

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

Алтиева Анэля Ерболовна
Беркимбаева Алина Жасланкызы
Мырзабаева Алтынай Бекжанкызы

Сравнительный анализ и подбор эффективного МУН на месторождении X

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.

“10” мая 20__ г.

ДИПЛОМНАЯ РАБОТА

На тему: " Сравнительный анализ и подбор эффективного МУН на месторождении X"

по специальности 5B070800 – Нефтегазовое дело

Выполнили:

Алтиева Анэля Ерболовна
Беркимбаева Алина Жасланкызы
Мырзабаева Алтынай Бекжанкызы

Научный руководитель

PhD, сениор-лектор

Исмаилова Д.А.

“06” мая 2019 г.

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Казахский национальный исследовательский технический
университет имени К.И. Сатпаева

Институт геологии и нефтегазового дела
Кафедра нефтяная инженерия

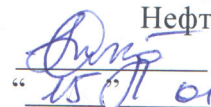
5В070800 – Нефтегазовое дело

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

Нефтяной инженерии

Сыздыков М.К.



2019 г.

ЗАДАНИЕ

на выполнение дипломной работы

Обучающимся

Алтиева А.Е., Беркимбаева А.Ж., Мырзабаева А.Б

Тема: Сравнительный анализ и подбор эффективного МУН на месторождении X

Утверждена приказом Ректора Университета № 1167-д от "17" окт 2018г.

Срок сдачи законченной работы "10" мая 2019 г.

Исходные данные к дипломной работы: Геологические данные по месторождениям

Краткое содержание дипломной работы:

- а) определение основных методов скрининга
- б) расчет коэффициентов неоднородности и минимального давления смешиваемости
- в) расчет дополнительной нефтеотдачи по различным МУН на примере месторождений X
- г) построение гидродинамических моделей в Eclipse 100/ Eclipse 300
- в) экономическое обоснование МУН проектов

Рекомендуемая основная литература:

1. Taber J.J., Martin F.D., and Seright R.S. EOR Screening Criteria Revisited - Part 1: Introduction to Screening Criteria and Enhanced Recovery Field Projects -Part 2: Applications and Impact of Oil Prices //SPE Reservoir Engineering, 1997.
2. Yuan. H., Johns R.T., Egwuenu A.M. and Dinoruk B. Improved MMP Correlations for CO2 Floods Using Analytical Gas Flooding Theory. Paper SPE 89359 presented at SPE/DOE Fourteenth Symposium on Improves Oil Recovery held in Tulsa, Oklahoma, USA, April 17-21, 2004
3. H.M. Sebastian (Amoco Production Co.) | D.D. Lawrence (Amoco Production Co.). Nitrogen Minimum Miscibility Pressures. SPE/DOE Enhanced Oil Recovery Symposium, 22-24 April, Tulsa, Oklahoma, 1992
4. Техническое описание, Версия 2003A_1, Schlumberger, Eclipse
5. Справочное руководство, Версия 2003A_1, Schlumberger, Eclipse

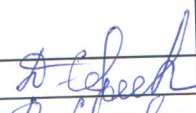
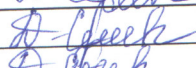
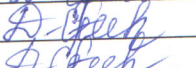
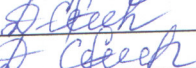
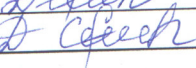
ГРАФИК

подготовки дипломной работы

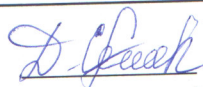
Наименование разделов, перечень разрабатываемых вопросов	Сроки представления научному руководителю	Примечание
Теоретическая часть	15.02.2019	Нет
Технологическая часть	16.03.2019	Нет
Специальная часть	18.04.2019	Нет
Экономическая часть	28.04.2019	Нет

Подписи

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

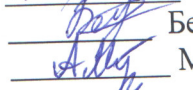
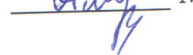
Наименования разделов	Научный руководитель, консультанты, И.О.Ф. (уч. степень, звание)	Дата подписания	Подпись
Теоретическая часть	PhD, Исмаилова Д.А	6.05.2019	
Специальная часть	PhD, Исмаилова Д.А	6.05.2019	
Экономическая часть	PhD, Исмаилова Д.А	6.05.2019	
Технологическая часть	PhD, Исмаилова Д.А	6.05.2019	
Нормоконтролер	PhD, Исмаилова Д.А	6.05.2019	

Научный руководитель



PhD, Исмаилова Д.А

Задание приняли к исполнению обучающийся

Алтиева А. Е.

Беркимбаева А.Ж.

Мырзабаева А.Б.

Дата

« 6 » мая 2019г

АНДАТПА

Дипломдық жұмыста ғылыми негізделген іріктеу және мұнай берудің күшейту әдістерін анықтау үшін жетілдірілген Табердің скринингтік кестесі қарастырылады, ол өндеудің соңғы сатысында және елеулі қалдықты мұнай қоры бар игерілген және жайластырылған кен орындарында көмірсутекті өндірудің табыстылығын айқындайды.

Бұл жұмыстың мақсаты Excel бағдарламасында және Eclipse бағдарламасының симуляциялық моделінде әзірленген Қазақстандағы кен орындарының жағдайында мұнай берудің күшейту әдістерін қолайлылығының терең талдауы болып табылады.

Мұнай берудің күшейту әдістері жобаларының енгізілуі зерттеліп, жетілдірілген кесте негізінде мұнай берудің күшейту әдістерінің ұтымдылары таңдалды. Эксперимент ретінде кен орындарының гидродинамикалық моделі құрылды және мұнай берудің күшейту әдістерінің іріктелгендерін енгізу бойынша жобалар іске асырылды. Мұнай өндіру көлемінің ұлғаюының жалпы көрінісі, белгілі бір әдісті қолданудағы табысты және сәтсіз тәжірибелер, мұнай берудің күшейту әдістерін қолданудың рентабельдігіне қосымша факторлардың себептері мен жағымды әсерлері ұсынылды.

АННОТАЦИЯ

В дипломной работе рассматривается научно-обоснованный подбор и усовершенствованная таблица скрининга Табера для выявления методов увеличения нефтеотдачи, что определяет успешность добычи углеводородов на освоенных и обустроенных месторождениях, находящихся на поздних стадиях разработки и содержащих значительные остаточные запасы нефти.

Целью данной работы является глубокий анализ применимости методов увеличения нефтеотдачи под условия месторождений Казахстана с помощью методики, разработанная в программе Excel и симуляционной модели программы Eclipse.

Изучены основные этапы внедрения МУН проектов и на основе усовершенствованной таблицы были выбраны наиболее оптимальные МУН. В качестве эксперимента построена гидродинамическая модель месторождений и проведены проекты по внедрению отобранных методов увеличения нефтеотдачи. Представлена общая картина прироста добычи нефти, успешность и неудачные опыты по применению того или иного метода, причины и положительное влияние дополнительных факторов на рентабельность использования методов увеличения нефтеотдачи.

ANNOTATION

The thesis work considers an updated Taber's screening criteria and stages for effective EOR selection. It will be used to maximize ultimate recovery from existing mature fields with significant residual oil.

The purpose of this work is a deep analysis of the applicability of methods for enhancing oil recovery projects under the conditions of Kazakhstan's fields using the methodology developed in Excel and the simulation model of the Eclipse program.

The main stages of the implementation of EOR projects were researched and, based on an improved screening criteria table, the most optimal tertiary recovery methods were selected. As an experiment, a hydrodynamic model of the oil fields was constructed and projects were implemented to introduce selected methods of enhanced oil recovery.

A general picture of the increased oil production, successful and unsuccessful experiments on the application of a method, the causes and the positive influence of additional factors on the profitability of using enhanced oil recovery methods is presented.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	11
1 Литературный обзор	12
1.1 Определение третичных методов добычи	12
1.2 Классификация основных МУН	12
1.2.1 Тепловые методы	13
1.2.2 Химические методы	13
1.2.3 Газовые методы	14
1.3 Тенденции МУН в мире	14
1.4 Методы повышения нефтеотдачи по характеру литологии	15
1.4.1 МУН по литологии песчаника-коллектора	16
1.4.2 МУН по литологии карбоната-коллектора	16
1.5 Метод критериев отбора МУН	17
2 Дополнение критериев для таблицы скрининга	18
3 Геологическая характеристика анализируемых месторождений	21
4 Методика проведения исследований и обработка экспериментальных данных	23
4.1 Методика проведения исследований	23
4.2 Обработка экспериментальных данных и их анализ	23
5 Расчеты по определению дополнительно извлеченной нефти на месторождениях X1, X2, X3	25
5.1 Расчет по внутрипластовому горению для месторождений X1 и X2	25
5.2 Расчет минимального давления смешиваемости	28
5.3 Расчет коэффициента неоднородности Дисктра-Парсонса	29
5.4 Оценка эффективности повышения нефтеотдачи при закачке диоксида углерода для месторождения X1	30
5.5 Оценка эффективности повышения нефтеотдачи при закачке азота для месторождения X1	32
6 Построение гидродинамической модели резервуаров и применение выбранных МУН	35
6.1 Гидродинамическая модель месторождения X1	35
6.1.1 Модель закачки газов технологией тонких трубок	37
6.2 Гидродинамическая модель месторождения X2	38
6.3 Гидродинамическая модель месторождения X3	40
6.4. Сравнительный анализ для уже успешно реализованных на практике месторождений	42
6.5 Вывод по завершению практической части	45
6.6. Вывод по завершению теоретической части для уже успешно реализованных на практике месторождений	46
7 Экономические расчеты эффективности различных МУН на месторождениях X1, X2, X3	48
7.1 Расчет по полимерному заводнению	49

7.2 Экономический расчет по закачке УВ для месторождения X3	49
7.3 Экономический расчет по внутрискластовому горению для месторождения X1 и X2	50
7.4 Экономический расчет прибыли при закачке CO ₂ и N ₂ для месторождения X1	51
7.5 Прибыль по методам увеличения нефтеотдачи на различных месторождениях	52
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	54
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ	55

