение Сарыбулак, как и большинство месторождений Казахстана, характеризуется наличием высоковязкой нефти с высоким содержанием парафинов, смолистых веществ со средними значениями температуры и давления в пласте.

Согласно многим исследованиям, наиболее эффективный метод разработки месторождений высоковязких нефтей – паротепловой, так как при увеличении температуры снижается вязкость нефти и повышается ее настионарность.

Рисунок 6 – Зависимость коэффициента вытеснения от температуры воды



Данный рисунок показывает, что коэффициент вытеснения нефти растет с увеличением температуры и достигает максимума при температуре больше 170 °C.

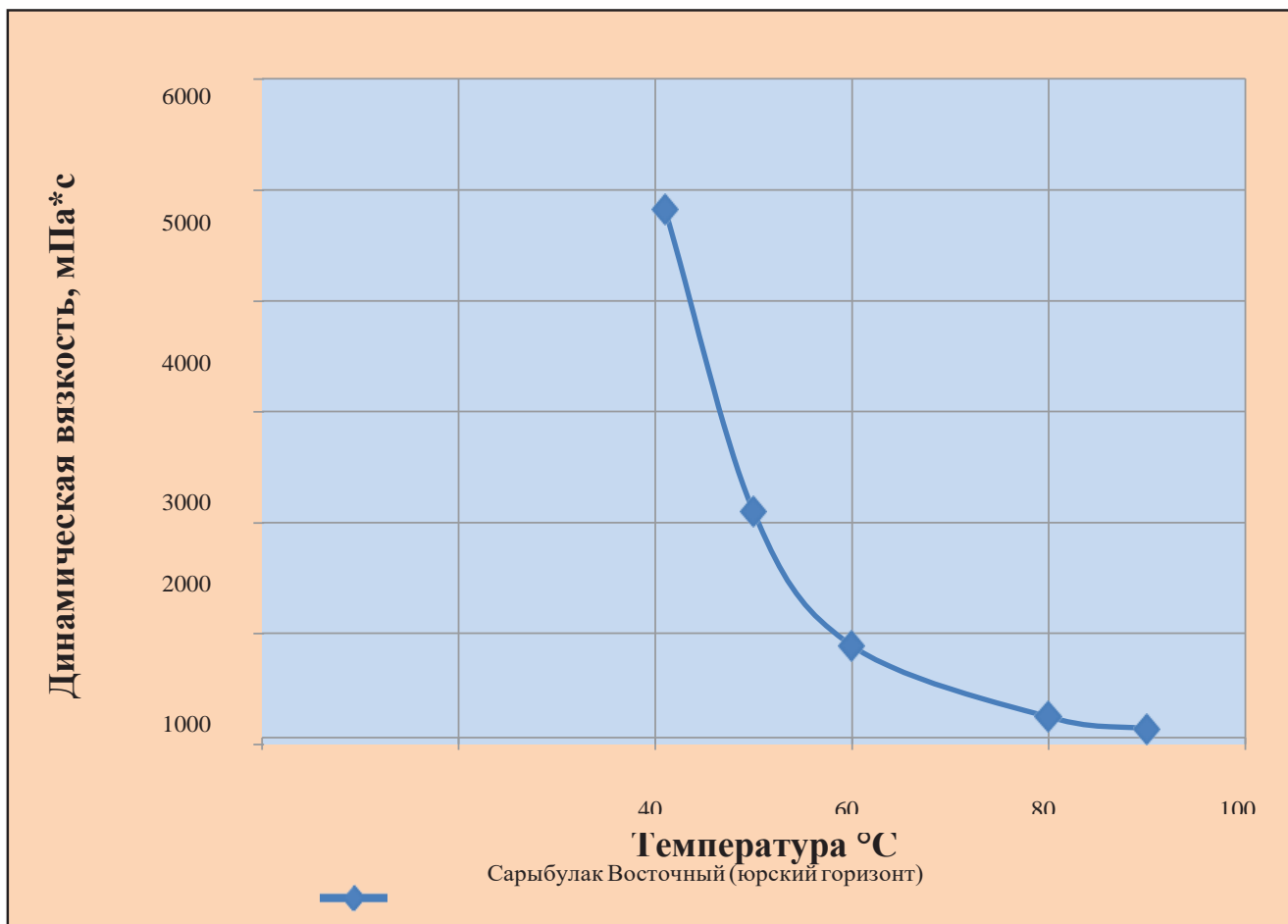
Закачка пара – наиболее эффективный метод теплового воздействия, однако в большинстве залежей Казахстана могут возникнуть осложнения по его применению, связанные с рядом причин:

- Отсутствие естественных месторождений газа как источника энергии;
- Отсутствие пресной воды;
- Экологические проблемы;
- Сложность эксплуатации в условиях высоких температур.

Высоковязкая нефть имеет очень низкое содержание газа, поэтому для эксплуатации месторождения требуется дополнительный источник энергии, который будет доставляться через газопроводы, что означает дополнительные затраты. Ограничения производительности при подачи воды также ведет к поиску альтернативных источников.

Месторождение Сарыбулак располагает источником пресной воды – озеро Зайсан, также имеются содержащие газ залежи, что означает применение паротеплового метода актуальным. В данный момент данный метод осуществляется только на месторождении Каражанбас.

Рисунок 7 – Зависимость вязкости от температуры на месторождении Сарыбулак



На Рисунке 7 показана графическая зависимость динамической вязкости дегазированной нефти от температуры на месторождении Сарыбулак. Вязкость достигает своего минимума при значении температуры 90 °С.

Таблица 1 показывает, что при увеличении температуры горячей воды с 90°С до 140°С коэффициент вытеснения нефти изменяется незначительно, поэтому для большей эффективности рекомендуется закачивать горячую воду с применением ПАВ.

Таблица 1 – Зависимость КИН от температуры

Месторождение	Коэффициент вытеснения нефти водой при различных температурах, %
---------------	--

	Продолжение таблицы 1		
	Пластовая	90°С	140°С
Сарыбулак	Не определяли	42	44

Далее будет приведена таблица, где будут показаны результаты дополнительных экспериментов по закачке горячей воды с температурой 140 °С. Данные исследования были проведены на керновом материале по определению коэффициента вытеснения нефти. Эффект от подачи горячей воды в нагнетательную скважину начинает проявляться в призабойной зоне добывающей скважины через 3-4 года.