ПРИЛОЖЕНИЕ А	Использованная для преобразования Таблица скрининга	57
ПРИЛОЖЕНИЕ Б	График общей накопленной добычи воды месторождения Х1 при закачке полимера (FWPT)	58
ПРИЛОЖЕНИЕ В	График общей накопленной добычи воды месторождения Х3 при закачке газа (FWPT)	59
ПРИЛОЖЕНИЕ Г	График общей накопленной добычи газа месторождения Х3 при закачке газа (FGPT)	60
ПРИЛОЖЕНИЕ Д	График дебитов воды месторождения Х3 при закачке газа (FWPR)	61
ПРИЛОЖЕНИЕ Е	График пластового давления в трубках в течение закачки азота на месторождении Х1	62
ПРИЛОЖЕНИЕ Ж	График общей накопленной добычи воды месторождения Х2 при закачке полимера (FWPT)	63
ПРИЛОЖЕНИЕ И	Скрининг месторождения Х1	64
ПРИЛОЖЕНИЕ К	Скрининг для месторождения Х2	66
ПРИЛОЖЕНИЕ Л	Скрининг месторождения Х3	68
ПРИЛОЖЕНИЕ М	Скрининг по месторождению Каламкас	70
ПРИЛОЖЕНИЕ Н	Скрининг по месторождению Ромашкинское	72
ПРИЛОЖЕНИЕ П	Скрининг по месторождению Сосновское	74
ПРИЛОЖЕНИЕ Р	Скрининг по месторождению Дерюжевское	76
ПРИЛОЖЕНИЕ С	Скрининг по месторождению Радаевского	78

ВВЕДЕНИЕ

Основная часть текущей мировой добычи нефти приходится на месторождения, находящиеся на последней стадии разработки. Увеличение извлекаемых запасов нефти из данных резервуаров является ведущей задачей в нефтегазовой индустрии. Кроме того, скорость восполнения добытых запасов новыми открытиями неуклонно снижалась в последние десятилетия. Таким образом, увеличение коэффициента извлечения нефтеотдачи с выработанных месторождений имеет решающее значение для удовлетворения растущего спроса на энергию в ближайшие годы [1].

В настоящее время методика выбора МУН представляет собой сопоставление свойств нефти и пласта с критериями отбора, называемыми скрининговыми исследованиями. По данным скрининговым исследованиям получают оценку целесообразности применения методов повышения нефтеотдачи исходя из ограниченного числа характеристик породы-коллектора и флюидов.

Впервые содержательный обзор исследования эффективности воздействия МУН были даны Табером [2]. Им проведен анализ влияния критериев основных МУН, которые были сведены в таблицы, называемые в научной литературе таблицами Табера.

1 Литературный обзор

1.1 Определение третичных методов добычи

Методы увеличения нефтеотдачи, или, третичные методы добычи, определение которого охватывает практически все режимы добычи нефти (поршневое и смешивающиеся вытеснение, обработка скважины, и др.), основываются на уменьшении поверхностного натяжения или вязкости, что способствует продвижению нефти к забою скважины [3]. Это достигается путем закачки в пласт различных реагентов. МУН могут способствовать извлечению дополнительно 5–20 % геологических запасов нефти. В зависимости от свойств нефти и характеристики коллектора общее извлечение может достичь 50–70 % , а в некоторых случаях и выше [1].

1.2 Классификация МУН

Согласно Министерству Энергетики США, перечислены следующие основные методы повышения нефтеотдачи:

Тепловые методы:

- Горячая вода;
- Циклическая закачка пара;
- Непрерывная закачка пара;
- Внутрипластовое горение.

Газовые методы:

- Смешивающиеся вытеснение:
 - Диоксид углерода;
 - Углеводороды;
 - Азот и дымовые газы.
- Несмешивающиеся вытеснение
 - Диоксид углерода;
 - Углеводороды;
 - Азот и дымовые газы.

Химические методы:

- Закачка пены;
- Закачка ПАВ;
- Закачка щелочи;
- Полимерное заводнение;
- Закачка щелочи, ПАВ и полимера (ASP).

Другие методы:

- Электромагнетизм;
- Микробиологический;
- Переменная закачка воды и газа.

В соответствии с В.Алварадо, описание трех основных категорий МУН представлено ниже [4]:

1.2.1 Тепловые методы

В данном методе различные вариации технологий используются для передачи тепловой энергии в пласт или её непосредственное производство в условиях резервуара. При разработке тяжелой нефти, основным требуемым механизмом вытеснения является уменьшение вязкости нефти, что способствует её продвижению к забою добывающих скважин. Для повышения эффективности стратегии паротепловой закачки применяют циклическое воздействие на пласт. При таком процессе пар нагнетают при высоком расходе в течении определённого времени, обычно несколько недель, затем пласт выдерживают несколько дней для пропитки пласта паром, после чего возобновляют отбор нефти. Данный метод используется при разработке тяжелой нефти (10°-20° API). В свою очередь, в условиях легкой нефти, применение закачки тепловых методов приводит к испарению легких фракций углеводородов.

Широким применением в данной категории обладает метод внутрипластового горения. В этом методе происходит нагнетания смеси воздуха или кислорода для создания очага горения части нефти в резервуаре. В зависимости от свойств и характеристики нефти, в продуктивном горизонте возникает либо низкотемпературное, либо высокотемпературное окисление. В итоге в пласте происходит термический крекинг нефти, связанный со сложным процессом кинетики – расщеплением углеводородов.

1.2.2 Химические методы

Основной целью применения химических методов является увеличение капиллярного числа. Наиболее известным методом считается мицеллярно-полимерное заводнение. Однако после значительных успехов в промысловых испытаниях, широкий спектр применимости обрели заводнения с использованием ПАВ, щелочи и полимера (ASP). Сущность метода в том, что полимер регулирует подвижность, в то время как ПАВ и щелочь значительно уменьшают поверхностное натяжение. Полимерное заводнение применяют во многих нефтяных регионах, наибольшее успешных результатов в использовании данного метода было достигнуто в Китае.

1.2.3 Газовые методы

Данная категория основана на закачке растворителя, при котором происходит смешивание реагента с нефтяной фазой. Достижение смешиваемости происходит с помощью нагнетания следующих реагентов:

Углеводороды. При закачке происходит смешивание с пластовой нефтью, увеличивается объем нефти и снижается ее вязкость

Диоксид углерода. Смешиваемость с CO₂ достигается с помощью экстракции нефтяной фракции. При этом требуемое давление смешиваемости ниже, чем давление смешиваемости для углеводородов. Механизм вытеснения с любым другим смешиваемым процессом не отличается (например, закачка газа высокого давления).

Азот и выхлопные газы. Смешиваемость при этом методе происходит благодаря испарению легких фракций. Однако в связи с высоким давлением смешиваемости, данный процесс вытеснения обладает существенными капитальными затратами (CAPEX), поэтому они применяется редко.

Нередкой проблемой в смешивающих процессах вытеснения является образования языков в результате низкой вязкости закачиваемого газа. Кроме того, концентрация реагента в верхней части пласта из-за незначительной плотности приводит к снижению степени охвата. Для устранения данной проблемы, используют технологию попеременной закачки воды и газа (WAG). Этот процесс часто применяется при заводнении диоксида углерода для увеличения степени охвата пласта и снизить затраты на реагенты.

1.3 Тенденции МУН в мире

Доля применения основных категорий МУН проектов представлено на рисунке 1.3. Из диаграммы следует, что тепловые методы возглавляют долю проектов МУН, за которыми следуют газовые методы. [5]

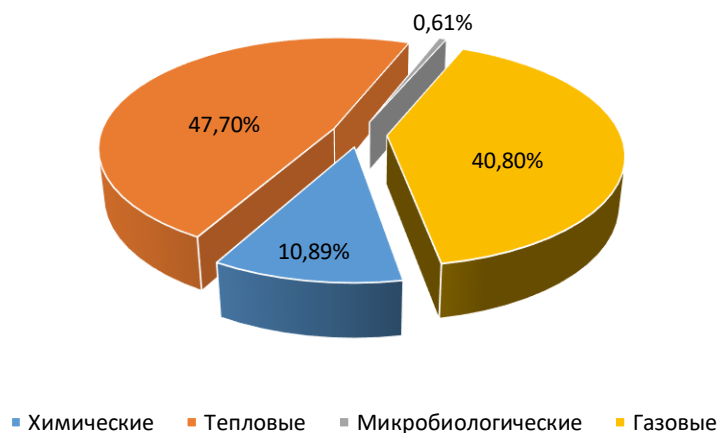


Рисунок 1.3.1 – Доля мирового применения категорий МУН проектов

Основная доля проектов подкатегорий МУН приходится на паротепловую обработку скважины, за которым следует смешивающаяся закачка газа (диаграмма). [5]

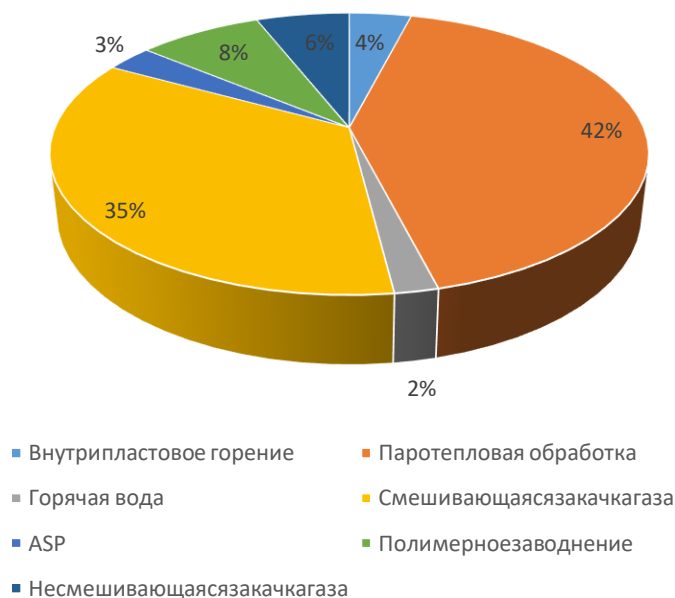


Рисунок 1.3.2 – Доля мирового применения подкатегорий МУН проектов

1.4 Методы повышения нефтеотдачи по характеру литологии [20]

Литология резервуара является одним из главных скрининг критериев, часто ограничивая специфику применимость некоторых МУН. График показывает, что наибольшее применение МУН приходится на песчаный резервуар. Из графика следует, что тепловые и химические МУН имеют наибольшее применение в сравнении с другими литологиями.