Таблица 2 – Результаты закачки воды с температурой 140 °С

№ этап а	Этапы работ	Параметр	Значения
1	Подготовка образца керна к исследованиям		
1.1	Оценка исходных параметров	Лабораторный номер образца	10/8/9
	Объем пор, мл	42,848	
	Объем воды, оставшейся в образце керна, мл	14,85	
	Остаточная водонасыщенность, %	30,58	
	Начальное содержание нефти, мл	31,00	
1.2	Фильтрация горячей технической воды до 140 °С	Объем нефти вышедший из образца керна, мл	13,354
	Коэффициент вытеснения нефти, %	45,51	
	Остаточная нефтенасыщенность, %	36,96	

Результаты показывают, что закачка горячей воды имеет низкую эффективность для условий месторождения Сарыбулак, возрастает коэффициент остаточной нефтенасыщенности при незначительном повышении коэффициента вытеснения нефти. Результаты по вытеснению нефти горячей водой с добавлением химических реагентов у месторождений с похожими условиями показывали положительный результат, что говорит об актуальности их исследований на данном этапе.

2.3 Паротепловое воздействие, модели паротепловой зоны

Паротепловое воздействие начинается с обработки призабойной части скважины паром и непрерывной закачки пара в нагнетательные скважины, далее идет циклическая обработка забоев добывающей скважины с переходом на непрерывную закачку.

Процедура закачки пара состоит из трех последовательностей:

- Закачка теплоносителя;
- Зона воздействия полностью покрыта теплоносителем;
- Добыча нефти.

Для расчета основных показателей паротеплового процесса в данной работе используются методы Маркса-Лангенгейма и Майхилла-Стегмейера.

2.3.1 Модель Маркса-Лангенгейма

Сначала для нахождения площади тепловой зоны, в которой происходит вытеснение нефти, будет использоваться модель Маркса-Лангенгейма. Перенос тепла данной модели осуществляется за счет конвекции, теплопроводность пласта не учитывают. Здесь распространение тепла идет только в вертикальном положении. Температура и давление не влияют на характеристику пласта. Температура пара остается постоянной и равна температуре на забое, нефтенасыщенность постоянно меняется. Основное преимущество данной модели заключается в неограниченности зоны повышенной температуры и возможность расчетов при разных свойствах горных пород.

Таблица 3 – Значения пород и пласта

Пористость, ϕ	0.25
Толщина пласта, h (ft)	108
Температура пара, T_S (°F)	500
Температура пласта, T_R (°F)	104
Объемная теплоемкость пород нижнего и верхнего слоев, M_{oi} (BTU/(ft ³ °F))	35

Продолжение таблицы 3	
Объемная теплоемкость пластовой породы, M_{rock} (BTU/(ft ³ °F))	40
Объемная теплоемкость нефти, M_o (BTU/(ft ³ °F))	28
Объемная теплоемкость воды, M_w (BTU/(ft ³ °F))	54
Проводимость пород нижнего и верхнего слоев, α_{ou} (BTU/(ft Day °F))	25
Плотность пара при 500°F, ρ_s (lb/ft ³)	1.50
Плотность воды при 500°F, ρ_w (lb/ft ³)	49.0
Плотность воды при SC, ρ_w (lb/ft ³)	62.4
Начальная нефтенасыщенность, S_{oi}	0.7
Остаточная нефтенасыщенность, S_{orst}	0.2
Скрытая теплота, L_v (BTU/lbm)	700
Теплоемкость воды, C_w (BTU/(lbm °F))	1.10
Коэффициент захвата, E_c	0.85

Используется метод Маркса-Лангенгейма, поскольку требуемое время ($t = 300$ дней) меньше критического времени.

- Массовый расход пара (lbm/day):

$$w_s = 1000 \frac{\text{bbl}}{\text{day}} * 5.6146 \frac{\text{ft}^3}{\text{bbl}} * 62.4 \frac{\text{lbm}}{\text{ft}^3} = 350,351 \frac{\text{lbm}}{\text{day}} \quad (1)$$

- Скорость закачки тепла (BTU/day) определяется с помощью массового расхода и тепловых параметров пласта:

$$\dot{Q}_{inj} = w_s \left[f_s L_v + (T_s - T_R) C_w \right]$$

$$\dot{Q}_{inj} = 350351 \frac{\text{lbm}}{\text{day}} \left[0.8 * 700 \frac{\text{BTU}}{\text{lbm}} + 396^\circ\text{F} * 1.10 \frac{\text{BTU}}{\text{lbm } ^\circ\text{F}} \right] \quad (2)$$

$$\dot{Q}_{inj} = 348,809,456 \frac{\text{BTU}}{\text{day}}$$

где w_s - массовых расход пара;

f_s - частота закачки пара;

L_v - скрытая теплота, (BTU/lbm);

T_s - температура пара, °F;

T_R - температура пласта, °F;

C_w - теплоемкость воды, (BTU/(lbm °F)).

С помощью этого значения находится общий объем добытой нефти за определенное время. По расчету продолжительность закачки пара составляет

300 дней, что является оптимальным значением времени для получения желательного эффекта.

- Объемная теплоемкость резервуара:

$$M_{res} = (1 - \phi)M_{rock} + \phi \left[S_w M_w + S_o M_o + S_s \rho_s C_w + \frac{S_s \rho_s L_v}{\Delta T} \right]$$

$$M_{res} = (1 - 0.25)40 \frac{\text{BTU}}{\text{ft}^3 \text{ } ^\circ\text{F}} +$$

$$+ 0.25 \left[0.3 * 54 + 0.2 * 28 + (1 - 0.3 - 0.2)1.5 * 1.1 + \frac{(1 - 0.3 - 0.2)1.5 * 700}{396} \right] \quad (3)$$

$$M_{res} = 35.99 \frac{\text{BTU}}{\text{ft}^3 \text{ } ^\circ\text{F}}$$

где M_{rock} - объемная теплоемкость пластовой породы, (BTU/(ft³ °F));

ϕ - пористость;

S_w - коэффициент обводненности;

M_w - объемная теплоемкость воды, (BTU/(ft³ °F));

S_o - остаточная нефтенасыщенность;

M_o - Объемная теплоемкость нефти, (BTU/(ft³ °F));

ρ_s - Плотность пара при 500°F, (lb/ft³).