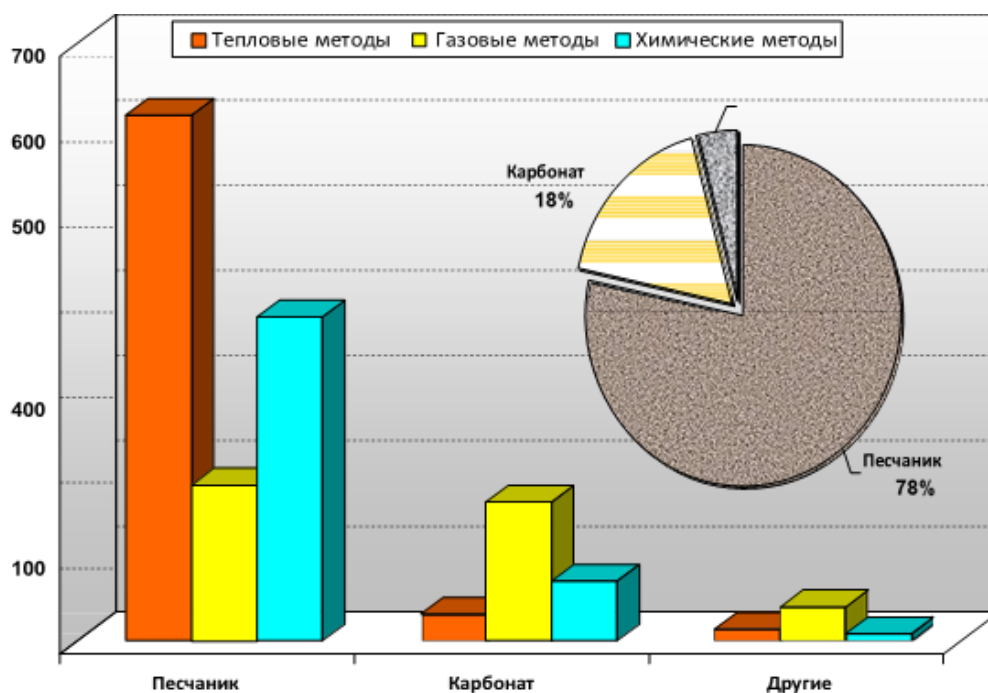


Рисунок 1.4.1— МУН методы по характеру литологии (основаны на 1507 проектах).[6]

1.4.1 МУН по литологии песчаника-коллектора

В целом, песчаные коллекторы демонстрируют наибольший потенциал для реализации проектов МУН, по причине того, что большинство технологий были испытаны в пилотных и коммерческих проектах в этом типе литологии. Кроме того следует отметить, что есть некоторые месторождения, где различные технологии МУН были оценены успешно в пилотном масштабе, показав техническую применимость различных методов МУН на одном и том же месторождении. Такими примерами являются месторождения Кармополис (Бразилия) и Каражанбас (Казахстан):

- Каражанбас – месторождение с тяжелой нефтью (19°API), где были внедрены полимерное заводнение, паротепловая обработка, внутрискважинное горение и внутрискважинное горение с нагнетанием пены.

- Кармополис – месторождение с тяжелой нефтью (22°API), где были применены полимерное заводнение паротепловая обработка скважины и микробиологический МУН.

1.4.2 МУН по литологии карбоната-коллектора

Широко известно, что значительная часть мировых запасов располагается в карбонатных коллекторах. Карбонатные коллектора обычно обладают низкой пористостью и могут быть подвергнуты разрыву. В следствии это приводит к более низкой производительности извлечения нефти по сравнению с

песчаником-коллектором. При реализации технологий МУН в карбонатный резервуар, закачиваемый реагент в большинстве случаев будет проходить через сети трещин, и обходить нефть в матрице породы. Высокая проницаемость сети трещин и низкий эквивалентный пористый объем, часто приводит к раннему прорыву закачиваемого реагента.

В последнее время в научной литературе упоминается огромное количество МУН проектов в карбонатных резервуарах. Данные проекты демонстрируют техническую осуществимость различных методов МУН в карбонатных коллекторах, однако нагнетание газа (непрерывная или режим WAG), по-прежнему являются наиболее распространенным МУН, реализуемым в этом типе литологии (График). Полимерное заводнение является единственно испытанным химическим методом МУН, в свою очередь тепловые методы МУН внесли относительный небольшой вклад в мировую добычу нефти из карбонатных пластов. Тем не менее, в последние годы проекты по закачке воздуха под высоким давлением (HRAI) неуклонно расширяются, особенно в карбонатных коллекторах легкой нефти в США.

1.5 Метод критериев отбора МУН

Табер и другие опубликовали первые критерии отбора в 1982 году; данные критерии были обновлены в 1996 в статье, которая стала наиболее цитируемой научной статьей в Обществе Инженеров Нефтяников (SPE)(приложение А). Скрининг критерии МУН классифицируют методы на газовые, химические и тепловые, и основаны на свойствах нефти и характеристике резервуара, перечисленных для каждого из методов. Диапазон скрининг критериев основаны на документированных МУН проектов и научных исследований.

Однако подход Табера не позволяет провести математически строгое ранжирование МУН по степени их применимости для определенного месторождения, потому что рекомендованные им интервалы параметров нельзя принимать с полной достоверностью ввиду слабой формализованности геолого-физических данных.

2 Дополнение критериев для таблицы скрининга

Основной целью дипломной работы, было облегчение и четкое представление о процессе выбора метода увеличения нефтеотдачи, а также сокращение времени подбора МУН. Изучение огромного количества материалов дало понять, что есть проработанная схема, которую используют всегда во всем мире, для скрининга оптимальных методов, но, к сожалению, часто источники разнятся в предоставленной информации. В данной работе представлена усовершенствованная таблица, с дополнительными критериями, выбранными предпочтительно исходя из свойств пластов и нефти Казахстана.

Добавленными критериями являются: компонентный состав нефти, давление в резервуаре, однородность пластов, процент обводненности (таблица 2.1).

Причина выбора данных критерий проста, Казахстан страна, в которой преобладают нефти тяжелого происхождения, насыщенные серой, парафинами и асфальтенами, а также большинство из месторождений на территории страны уже давно обводнены.

Усовершенствованная таблица, также представлена в электронном формате в виде таблицы Excel. Были проведены работы по связке команд с каждой из ячеек таблицы и выведена таблица, которая при задании свойств месторождения, автоматически выдаёт подходящие методы увеличения нефтеотдачи. Дополненная таблица основана на скрининг таблице J. Taber и других, 1996; изменения в диапазонах скрининг параметров взяты из литературы V.Alvarado, E.Manrique, 2010; J.Dickson, 2010; A.al Adasani и др. 2011, B.Haynes, Jr/Shell, 2016.

Таблица 2.1 – Дополненная таблица критериев отбора МУН

		Свойства нефти			Характеристика пласта							
№	МУН методы	Плотность (API)	Вязкость (сП)	Компонентный состав	Нефтенасыщенность пласта (%PV)	Тип породы	Проницаемость (мД)	Глубина(ft)	Температура (F)	Давление в резервуаре, psia	Степень неоднородности	Текущая обводненность
Смешивающее вытеснение												
1	CO2	22-45	0a-35	Наличие смол, асфальтени и парафинов>10%	15-89	Песчаник или карбонат	1,5-4500	1500b-13665	82-257	>MMP	Однородный и неоднородный	<80
2	Углеводороды	23-57	0,04-18000	C2-C6>30%	30-98	Песчаник или карбонат	0,1-5000	4000-15900	85-329	>MMP	Малая неоднородный	<30
3	Водогазовое воздействие	33-39	0,3-0,9	C2-C6>30%	NC	Песчаник	130-1000	7545-8887	194-253	>MMP	Однородный	
4	Азот	38-54	0,2-0с	C2-C6>70%	0,76-0,8	Песчаник или карбонат	0,2-35	6000-18500	190-325	>MMP	Однородный	<=90
Несмешивающее вытеснение												
5	CO2	11,0-35	0,6-592	NC	42-78	Песчаник или карбонат	30-1000	1150-8500	82-198	NC	Однородный	<80
6	Углеводороды	22-48	0,25-4	NC	75-83	Песчаник	40-1000	6000-7000	170-180	NC	Однородный	<30
7	Водогазовое воздействие +УВ	9,3-41	0,17-16000	NC	88	Песчаник или карбонат	100-6600	2650-9199	131-267	NC	Однородный	
8	Азот	16-54	18000-0d	NC	47-98,5	Песчаник	3,0-2800	1700-18500	82-325	NC	Однородный	<=90
Химические методы												
9	Полимер	13-42,5	0,4f-4000е	NC	34-82	Песчаник	1.8e-5500	700-9460	74-237,2	NC	Неоднородный	36-66

10	АСП	23-34	11-6500g	Наличие оргганических уислот	35-74,8	Песчаник	10-1520	2723-3900	80-200	NC	Однородный и неоднородный	26,3-65
11	ПАВ	22-39	2,63-15,6	NC	43,5-53	Песчаник	50-60	625-5300	122-155	NC	Однородный	64,2-84,9
Тепловые методы												
12	Горение	10,0-38	1,44-2770	Наличие асфальтовых компонентов и ограничение по сере	50-94	Песчаник или карбонат (предпочтительно карбонат)	10-15000	400-11500	64.4-230	NC	Малая неоднородность	<90
13	Пар	8,0-33	3h-5*10^6	Наличие C2-C7	35-90	Песчаник	1i-15001	200-9000	10-350	<1500	Однородный	<30-60
14	Горячая вода	12,0-25	170-8000	NC	15-85	Песчаник	900-6000	500-2950	75-135	>2000	Однородный	<=30
Микробиологический												
15	Микробиологический	12,0-33	1,7 - 8900		55-65	Песчаник	180-200	1572-3464	86-90	<3000		
a	минимальная вязкость для смешиваемого вытеснения CO2						NC	не критичное значение				
b	минимальная глубина резервуара для смешиваемого вытеснения CO2						MMPco2	3916,45				
c	минимальная вязкость для смешиваемого вытеснения N2						MMPN2	7013,1				
d	минимальная вязкость для несмешиваемого вытеснения N2						1	Песчаник				
e	максимальная вязкость для полимерного заводнения						2	Карбонат				
f	минимальная вязкость для полимерного заводнения											
g	максимальная вязкость АСП заводнения											
h	максимальная вязкость закачки пара											
i	минимальная проницаемость закачки пара											

3 Геологическая характеристика анализируемых месторождений

Анализ отобранных по таблице МУН необходим для определения наиболее эффективного метода повышения нефтеотдачи. Проведение этого анализа требует первоначальные расчеты и гидродинамические модели для определения эффективности действия.

В работе были использованы месторождения Казахстана, отличающиеся геологическими свойствами, характеристиками нефти и стадиями разработки. Были учтены как проблематичные случаи с тяжелой нефтью, высокой обводненностью, низким пластовым давлением так и случаи с уже успешно реализованными проектами.

В таблице приведены основные характеристики месторождений названных – X1, X2, X3 (таблица 3.1 – 3.2). Они в своей основе выбраны для проверки работоспособности полученной таблицы скрининга (таблица 2.1). Эти данные будут также использованы для построения гидродинамической модели в симуляторе Schlumberger Eclipse (E100/ E300).

Здесь указаны свойства по плотности, вязкости, обводненности, газосодержанию, компонентному составу нефти, проницаемости, пористости и давлениям в коллекторе.

Таблица 3.1 – Характеристика пластов и флюидов для расчетов и построения модели, для месторождений X1, X2 и X3

<i>Свойства</i>	<i>X1</i>	<i>X2</i>	<i>X3</i>
Плотность, г/см ³	0,85	0,9171	0,6174 (P res)
Вязкость, МПа*с	4,7	565,2	0,22 (P res)
Обводненность, %	87,4	91	0
Тип породы	Песчаник	Песчаник	Карбонатный
Проницаемость, мД	193	101.3	0,09-6,4
Пористость, %	27	27-29	7,60
Нефтенасыщенность	0,6	0,63-0,75	0,84
P пласт.нач., Мпа	10,1	4	777,2
P пласт.тек, Мпа	11,6	3	777,2 (4300 м)
Температура пластовая, С	57	26	100 (4300)

Таблица 3.2 – Компонентный состав нефти месторождений X1, X2 и X3

<i>X1</i>		<i>X2</i>		<i>X3</i>	
C3	8,06	H2S	1.12	N2C1	48,31
C4	5,76	N2	1.05	H2S	14,896

C5	4,1	CO2	0.33	CO2C2	11,536
C6	4,32	C1C3	45	C3C4	7,2683
C7+	42,58	C4C5	17	C5C8	7,7838
Сера	0,147	C6+	35.5	C9C14	6,2494
Смолы	0,6			C15C30	3,2675
Асфальтены	13			C30+	0,6087
Парафины	17,85				

4 Методика проведения исследований и обработка экспериментальных данных

4.1 Методика проведения исследований

В работе необходимо увидеть общую картину влияния, обозначенных факторов на процесс прироста добычи. Изучив возможные методы проведения исследований, мы остановились на планировании экспериментов, а именно на полнофакторном исследовании. Он отличается простотой и доступностью в применении.

Уровень определяется как количественные и качественные состояния факторов.

Зависимость числа опытов от числа уровней факторов имеет вид [16]

$$N=p^k, \quad (4.1)$$

где N – число опытов;

p – число уровней факторов;

k – число факторов.

В качестве факторов берем исследуемые нами; обводненность, неоднородность пластов, компонентный состав нети.

Вычисляем:

$$N=2^4 = 16$$

Находим 16 месторождений, необходимых исследовать по нашим обобщенным критериям. Для подтверждения успешности таблицы с дополненными критериями, были выбраны три основных месторождения, по которым был проведен анализ различных МУН на объект дополнительно извлеченной нефти и экономической рентабельности проекта. Остальные 13 месторождений, также были изучены по геолого-физической характеристике и по свойствам нефти, и по ним также был проведен скрининг МУН и отобраны подходящие методы повышения (Приложения М-С). Однако при проведении исследования данные месторождения уже подтвердили результат применимости различных МУН. При этом в работе был проведен сравнительный анализ по сходимости отобранных таблицей методов повышения нефтеотдачи и уже реализованных.

4.2 Обработка экспериментальных данных и их анализ

Для проверки работоспособности дополненных критериев отбора будут проанализированы несколько месторождений, которые и дадут положительный

либо отрицательный вывод. После подбора МУН на месторождениях, проводим экспериментальную часть. В данной части были применены и рассчитаны методы воздействия для увеличения нефтеотдачи. В связи с тем, что самыми основными критериями для выбора МУН являются характеристика пластов и нефти, были проведены работы по моделированию залежей по данным свойствам. Главным критерием эффективности метода увеличения нефтеотдачи, является наличие дополнительного объема нефти, и его экономическая рентабельность.

Исследованный способ скрининга позволил выбрать несколько методов повышения нефтеотдачи на месторождениях Х1, Х2 и Х3.

- Для месторождения Х1, которое по характеристикам нефти является высокопарафинистым, были выведены следующие МУН: несмешивающееся вытеснение закачкой азота и CO_2 , полимерное заводнение, а также внутрипластовое горение (приложение И);
- Для месторождения Х2, которое имеет высокую плотность нефти, и высокий процент парафинов более эффективными методами были рассчитаны полимер и внутрипластовое горение (приложение К);
- Для месторождения Х3, с высоким пластовым давлением и легкой, сернистой, малопарафинистой нефтью были отобраны смешивающаяся закачка УВ (приложение Л).

Рассмотрим проделанные расчеты и проанализируем возможность и эффективность применения того или иного метода повышения нефтеотдачи на месторождениях разных свойств, для подбора наиболее эффективного и экономически рентабельного. В дальнейшем, использование основных и дополненных критериев, выделенных в данной работе, может быть применено к месторождениям Казахстана.

5 Расчеты по определению дополнительно извлеченной нефти на месторождениях X1, X2, X3

5.1 Расчет по внутрипластовому горению для месторождений X1 и X2

Тяжелая нефть, в которой наличие парафинов является только положительным свойством для внутрипластового горения, в первую очередь будет исследована по тепловому воздействию на пласт.

Проведенные расчеты по внутрипластовому горению показали, какой объем окислителя необходим для извлечения дополнительного объема нефти, а также в расчет включено и количество полученной нефти при ВПГ. В ходе расчета используются данные по каждому из месторождений.

Необходимо произвести расчеты [7] по следующим параметрам, для вывода результатов по дебиту и объему окислителя.

Расчет удельного значения коксового остатка, который в процессе нагнетания воздуха и будет объектом горения.

$$q_{ко} = q'_{ко} \cdot \frac{1-m}{1-m'}, \text{ кг/м}^3, \quad (5.1)$$

где $q'_{ко}$ – расход топлива (коксового остатка на 1 м³), кг;

m – значение пористости в природных условиях, %;

m' – заданная пористость пласта по модели равна 30%;

Расчет количества окислителя (воздуха) требующегося для выработки (выжигания). Окислитель высокой температуры нагнетается в пласт, для воздействия на коксовый остаток.

$$V_{ок} = q_{ко} \cdot V_{ост}, \text{ м}^3/\text{м}^3, \quad (5.2)$$

где $V_{ост}$ – удельный расход окислителя на 1 кг, м³;

Наименьшая плотность потока воздуха.

$$V_f = V_{ок} \cdot \omega_f, \text{ м}^3/\text{м}^2 \cdot \text{сут}, \quad (5.3)$$

где ω_f – минимальная скорость продвижения очага $\omega_f = 0,0375$ м/сут.

Общий объем необходимого окислителя для выработки элемента пласта. В нашем случае на месторождениях X1 и X2 была выбрана модель пятиточечной разработки.

$$U = 2 \cdot V_{ок} \cdot l^2 \cdot h \cdot A_v, \text{ м}^3, \quad (5.4)$$

где l – величина между добывающими и нагнетательными скважинами, м;
 h – мощность пласта, м;

A_v – объемный коэффициент охвата пласта очагом горения в определенной зависимости с безмерным параметром формы фронта горения и определяется по таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Значение коэффициентов i_q и A_v

I_q	3,39	4,77	6,06	∞
A_v	0,50	0,55	0,575	0,626

Так как форма фронта горения бесконечна будем принимать объемный коэффициент как 0,626.

Предельный максимальный расход окислителя. Для обеспечения коэффициента охвата 0,626 требуется теоретически бесконечно большой расход воздуха, поэтому необходимо принять значение $I_q = 6,06$, которому соответствует коэффициент охвата пласта по объему $A_v = 0,575$.

$$V_m^{np} = l \cdot h \cdot V_f \cdot i_q, \text{ м}^3/\text{сут} \quad (5.5)$$

Продолжительность первого периода разработки, при котором объем окислителя достигает значение предельного максимального значения.

$$t_1 = \frac{V_m^{np}}{2 \cdot \pi \cdot h \cdot V_{ок} \cdot \omega_f^2}, \text{ сут}, \quad (5.6)$$

где ω_f – максимальная скорость перемещения фронта горения. Принимается $\omega_f = 0,15$ м/сут.

Количество окислителя израсходованного за этот период.

$$u_1 = \frac{1}{2} \cdot V_m^{np} \cdot t_1, \text{ м}^3 \quad (5.7)$$

Количество окислителя израсходованного в основной (период)

$$u_2 = u - 2 \cdot u_1, \text{ м}^3 \quad (5.8)$$

Продолжительность основного периода разработки участка.

$$t_2 = \frac{u_2}{V_m^{np}}, \text{ сут} \quad (5.9)$$

Общая продолжительность разработки всего участка.

$$T = 2 \cdot t_1 + t_2, \text{ сут} \quad (5.10)$$

Расчет давления на устье нагнетательной скважины.

Абсолютное давление на устье нагнетательной скважины.

$$p_n = \left[p_a^2 + \frac{V_m^{np} \cdot \mu_{ок} \cdot (t + 273)}{7,4 \cdot \kappa_э \cdot h} \cdot \left(\ln \cdot \frac{l_2}{r_c \cdot \omega_{cp} \cdot t_1} - 1,236 \right) \right]^{0,5} \text{ Мпа}, \quad (5.11)$$

где P_a – абсолютное давление на забое эксплуатационной скважины, кг/см²;

$\mu_{ок}$ – вязкость окислителя при пластовой температуре, спз;

$\kappa_э$ – эффективная проницаемость для окислителя (воздуха), мД;

r_c – радиус эксплуатационных и нагнетательных скважин, мм.