- Безразмерное время:

$$t_D = 4 \left(\frac{M_{OU}}{M_{res}} \right)^2 \frac{\alpha_{OU} t}{h^2} \quad (4)$$

$$t_D = 4 \left(\frac{35}{35.99} \right)^2 \frac{25}{35} \frac{300}{(108)^2} = 0.0735$$

где M_{OU} - объемная теплоемкость пород нижнего и верхнего слоев, (BTU/(ft³ °F));

α_{OU} - проводимость пород нижнего и верхнего слоев, α_{OU} (BTU/(ft Day °F));

h - толщина пласта, (ft).

- Площадь обогреваемого пласта:

$$\text{erfc}(\sqrt{t_D}) = \text{erfc}(0.2712) = 0.07137$$

erfc – дополнительная функция ошибок.

$$G = 2\sqrt{\frac{t_D}{\pi}} - 1 + e^{t_D} \operatorname{erfc}(\sqrt{t_D}) \quad (5)$$

$$G = 2\sqrt{\frac{0.0735}{\pi}} - 1 + e^{0.0735} \operatorname{erfc}(\sqrt{0.0735}) = 0.0448$$

Согласно рассматриваемой модели и принятых допущений, площадь паровой зоны определяется как:

$$A = \frac{\dot{Q}_{inj} M_{res} hG}{4(T_S - T_R) \alpha_{OU} M_{OU}^2} \quad (6)$$

$$A = \frac{348,809,456 * 35.99 * 33 * 0.0448}{4 * 396 * \frac{25}{35} * (35)^2} = 57,745.5625 \text{ ft}^2$$

- Тепловая эффективность:

$$E_h = \frac{G}{t_D} = \frac{0.0448}{0.0735} = 0.609 \quad (7)$$

- Общий объем нефти, добытый в момент времени t :

$$N_p = h\phi(S_o - S_{orst})A$$

$$N_p = \frac{33 * 0.25 * (0.7 - 0.2) 57,745.5625}{5.6146} \quad (8)$$

$$N_p = 42,424.772 \text{ bbl}$$

В данной модели нефтенасыщенность паровой зоны равна остаточной. Температура в паровой зоне постоянная и равна температуре на забое скважины. Вытеснение паром происходит скачкообразно.

Используя данный метод, можно найти зависимость площади паровой зоны и общий объем накопленный нефти от температуры закачиваемого пара за определенный промежуток времени ($t=300$ дней). С помощью данных зависимостей оценивается эффективность повышения или понижения температуры паронагнетания.

Таблица 4 – Значения по методу Маркса-Лагенгейма

Температура пара, °F	Площадь паровой зоны, ft ²	Объем накопленной нефти, bbl
300	33778	33453
500	57745	44424
600	63040	57332

График – 1 Зависимость площади паровой зоны от температуры пара

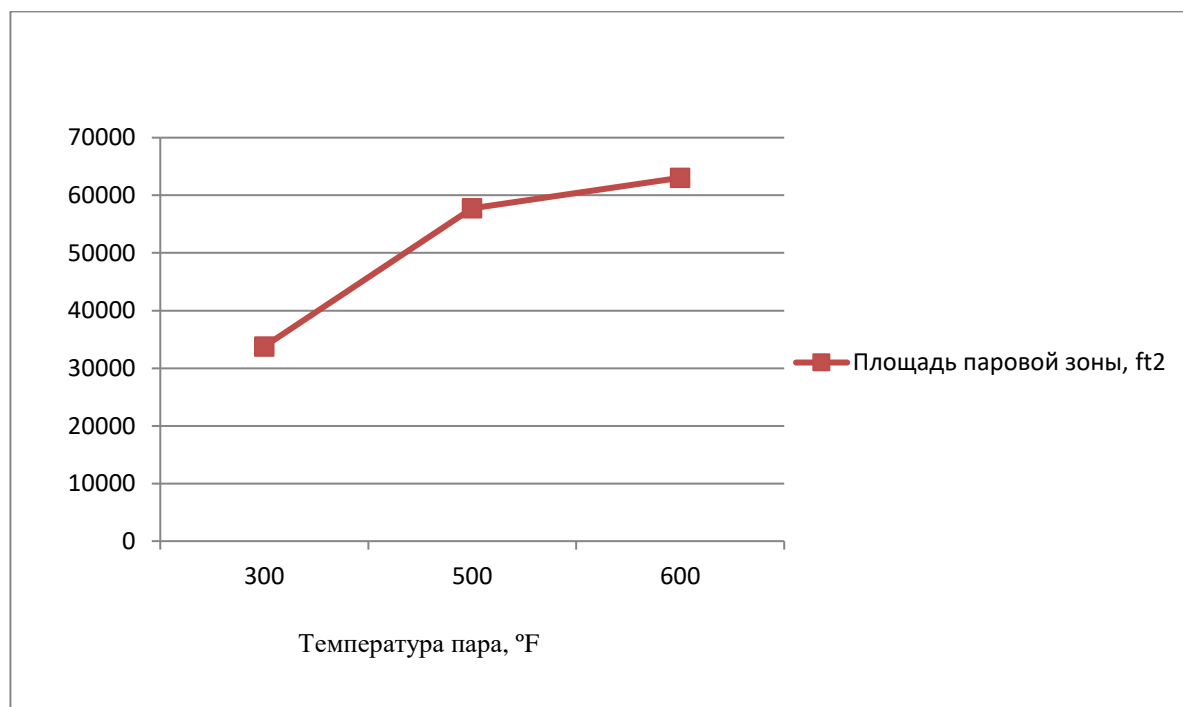
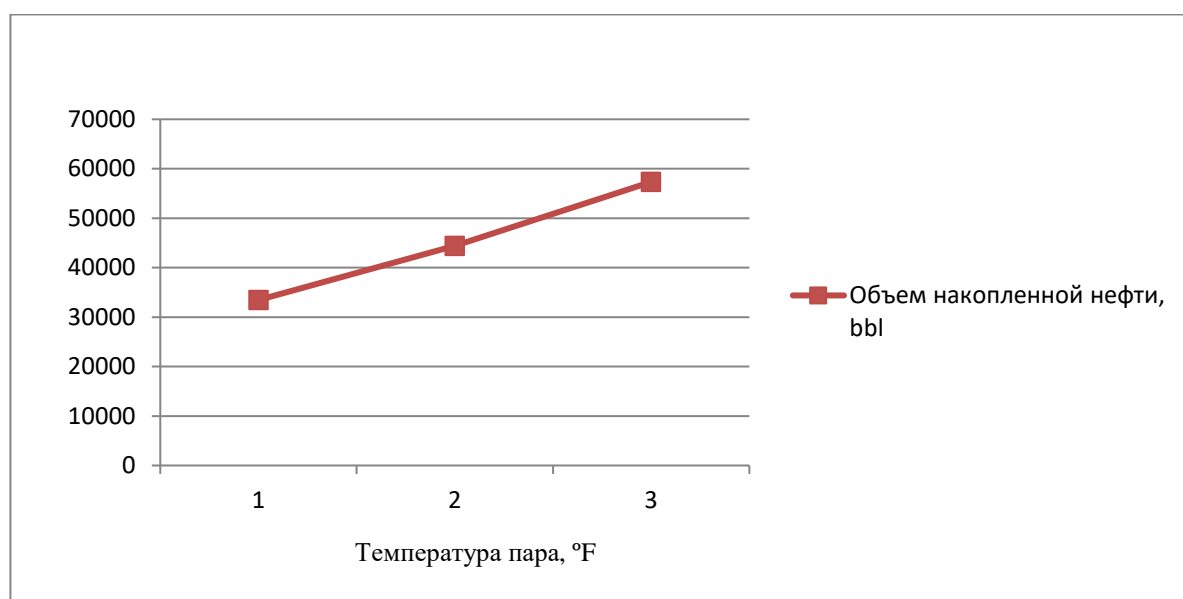