Количество извлекаемой нефти. Расчет коэффициент нефтеотдачи для этого необходимо знать количество коксового остатка S_o и углеводородного газа S_{tx} в долях порового объема.

$$S_o = \frac{q_{ко}}{\rho_n \cdot m}, \quad (5.12)$$

где ρ_n – плотность нефти в пластовых условиях, кг/м³.

$$S_{tx} = S_o \cdot \frac{V_{ост} \cdot Q_э}{Q_n}, \quad (5.13)$$

где $Q_э$ – теплота сгорания газов, ккал/кг;

Q_n – теплота сгорания нефти, ккал/кг.

Расчет коэффициент нефтеотдачи.

$$\eta_n = A_v \cdot \left(1 - \frac{S_o + S_{tx}}{S_n} + \eta'_n \cdot (1 - A_v) \right), \quad (5.14)$$

где S_n – нефтенасыщенность пласта;

η'_n – коэффициент нефтеотдачи из зон, не охваченных горением.

Считаем $\eta'_n = 0,4$

Количество извлекаемой нефти.

$$V_n = S \cdot h \cdot m \cdot S_n \cdot \eta_n, \text{ м}^3, \quad (5.15)$$

где S – площадь участка

$$S = 2 \cdot l^2, \text{ м}^2 \quad (5.16)$$

Удельное количество образующейся реакционной воды.

$$q_{\text{в}} = q'_{\text{в}} \cdot \frac{1-m}{1-m'}, \text{ кг/м}^3, \quad (5.17)$$

где $q'_{\text{в}}$ – количество образующейся реакционной воды на 1 м³, кг/м³.

Суммарное количество получаемой воды.

$$A_{\text{в}} = A_{\text{в}} \cdot S \cdot \left(S_{\text{в}} \cdot m + \frac{q_{\text{в}}}{\rho_{\text{н}}} \right), \text{ м}^3, \quad (5.18)$$

где $S_{\text{в}}$ – насыщенность водой

Объем добываемой нефти в сутки во втором периоде разработки.

$$V_{\text{дн}} = \frac{V_{\text{н}} \cdot V_{\text{м}}^{\text{нп}}}{u}, \text{ м}^3/\text{сут} \quad (5.19)$$

Расчеты по ВПГ были применены для месторождений с высокой плотностью – X1 и X2. Результаты добытой нефти при помощи теплового воздействия на пласт приведены в таблице 5.2.

Таблица 5.2 – Результаты расчетов по внутрипластовому горению

	X1	X2
Необходимый объем окислителя за основной период разработки, м ³	613311985	65691007
Период разработки, сут	1053,29	975,27
Объем извлекаемой нефти, м ³	313062,9	36592,3

5.2 Расчет минимального давления смешиваемости

В месторождениях, пластовое давление которых находится в упадке, смешивающееся вытеснение является не подходящим методом увеличения нефтеотдачи. Поэтому очень важно понимать, достаточно ли энергии пласта для того или иного метода повышения нефтеотдачи. Для определения давления смешиваемости, проведем расчет для азота [8] и CO₂ [9]. Данный критерий, даст нам возможность оценить насколько будет эффективно использование смешивающейся закачки газа.

$$MMP_{N_2} = 4603 - 3283 \left(\frac{CLT}{MW_{C7+}} \right) + 4,776 \left(\frac{CLT^2}{MW_{C7+}} \right) - 4,008 \left(\frac{CIT^2}{MW_{C7+}} \right) + 2,05MW_{C7+} + 7,541T \quad (5.20)$$

$$MMP_{CO_2} = -1463,4 + 6,612MW_{c7+} - 44,979P_{c2-6} + \left(2,139 + 0,1167MW_{c7+} + 8166,1 \frac{P_{c2-6}}{MW_{c7+}}\right)T + (-0,12258 + 0,0012883MW_{c7+} - 4,0152E - 06MW_{c7+} - 9,2577E - 04P_{c2-6})T^2 \quad (5.21)$$

Расчет минимального давления смешиваемости при закачке углеводородов был совершен в разделе симулятора Eclipse- PVTi лаборатории. Использовалось значение одноконтантной смешиваемости. В таблице 5.3 приведены результаты расчетов, а также экспериментов. В последующей работе эти расчеты будут использованы для определения возможности применения тех или иных МУН.

Таблица 5.3 – Результаты расчетов минимального давления смешиваемости

<i>Минимальное давление смешиваемости</i>	X1	X2	X3
psia			
CO2	3916,45	1479,385	4734,3
N2	7013,11	-	1415,87
Углеводороды	8354,17	7531,519	12284,69

5.3 Расчет коэффициента неоднородности Дикстра-Парсонса

Неоднородность пластов также важный показатель определения применимости МУН. В связи с тем, что месторождения имеют разный показатель неоднородности, множество методов повышения нефтеотдачи буквально не будут работать.

Произведем расчет показателя неоднородности пластов с помощью расчетов Дикстра-Парсонса[15]. Рассчитанный коэффициент приведен в таблице 5.4.

$$V_k = 1 - \exp\left[-\sqrt{\ln\left(\frac{k_a}{k_h}\right)}\right], \quad (5.22)$$

$$k_a = \frac{\sum_{i=1}^n L_i}{\sum_{i=1}^n \left(\frac{L}{k}\right)_i} \quad (5.23)$$

Таблица 5.4 – Значение коэффициента неоднородности

	X1	X2	X3
Коэффициент неоднородности	0,783	0,329	0,522

Индекс гетерогенности:

Диапазон этого индекса $0 \leq V_k \leq 1$:

- $V_k = 0$, идеальный однородный резервуар;
- $0 < V_k < 0,25$, слегка неоднородный резервуар;
- $0,25 < V_k < 0,50$, неоднородный коллектор, применяется метод геометрического усреднения. Если индекс ближе к 0,5 необходимо использовать гетерогенную модель;
- $0,50 < V_k < 0,75$, коллектор очень неоднородный, необходимо геометрическое и гармоническое усреднения;
- $0,75 < V_k < 1$, коллектор крайне неоднороден, ни один из традиционных методов усреднения (арифметические, геометрические и гармонические) не применим в этом диапазоне;
- $V_k = 1$, совершенно неоднородный коллектор. Маловероятно, что такие водоемы существуют, так как геологические процессы осаждения и накопления осадков не являются экстремальными.

5.4 Оценка эффективности повышения нефтеотдачи при закачке диоксида углерода для месторождения X1

Объем нефти, добываемой за счет закачки диоксида углерода, определяется по формуле:

$$Q_{\text{доп}} = E_{\text{пно}} \times Q_{\text{ост}}, \quad (5.24)$$

где $E_{\text{пно}}$ – эффективность добычи нефти за счет закачки CO_2 ;

$Q_{\text{ост}}$ – остаточные запасы нефти;

$E_{\text{пно}}$ зависит от следующих факторов:

$$E_{\text{пно}} = E_{\text{моб}} \times E_{\text{пл}} \times E_{\text{мощн}}, \quad (5.25)$$

где $E_{\text{моб}}$ – эффективность смешения фаз;

$E_{\text{пл}}$ – эффективность охвата по площади;

$E_{\text{мощн}}$ – эффективность охвата по мощности.

$E_{\text{моб}}$ определяется через соотношение минимального давления смешиваемости (ММР) и давления в резервуаре (P_{res}). При значении $P_{\text{res}} < \text{ММР}$, $E_{\text{моб}}$ рассчитывается по формуле:

$$E_{\text{моб}} = \frac{S_{\text{н}} - S'_{\text{н}}}{S_{\text{н}}}, \quad (5.26)$$

где $S_{\text{н}}$ и $S'_{\text{н}}$ – первоначальная и остаточная насыщенность нефти.

Если $P_{\text{res}} > \text{ММР}$, $E_{\text{моб}}$ равно 1.

Для определения эффективности охвата по площади и по мощности, необходимо ввести еще два фактора – разбавление нефти углекислым газом (f_d) и коэффициент Ковалья (K).

$$f_d = \frac{1}{1 + \left(\frac{1 - S_{CO_2}}{S_{CO_2}}\right) \left(\frac{\mu_{CO_2}}{\mu_n}\right)}, \quad (5.27)$$

где S_{CO_2} насыщенность потока CO_2

μ_{CO_2} и μ_n – динамическая вязкость CO_2 и нефти соответственно

Коэффициент Ковалья – главный параметр определяющий, какая часть резервуара по вертикали и горизонтали будет задействована при заводнении пласта углекислым газом.

$$K = E \times H \times G, \quad (5.28)$$

где E – эффективная мобильность;

H – коэффициент неоднородности;

G – коэффициент гравитационного расслоения.

$$E = (0,78 + 0,22^4 \sqrt{\frac{\mu_n}{\mu_{CO_2}}})^4, \quad (5.29)$$

$$\log_{10} H = \frac{V_{DP}}{\sqrt[5]{(1 - V_{DP})}}, \quad (5.30)$$

где V_{DP} – коэффициент Дикстра-Парсонса;

$$G = 0,565 \log_{10} \left(10227 \times k_{\text{верт}} \times A \times \frac{\Delta \rho}{q \times \mu_n} \right) + 0,8; \quad (5.31)$$

где $k_{\text{верт}}$ – вертикальная проницаемость пород (мД);

A – площадь территории заводнения (m^2);

$\Delta \rho$ – разность плотностей нефти и CO_2 (kg/m^3);

q – темпы закачки CO_2 в пласт (барелль в пластовых условиях/день).