График 2 – Зависимость общего объема накопленной нефти от температуры пара

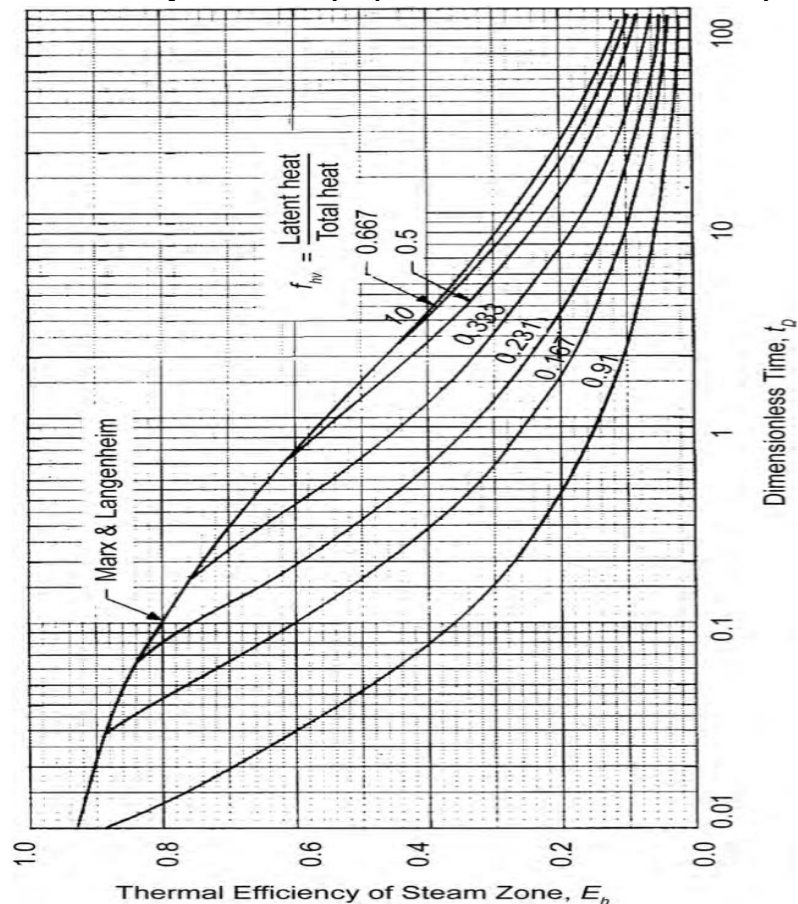


Исходя из полученных результатов, прослеживается прямая пропорциональность значений температуры пара и площади паровой зоны, а значит и общего объема накопленной нефти. При увеличении температуры возрастает общий объем добычи в данный промежуток времени ($t=300$ дней) при своем максимуме в $600\text{ }^{\circ}\text{F}$, однако экономическая эффективность повышения температуры до данной отметки еще не достаточно изучена.

2.3.2 Модель Майхилла-Стегмайера

Модель Майхилла-Стегмайера отличается от предыдущей модели тем, что концепция критического времени, после которого пар находится в одном положении, а тепло переносится только паром через фронт конденсации. Площадь прогретой зоны заменяется на объем паровой камеры.

Рисунок 8 – График Майхилла-Стегмайера



По Рисунку 8 (график зависимости термической эффективности от безразмерного времени) определяем термическую эффективность E .

Используется метод Майхилла-Стегмайера, поскольку требуемое время ($t = 400$ дней) превышает критическое время. Начальные расчеты схожи с расчетами предыдущей модели.