Приравняв f_d к 0, мы получаем количество объема CO_2 , который необходимо закачать в пласт для достижения CO_2 добывающей скважины. При этом количество углекислого газа, выраженного в единицах объема пор:

$$V_{i,PV} = \frac{k}{(k - f_d(k-1))^2}, \quad (5.32)$$

Эффективность охвата по площади и мощности определяется по следующей формуле:

$$E_{\text{пл}} \times E_{\text{мощн}} = \frac{2\sqrt{K \times V_{i,PV}} - V_{i,PV} - 1}{(K - 1)} \quad (5.33)$$

Полученные результаты расчетов для месторождения X1 при помощи закачки CO₂ приведены в таблице 5.5

Таблица 5.5 – Результаты расчетов закачки CO₂ в месторождение X1

$Q_{\text{доп, Т}}$	332242,2194
$E_{\text{пно}}$	0,332242219

5.5 Оценка эффективности повышения нефтеотдачи при закачке азота для месторождения X1

Объем нефти, добываемой за счет закачки азота, определяется по формуле:

$$Q_{\text{доп}} = E_{\text{пно}} \times Q_{\text{ост}}, \quad (5.34)$$

где $E_{\text{пно}}$ – эффективность добычи нефти за счет закачки азота;

$Q_{\text{ост}}$ – остаточные запасы нефти;

$E_{\text{пно}}$ зависит от следующих факторов:

$$E_{\text{пно}} = E_{\text{моб}} \times E_{\text{пл}} \times E_{\text{мощн}}, \quad (5.35)$$

где $E_{\text{моб}}$ – эффективность смешения фаз;

$E_{\text{пл}}$ – эффективность охвата по площади;

$E_{\text{мощн}}$ – эффективность охвата по мощности.

$E_{\text{моб}}$ определяется через соотношение минимального давления смешиваемости (ММР) и давления в резервуаре (P_{res}). При значении $P_{\text{res}} < \text{ММР}$, $E_{\text{моб}}$ рассчитывается по формуле:

$$E_{\text{моб}} = \frac{S_{\text{H}} - S'_{\text{H}}}{S_{\text{H}}}, \quad (5.36)$$

где S_{H} и S'_{H} – первоначальная и остаточная насыщенность нефти.

Если $P_{\text{res}} > \text{ММР}$, $E_{\text{моб}}$ равно 1.

Для определения эффективности охвата по площади и по мощности, необходимо ввести еще два фактора – разбавление нефти азотом (f_d) и коэффициент Коваля (K).

$$f_d = \frac{1}{1 + \left(\frac{1 - S_{N_2}}{S_{N_2}}\right) \left(\frac{\mu_{N_2}}{\mu_{\text{H}}}\right)}, \quad (5.37)$$

где S_{N_2} насыщенность потока N_2 ;

μ_{N_2} и μ_{H} – динамическая вязкость N_2 и нефти соответственно.

Коэффициент Ковалья – главный параметр определяющий, какая часть резервуара по вертикали и горизонтали будет задействована при заводнении пласта азотом.

$$K = E \times H \times G, \quad (5.38)$$

где E – эффективная мобильность;

H – коэффициент неоднородности;

G – коэффициент гравитационного расслоения

$$E = (0,78 + 0,22^4 \sqrt{\frac{\mu_H}{\mu_{N_2}}})^4, \quad (5.38)$$

$$\log_{10} H = \frac{V_{DP}}{\sqrt[5]{(1-V_{DP})}}, \quad (5.39)$$

где V_{DP} – коэффициент Дикстра-Парсонса;

$$G = 0,565 \log_{10} \left(10227 \times k_{\text{верт}} \times A \times \frac{\Delta \rho}{q \times \mu_H} \right) + 0,8; \quad (5.40)$$

где $k_{\text{верт}}$ – вертикальная проницаемость пород (мД);

A – площадь территории заводнения (м²);

$\Delta \rho$ – разность плотностей нефти и N₂ (кг/м³);

q – темпы закачки N₂ в пласт (барелль в пластовых условиях/день).

Приравняв f_d к 0, мы получаем количество объема N₂, который необходимо закачать в пласт для достижения N₂ добывающей скважины. При этом количество азота, выраженного в единицах объема пор:

$$V_{i,PV} = \frac{k}{(k-f_d(k-1))^2}, \quad (5.40)$$

Эффективность охвата по площади и мощности определяется по следующей формуле:

$$E_{\text{пл}} \times E_{\text{мощн}} = \frac{2\sqrt{K \times V_{i,PV}} - V_{i,PV} - 1}{(K-1)} \quad (5.41)$$

Полученные результаты расчетов для месторождения X1 при помощи закачки N2 приведены в таблице 5.6

Таблица 5.6 – Результаты расчетов закачки N2 в месторождение X1

Q _{доп} , м ³	303781,6926
E _{пно}	0,303781693

6 Построение гидродинамической модели резервуаров и применение выбранных МУН

6.1 Гидродинамическая модель месторождения X1

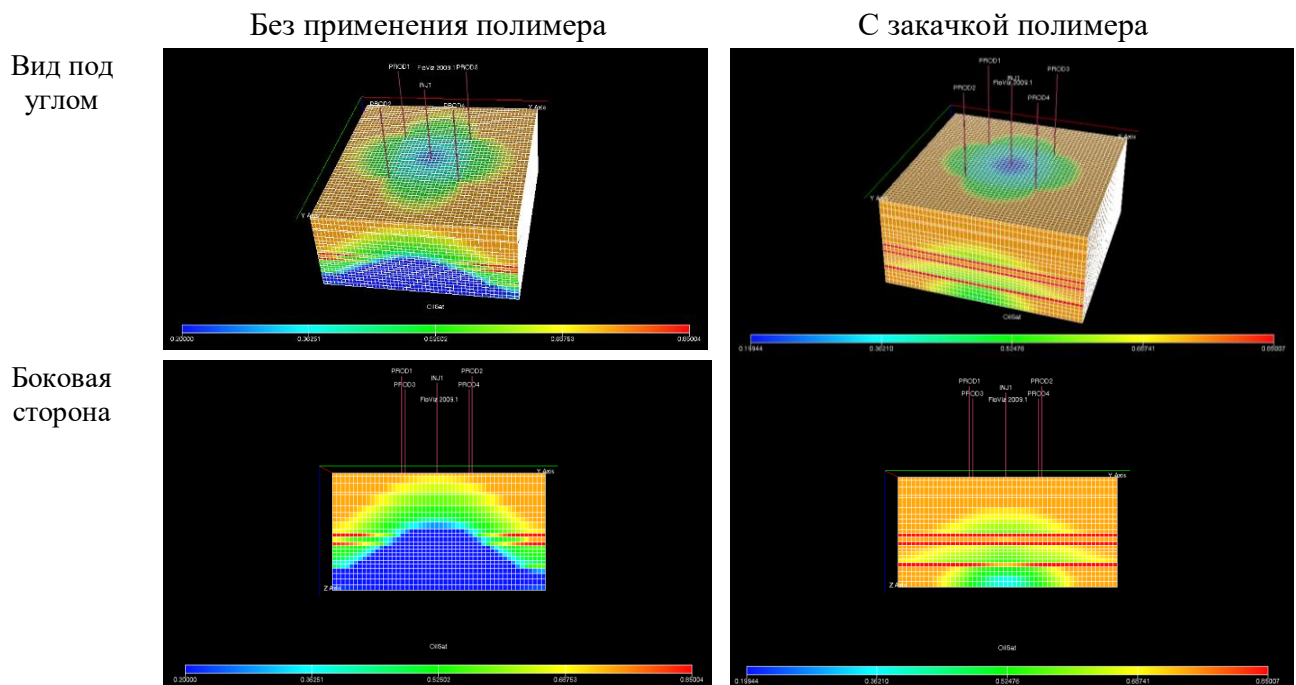
Для построения модели неоднородного пласта и оценки эффекта от предлагаемого анализа был выбран гидродинамический симулятор компании Schlumberger, Eclipse 100 Black oil (E100) [10][11]. Геологические данные пласта (проницаемость, мощность продуктивного пласта, расстояние между скважинами) и свойства нефти, используемые в моделях, принадлежит месторождению X1 (таблица 3.1 – 3.2).

Используя характеристики месторождения, данные которого имеют место в симуляциях данной работы, для оценки эффективности выбранного МУН, для каждого месторождения, было построено две модели изображенных на рисунке 6.1.

Приведены ракурсы данных моделей по аксонометрии, с боковой стороны и с основания.

Первая модель – «традиционная», которая оценивает добычу нефти при использовании традиционного метода разработки месторождения на конечной стадии после 98 лет добычи, цветовая шкала под моделью характеризует нефтенасыщенность от 0,2 до 0,8 уд.ед.

Вторая - модель с использованием полимерного заводнения, за такой же промежуток времени, и также цветовая шкала под моделью характеризует нефтенасыщенность от 0,1994 до 0,8 уд.ед.



Основание модели

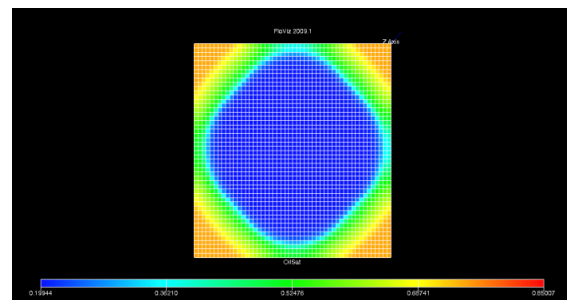
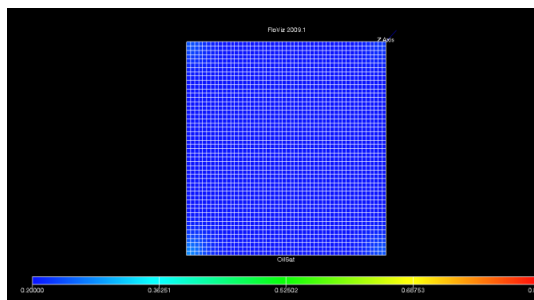


Рисунок 6.1 – Модели месторождения X1 до и после заводнения полимером

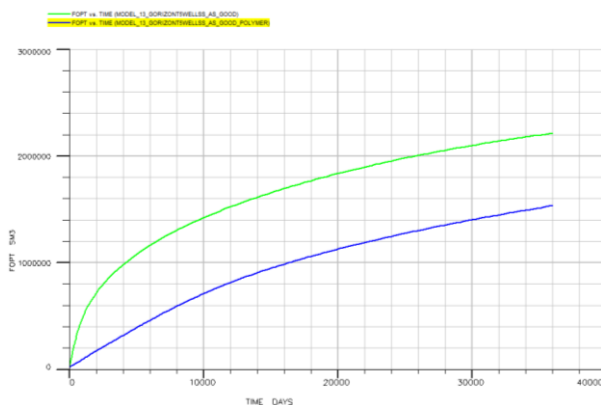


Рисунок 6.2 – График общей накопленной добычи нефти месторождения X1(FORT) с и без полимерного заводнения

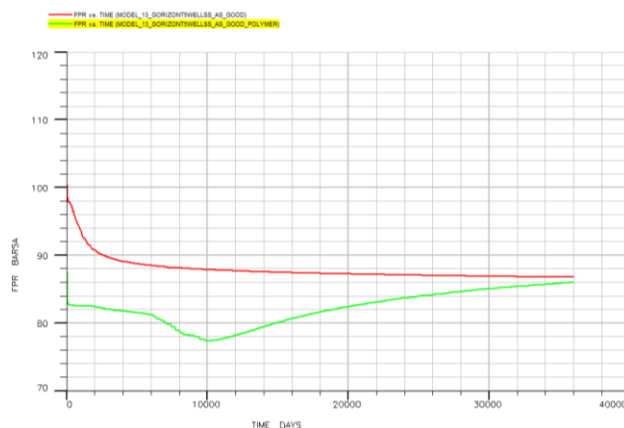


Рисунок 6.3 – График пластового давления месторождения X1 (FPR) с и без полимерного заводнения

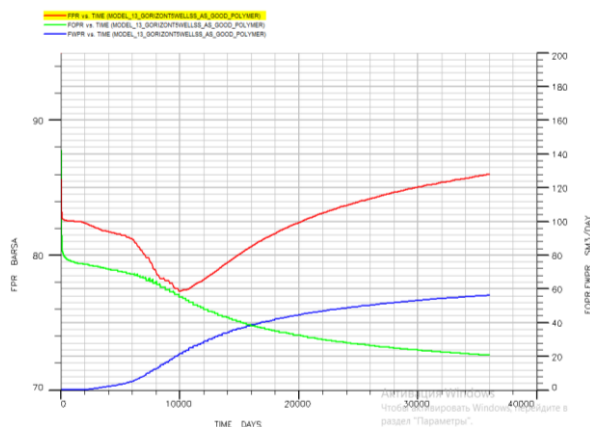


Рисунок 6.4 – Графики давления и дебитов при применении полимера месторождения X1

Проанализировав графики, выделим основные критерии воздействия полимерного заводнения на количество остаточной нефти, а также дебитов и общей накопленной добыче.

В течение периода закачки полимера, можем заметить, что давление в пласте снижается в период разработки с 800-1000 дни (рисунок 6.2). Это следствие закачки полимера в высокопроницаемые пласты. Вода с полимером проходят по слоям с наибольшей проницаемостью, далее давление падает, после поступления воды к границам пласта, замечен рост давления и рост дебита по воде.

Для экономических расчетов, при сравнении была выбрана общая добыча за 10 лет разработки.

Таблица 6.1 – Эффект использования полимерного заводнения

	До закачки полимера	После
Остаточная нефтенасыщенность	0.20	0.1994
FOPT, sm^3	2 214 228.3	1 352 555.8

Заметно, что при закачке полимера в пласт, очевидно, уменьшается объем добываемой воды, наблюдается снижение пластового давления, в связи с этим и далее и снижение дебита нефти. А значит, приток нефти к добывающим скважинам снижается, и полимер закупоривает возможные проходы и каналы воды.

После проведенной симуляции, можем сделать вывод, что полимерное заводнение является неэффективным для месторождения X1. Заметно, что после использования полимера на месторождении X1 идет снижение общего объема добытой нефти (таблица 6.1).

6.1.1 Модель закачки газов технологией тонких трубок

Модель закачки азота в тонкие трубки, технологией SlimTube[11] для определения вытеснения нефти с характеристиками месторождения X1 (рисунок 6.5 - 6.7).

Опыт по внедрению закачки азота произошел успешно. Из модели тонких трубок видно, что идет многоконтakтное вытеснение (рисунок 6.8-6.10).

После закачки углекислого газа в модель месторождения X1 представленной в виде тонкой трубки, заметно, что нефть в пласте вытесняется при одноконтakтной смешиваемости.

Для расчетов необходимо, узнать каков коэффициент остаточной нефтенасыщенности, дабы после был найден коэффициент вытеснения нефти газом (таблица 6.2).

Таблица 6.2 – Результаты коэффициента нефтенасыщенности после закачки газов CO₂ и N₂

Закачка газа	Коэффициент нефтенасыщенности после закачки газов
--------------	---

CO2	5%
N2	15%

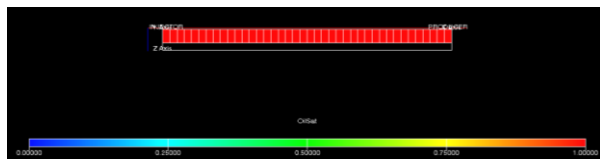


Рисунок 6.5 – Модель тонкой трубки без нагнетания азота

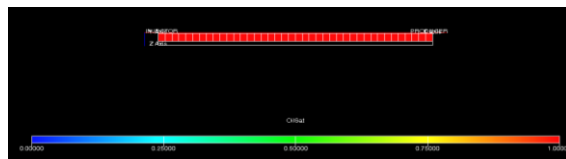


Рисунок 6.8 – Модель тонкой трубки без нагнетания CO2

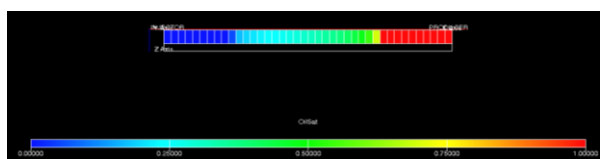


Рисунок 6.6 – Частичное заполнение трубки азотом

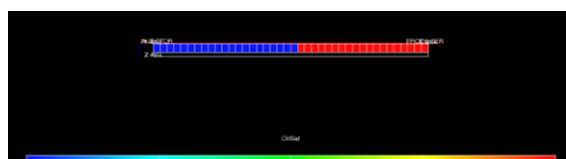


Рисунок 6.9 – Продвижение углекислого газа по тонкой трубке

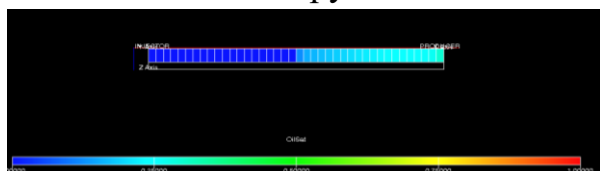


Рисунок 6.7 – Завершение процесса нагнетания азота в тонкие трубки

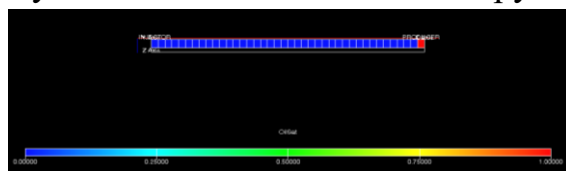


Рисунок 6.10 – Полная закачка углекислого газа в тонкую трубку

6.2 Гидродинамическая модель месторождения X2

Геологические данные пласта (проницаемость, мощность продуктивного пласта, расстояние между скважинами) и свойства нефти, используемые в моделях, принадлежит месторождению X2, приведенные в таблицах 3.1 – 3.2.

Используя характеристики месторождения, данные которого имеют место в симуляционных тестах, данной работы, для оценки эффективности выбранного МУН, для каждого месторождения, было построено две модели: первая – «традиционная», которая оценивает добычу нефти при использовании традиционного метода разработки месторождения, вторая - модель с использованием полимерного заводнения.