- Массовый расход пара (lbm/day):

$$w_s = 1000 \frac{\text{bbl}}{\text{day}} * 5.6146 \frac{\text{ft}^3}{\text{bbl}} * 62.4 \frac{\text{lbm}}{\text{ft}^3} = 350,351 \frac{\text{lbm}}{\text{day}} \quad (1)$$

- Скорость закачки тепла (BTU/day):

$$\begin{aligned} \dot{Q}_{inj} &= w_s [f_s L_v + (T_s - T_R) C_w] \\ \dot{Q}_{inj} &= 350,361 \frac{\text{lbm}}{\text{day}} \left[0.8 * 700 \frac{\text{BTU}}{\text{lbm}} + 396^\circ \text{F} * 1.10 \frac{\text{BTU}}{\text{lbm } ^\circ \text{F}} \right] \\ \dot{Q}_{inj} &= 348,859,456 \frac{\text{BTU}}{\text{day}} \end{aligned} \quad (3)$$

- Объемная теплоемкость резервуара:

$$\begin{aligned} M_{res} &= (1 - \phi) M_{rock} + \phi \left[S_w M_w + S_o M_o + S_s \rho_s C_w + \frac{S_s \rho_s L_v}{\Delta T} \right] \\ M_{res} &= (1 - 0.25) 40 \frac{\text{BTU}}{\text{ft}^3 \text{ } ^\circ \text{F}} + \\ &+ 0.25 \left[0.3 * 54 + 0.2 * 28 + (1 - 0.3 - 0.2) 1.5 * 1.1 + \frac{(1 - 0.3 - 0.2) 1.5 * 700}{396} \right] \\ M_{res} &= 35.99 \frac{\text{BTU}}{\text{ft}^3 \text{ } ^\circ \text{F}} \end{aligned} \quad (4)$$

- Безразмерное время:

$$\begin{aligned} t_D &= 4 \left(\frac{M_{OU}}{M_{res}} \right)^2 \frac{\alpha_{OU} t}{h^2} \\ t_D &= 4 \left(\frac{35}{35.99} \right)^2 \frac{25}{35} \frac{400}{(108)^2} = 0.09 \end{aligned} \quad (5)$$

- Отношение скрытой теплоты к общему количеству тепла:

$$f_{hv} = \frac{w_s f_s L_v}{\dot{Q}_{inj}} \quad (6)$$

$$f_{hv} = \frac{350,351 * 0.8 * 700}{348,859,456} = 0.5624$$

- Термическая эффективность по графику Майхилла-Стегмейера.

$$E_h = 0.85$$

- Объем паровой камеры по коэффициенту термической эффективности:

$$V_{st} = \frac{\dot{Q}_{inj} t E_h}{M_{res} (T_S - T_R)} \quad (7)$$

$$V_{st} = \frac{348,859,456 * 400 * 0.85}{35.99 * 396} = 8,322,755 \text{ ft}^3$$

- Накопленная добыча нефти находится с помощью разницы между начальной и остаточной нефтенасыщенностью:

$$N_p = V_{st} \phi (S_{oi} - S_{orst}) E_c \quad (8)$$

$$N_p = \frac{8,322,755 * 0.25 (0.7 - 0.2) 0.85}{20.0146}$$

$$N_p = 44,214 \text{ bbl}$$

где S_{oi} - начальная нефтенасыщенность;

E_c - коэффициент захвата.

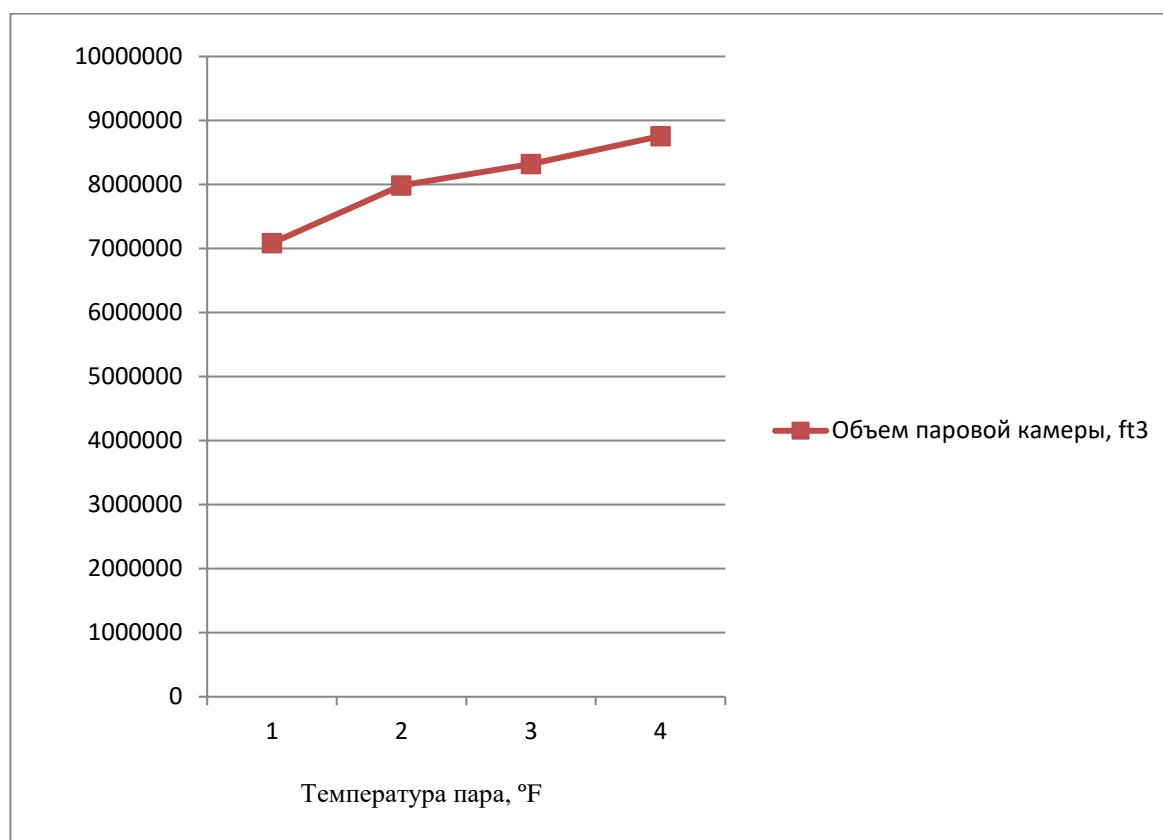
В данном случае объем накопленной нефти вычисляется не по площади обогреваемой зоны, а по объему паровой камеры.

По модели Майхилла-Стегмейера аналогично предыдущему случаю можно построить графики зависимостей объема паровой камеры и накопленной добычи нефти от температуры пара с целью определения наиболее эффективного режима работы пласта.

Таблица 5 – Значения по методу Майхилла-Стегмейера

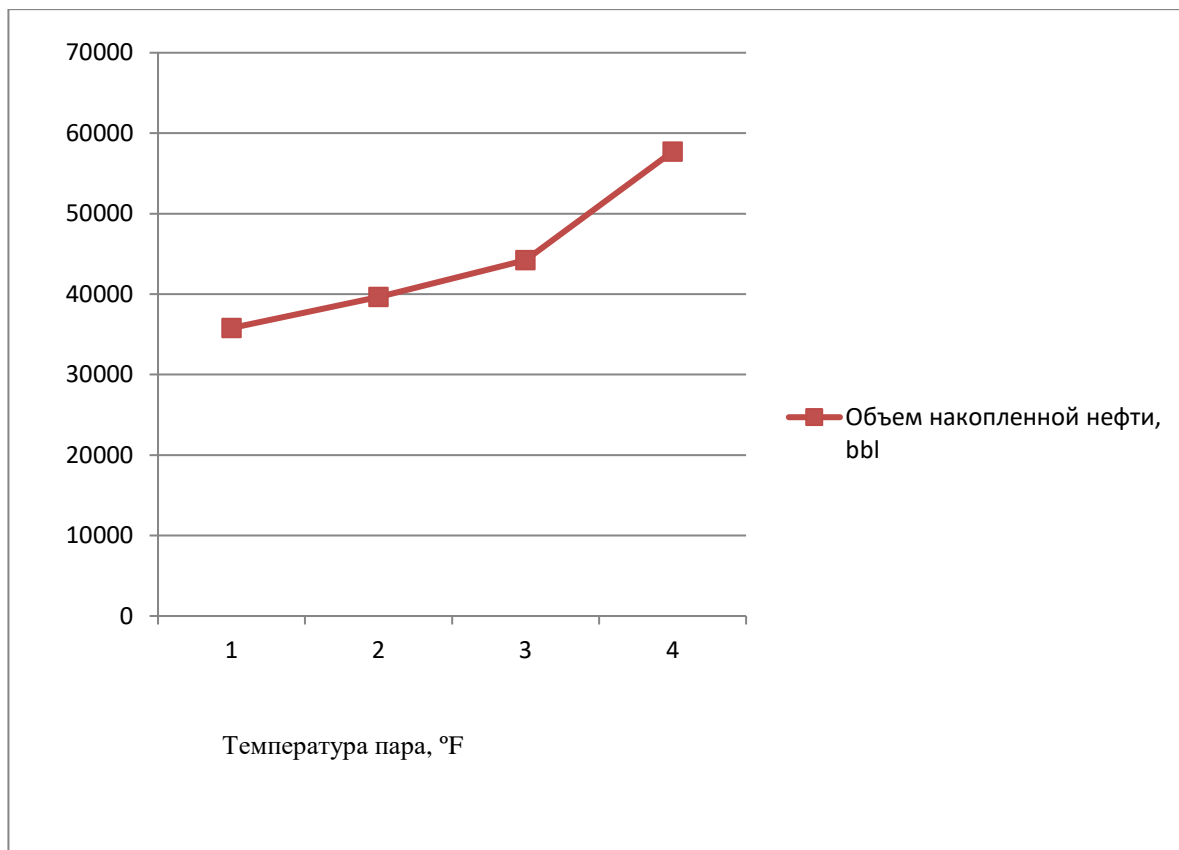
Температура пара, °F	Объем паровой камеры, ft ³	Объем накопленной нефти, bbl
300	7085341	35789
400	7987555	39653
500	8322755	44214
600	8756455	57714

График 3 - Зависимость объема паровой камеры от температуры пара



Оба исследования показывают тенденции увеличения общего объема добытой нефти при увеличении температуры пара. Но несмотря на это, неизвестно влияние высоких температур на другие геологические особенности данного месторождения. Дальнейшее изучение этого параметра может быть одной из долгосрочных перспектив в развитии тепловых методов на основе не только месторождения Сарыбулак, но и других месторождений Казахстана с залежами высоковязких нефтей.

График 4 – Зависимость объема накопленной нефти от температуры пара



3 Расчет экономической эффективности метода закачки пара на месторождении Сарыбулак

В данной части рассматривается экономическая эффективность закачки пара на месторождения Сарыбулак с данными на уровне 2019 года.

Экономический эффект от разработки данного месторождения с применением метода закачки пара на протяжении 300 дней рассчитывается по формуле:

$$\text{Эпар} = \text{Рпар} - \text{Зпар} \quad (1)$$

где Эпар – экономический эффект, тнг;

Рпар – стоимость итогов проведения закачки пара, тнг;

Зпар – стоимость общих затрат на закачку пара, тнг.

Стоимость итогов:

$$\text{Рпар} = \text{Q} * \text{Ц} \quad (2)$$

где Q – добавочная добыча нефти за счет закачки пара, т;

Ц – стоимость одной тонны нефти, тнг/т.

Затраты составляются из издержек на добычу нефти и затрат на проведение парозакачки. Промысловое оборудование не входит в затраты, так как принято за уже имеющееся.

Стоимость затрат определяется по формуле:

$$Z_{\text{пар}} = Z_{\text{скв}} + Z_{\text{у}} \quad (3)$$

где $Z_{\text{скв}}$ – стоимость одной обработки скважины, тнг;
 $Z_{\text{у}}$ – условные затраты, тнг.

Стоимость одной обработки скважины состоит из затрат на зарплату работников $Z_{\text{раб}}$, расходы на социальное страхование $Z_{\text{соц}}$, затраты на покупку пара $Z_{\text{реа}}$ и цеховые расходы $Z_{\text{ц}}$:

$$Z_{\text{скв}} = Z_{\text{раб}} + Z_{\text{соц}} + Z_{\text{реа}} + Z_{\text{ц}} \quad (4)$$

Зарплата работников, занятых в обработке скважины, определяется по формуле:

$$Z_{\text{раб}} = Z_{\text{П}} * Ч * 10 \text{ мес.} \quad (5)$$

где $Z_{\text{П}}$ – зарплата, тнг;
 $Ч$ – количество работников на месторождении.

Социальное страхование:

$$Z_{\text{соц}} = N * Z_{\text{раб}} / 100 \quad (6)$$

где N – ставка ЕСН.

Затраты на реагент вычисляются следующим способом:

$$Z_{\text{реа}} = V_{\text{пар}} + C_{\text{пар}} \quad (7)$$

где $V_{\text{пар}}$ – расход пара для закачки, т;
 $C_{\text{пар}}$ – стоимость одной тонны пара, тнг.

Цеховые расходы определяются:

$$Z_{\text{ц}} = M * Z_{\text{раб}} / 100 \quad (8)$$

где M – процент от затрат на заработную плату.

Изменение прибыли месторождения вычисляется по формуле:

$$\Delta ПБ = (Ц-C2)*Q2-(Ц-C1)*Q1 \quad (9)$$

где C1, C2 – себестоимость добычи одной тонны нефти до и после закачки пара, тнг/т;

Q1, Q2 – добыча нефти до и после закачки пара, т.

Налог на прибыль вычисляется:

$$Н = н*\Delta ПБ /100 \quad (10)$$

где н – процент ставки.

Прирост прибыли:

$$\Delta П = \Delta ПБ - Н. \quad (11)$$

Таблица 6 – Данные для расчета

Добавочная добыча нефти за счет закачки пара, тыс. т	17,58
Стоимость нефти, тнг/т	199400
Общая добыча нефти при закачки пара, тыс. т	300,79
Обводненность, %	80,21
Стоимость 1 т агента пара, тнг.	500,0
Расход пара, тыс. т	900
Число работников, чел.	100
Среднемесячная зарплата одного работника, тнг.	300000

Расчет экономического эффекта от закачки пара в пласт на протяжении 300 дней:

1) По формуле (5) вычисляем расходы на заработную плату:

$$Зраб = 300000*100*10 = 300 \text{ млн. тнг.}$$

2) Затраты на социальное страхование(6):

$$Зсоц = 300 \text{ млн. тнг. } *0.26 = 78 \text{ млн. тнг.}$$

3) Затраты на реагент рассчитываются(7):

$$Зреа = 500*900 = 450 \text{ млн. тнг.}$$

4) Цеховые затраты(8):

$$Зц = 300 \text{ млн. тнг.} * 0.25 = 75 \text{ млн. тнг.}$$

5) Общие затраты на обработку скважины(4):

$$Зскв = 300 + 78 + 450 + 75 = 903 \text{ млн. тнг.}$$

6) Условные расходы вычисляются как 30% от затрат на реагент:

$$Зу = 450 \text{ млн. тнг.} * 0.3 = 135 \text{ млн. тнг.}$$

7) Стоимость затрат(3):

$$Зпар = 903 \text{ млн. тнг.} + 135 \text{ млн. тнг.} = 1038 \text{ млн. тнг.}$$

8) Стоимость итогов мероприятия(2):

$$Рпар = 17,58 * 199400 = 3401 \text{ млн. тнг.}$$

9) Экономический эффект от закачки пара(1):

$$Эпар = 3401 \text{ млн. тнг.} - 1038 \text{ млн. тнг.} = 2363 \text{ млн. тнг.}$$

10) Изменение прибыли месторождения вычисляется(9):

$$\Delta ПБ = (199400 - 160000) * 300,79 - (199400 - 210000) * 140,5 = 12609 \text{ млн. тнг.}$$

11) Налог на прибыль(10):

$$Н = 12609 \text{ млн. тнг.} * 0.24 = 3026 \text{ млн. тнг.}$$

12) Прирост чистой прибыли(11):

$$\Delta П = 12609 \text{ млн. тнг.} - 3026 \text{ млн. тнг.} = 9583 \text{ млн. тнг.}$$

Результаты расчетов показаны в таблице 5.

Таблица 7 – Результаты расчета экономического эффекта на 10 месяцев от применения метода закачки пара.

Результат	до закачки	после закачки
Добыча нефти, тыс. т.	140,5	300,79
Себестоимость добычи	210000	160000
Расход пара, тыс. т.		900
Экономический эффект – общий, млн. тнг.		12609
Без налога и с налогом на прибыль.		9538

После изучения по применению метода закачки пара на месторождении Сарыбулак экономический эффект оказался положительным и показал прирост чистой прибыли в размере 9538 млн. тнг. Несмотря на значительные затраты на тепловую энергию в виде пара, данный метод является одним из самых перспективных по добыче высоковязких нефтей.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

- 1) С помощью критериев применимости МУН был выбран наиболее актуальный метод увеличения нефтеотдачи для условий месторождения Сарыбулак.
- 2) Изучены несколько паротепловых методов, которые применялись на месторождении, выявлены их недостатки и положительные стороны.
- 3) Рассмотрены 2 модели для нахождения паровой зоны, в которой происходит вытеснение нефти, на основе этих моделей был произведен расчет общего объема накопленной нефти в зависимости от площади или объема паровой камеры.
- 4) Рассчитан экономический эффект для предприятия от применения паротеплового воздействия на протяжении 300 дней.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Alvarado V., Manrique E. Enhanced oil recovery: An update review. // *Energies*. – 2010. – V. 3. – № 9. – P. 1529–1575.
2. Сургучев, М.Л. Вторичные и третичные методы повышения нефтеотдачи пластов. – М., Недра, 1986г. – 308 с.
3. Мищенко, И.Т. Сборник задач по технологии технике нефтедобычи/ И.Т. Мищенко, В.А. Сахаров, В.Г. Грон, Г.И. Богомольский. – М: Недра, 1970.
4. Антониади Д.Г., Гарушев А.Р., В.Г. Ишханов Настольная книга по термическим методам добычи нефти. – Краснодар: «Советская Кубань», 2000. – 464 с.
5. Шевелев А.П. Математическое моделирование циклического теплового воздействия на нефтяные пласты: Дис. ...к.ф-м.н. 01.02.05 / Шевелев Александр Павлович; ТюмГУ. – Тюмень, 2005. – 137 с.

ОТЗЫВ НАУЧНОГО РУКОВОДИТЕЛЯ

на дипломный проект

Кириченко Тимура Александровича

по специальности 5В070800 – Нефтегазовое дело

Тема: Выбор и обоснование метода увеличения нефтеотдачи для
месторождения Сарыбулак

В дипломном проекте рассматривается актуальный вопрос выбора и обоснования метода воздействия на пласт в условиях месторождения Сарыбулак. В результате проведенного анализа различных методов увеличения нефтеотдачи выбрана технология закачка пара в пласт. Дана оценка применения различных модификаций теплового воздействия для месторождения Сарыбулак.

Также в дипломном проекте приведен анализ паротеплового воздействия на примере нахождения площади паротепловой зоны с помощью двух моделей: модель Маркса-Лагенгейма и модель Майхилла-Стегмейера.

Экономическая часть дипломного проекта включает в себя расчет экономической эффективности от применения метода закачки пара в пласт в условиях месторождения Сарыбулак.

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

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

Дипломный проект заслуживает высокой оценки «отлично», а в буквенной системе и в процентном соотношении оценки А (90%) и рекомендуется к защите.

Научный руководитель
Сеньор-лектор Логвиненко А.В.

« 30 » 04 2019 г.

Краткий отчет



Университет:	Satbayev University
Название:	Выбор и обоснование метода увеличения нефтеотдачи для месторождения Сарыбулак_Кириченко Т..doc
Автор:	Кириченко Т.
Координатор:	Александр Логвиненко
Дата отчета:	2019-05-06 08:47:45
Коэффициент подобия № 1:	4,9%
Коэффициент подобия № 2:	0,0%
Длина фразы для коэффициента подобия № 2:	25
Количество слов:	4 700
Число знаков:	35 868
Адреса пропущенные при проверке:	
Количество завершенных проверок:	20



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 4



Самые длинные фрагменты, определены, как подобные

№	Название, имя автора или адрес гиперссылки (Название базы данных)	Автор	Количество одинаковых слов
1	Переработка цинковых концентратов месторождения «Шалкия» <i>Satbayev University (Г_М_И)</i>	Қаблақатов Ермек	16
2	Переработка цинковых концентратов месторождения «Шалкия» <i>Satbayev University (Г_М_И)</i>	Қаблақатов Ермек	16
3	Переработка цинковых концентратов месторождения «Шалкия» <i>Satbayev University (Г_М_И)</i>	Қаблақатов Ермек	15
4	Анализ влияния сейсмически активных регионов Казахстана на активность животных в системе сейсмобиомониторинга <i>Satbayev University (И_И_В_Т)</i>	Бекбаулиева Нургуль Нухиевна	12
5	URL_ http://article.gubkin.ru/ru/archive/35		12
6	Учебное пособие по обучению русскому языку. docx <i>Azerbaijan State University of Oil and Industry (ASUOI) (Geofizika)</i>	Караева С.П., Амирова С.Д.	11
7	URL_		10

	https://megaobuchalka.ru/12/20498.html	
8	URL_ https://megaobuchalka.ru/12/20498.html	10
9	URL_ https://author24.ru/readyworks/diplomnaya_rabota/neftegazovoe_delo/468808/	9
10	Переработка цинковых концентратов месторождения «Шалкия» <i>Satbayev University (Г_М_И)</i>	Қаблақатов Ермек 8



Документы, в которых найдено подобные фрагменты: из RefBooks



Источник Termedia

№	Название	Автор	Количество одинаковых слов (количество фрагментов)
1	CO_2015_5_378-384.pdf	(;)	14 (2)



Документы, содержащие подобные фрагменты: Из домашней базы данных

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

№	Название (Название базы данных)	Автор	Количество одинаковых слов (количество фрагментов)
1	Переработка цинковых концентратов месторождения «Шалкия» <i>Satbayev University (Г_М_И)</i>	Қаблақатов Ермек	88 (9)
2	Анализ влияния сейсмически активных регионов Казахстана на активность животных в системе сейсмобиомониторинга <i>Satbayev University (И_И_В_Т)</i>	Бекбаулиева Нургуль Нухиевна	17 (2)
3	Проектирование установки каталитического риформинга прямогонной бензиновой фракции производительностью 500000 т/год на Шымкентском нефтеперерабатывающем заводе <i>Satbayev University (И_Х_И)</i>	Ибадуллаева Азиза Жаркынбековна	5 (1)
4	Разработка способа и установки утилизации ТБО по производству биогаза <i>Satbayev University (И_И_В_Т)</i>	Қапар Абылай Текесбекұлы	5 (1)



Документы, содержащие подобные фрагменты: Из внешних баз данных

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

№	Название (Название базы данных)	Автор	Количество одинаковых слов (количество фрагментов)
1	0Геолого-промысловый анализ доработки X горизонта Бибиэйбатского месторождения_Вып.раб._2018_11.docx <i>Azerbaijan State University of Oil and Industry (ASUOI) (İdarəetmə və sistemlər mühəndisliyi - 61)</i>	Аскеров Тельман Теймур	17 (3)
2	Учебное пособие по обучению русскому языку. docx <i>Azerbaijan State University of Oil and Industry (ASUOI) (Geofizika)</i>	Караева С.П., Амирова С.Д.	11 (1)
3	Документ из базы НЭУ 51dcd8f4-12d0-40d3-af89-3932c0a80d1d.docx <i>NARXOZ (NEU) (Information Technology Center)</i>	na	5 (1)



Документы, содержащие подобные фрагменты: Из интернета

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

№	Источник гиперссылки	Количество одинаковых слов (количество фрагментов)
1	URL_ https://megaobuchalka.ru/12/20498.html	30 (4)
2	URL_ http://article.gubkin.ru/ru/archive/35	25 (3)
3	URL_	15 (2)