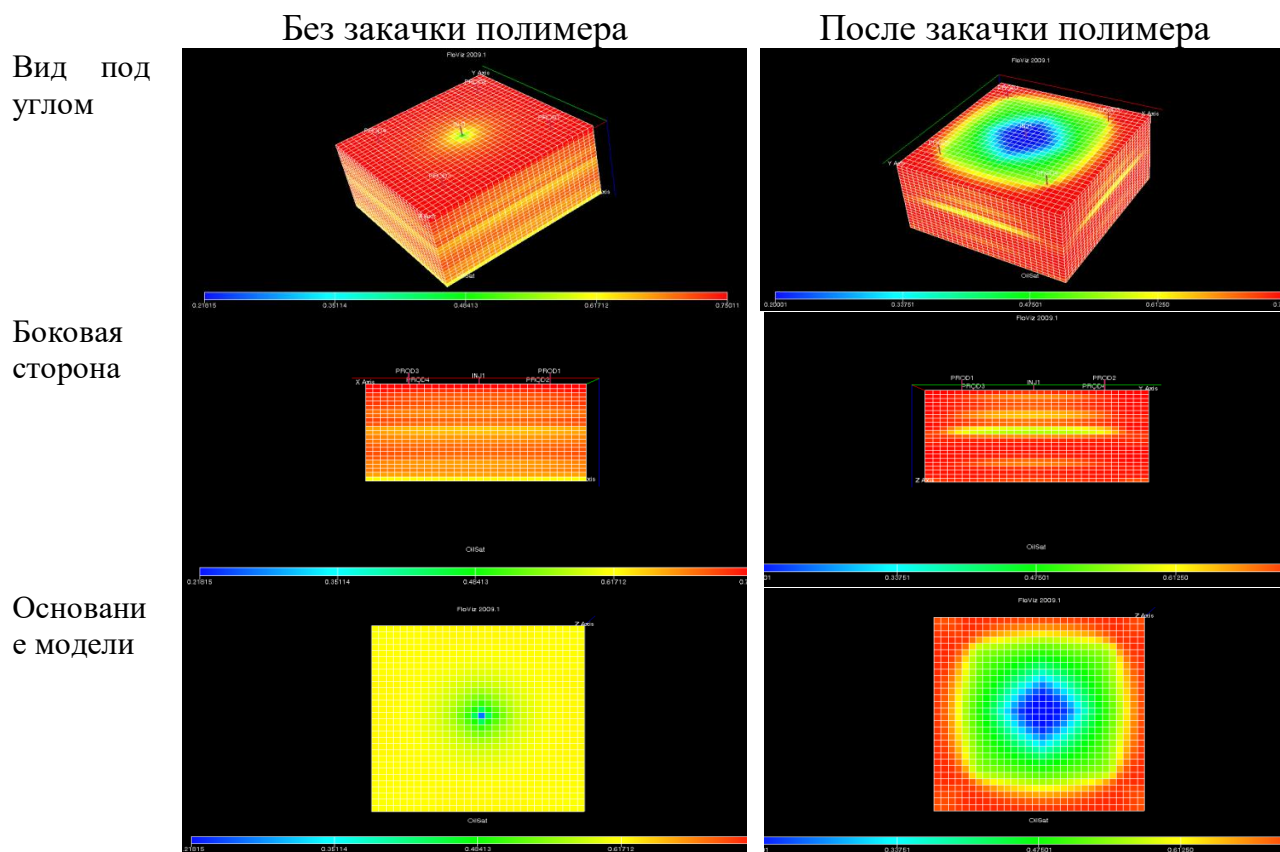


Рисунок 6.11 – Модели месторождения X2 до и после заводнения полимером

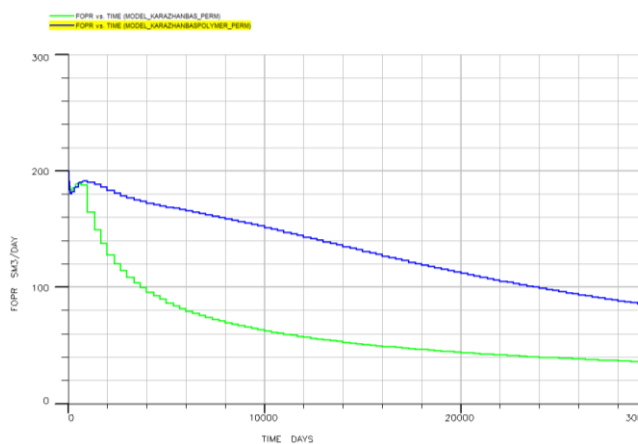


Рисунок 6.12 – График добычи нефти месторождения X2 при закачке полимера (FOPR)

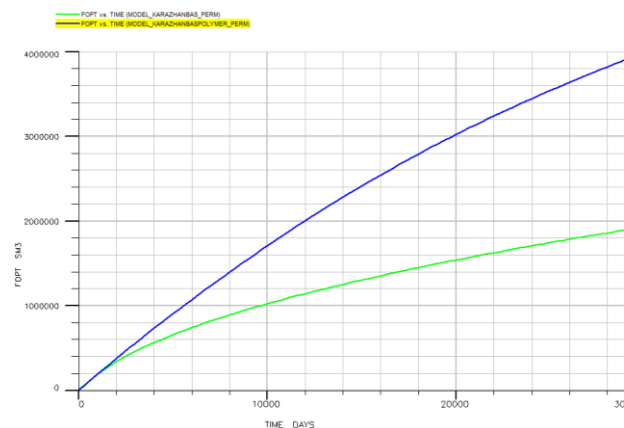


Рисунок 6.13 – График общей накопленной добычи нефти месторождения X2 при закачке полимера (FOPT)

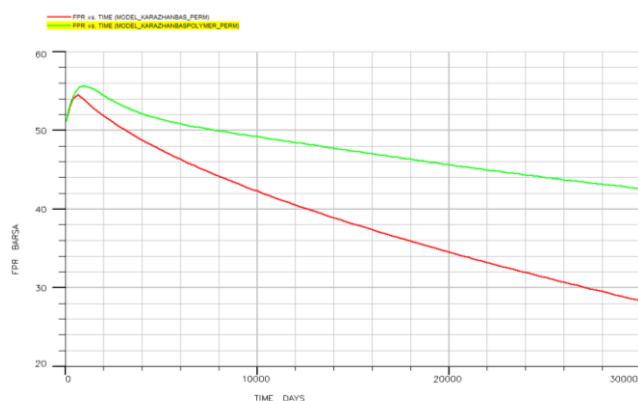


Рисунок 6.14 – График
пластового давления месторождения
X2 при закачке полимера (FPR)

Графики, подтверждают действие полимера на месторождении X2. Заметно, что после закачки полимера в пласт, месторождение X2 повысило свою производительность и уменьшило количество остаточной нефти на 1%. Отсюда следует рост общей накопленной добычи нефти более чем на два миллиона кубических стандартных метров за 98 лет разработки.

Для экономических расчетов, при сравнении была выбрана общая добыча за 10 лет разработки.

Таблица 6.3 – Эффект использования полимерного заводнения на месторождении X2

	До закачки полимера	После
Остаточная нефтенасыщенность	0,2181	0,201
FOPT, sm^3	1 022 518.5	1 707 393.9

Для данного месторождения, использование полимерного заводнения является успешным. В дальнейшем анализе имеет место быть рассмотренным. Увеличения общей накопленной добычи нефти составило около 70%.

6.3 Гидродинамическая модель месторождения X3

Используя характеристики месторождения, данные которого имеют место в симуляционных тестах данной работы, для оценки эффективности выбранного МУН, для месторождения X3, было построено две модели: первая – «традиционная», которая оценивает добычу нефти при использовании традиционного метода разработки месторождения, вторая - модель с использованием смешивающегося вытеснения при закачке газа.

До применения закачки, остаточная нефтенасыщенность является крайне высокой, соответственно, использование метода повышения нефтеотдачи считается актуальным, для данного месторождения.

Высокое давление в пласте, а также наличие легких углеводородов делает месторождение ХЗ, отличным кандидатом для смешивающегося вытеснения.

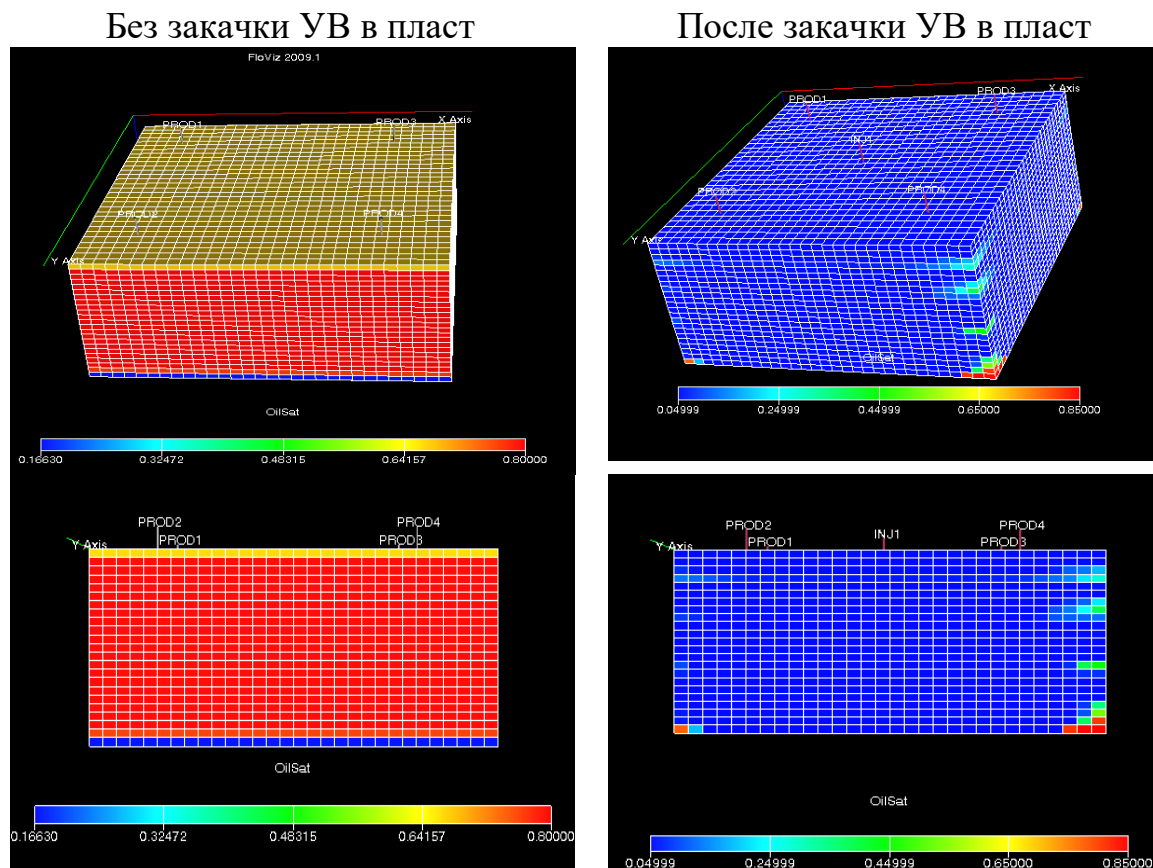


Рисунок 6.15 – Модели месторождения ХЗ до и после закачки УВ

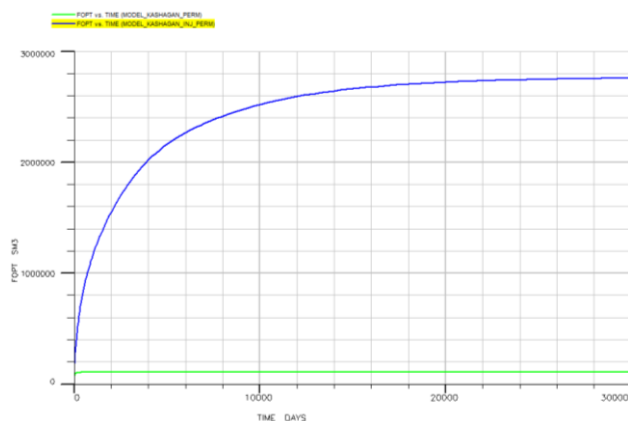


Рисунок 6.16 – График общей накопленной добычи нефти (FORT)

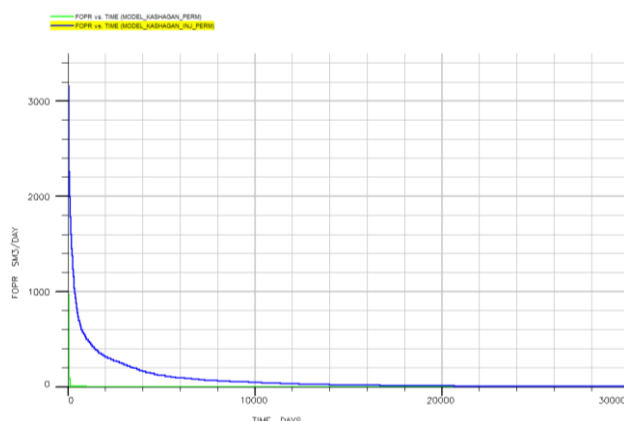


Рисунок 6.17 – График дебитов нефти (FOPR)

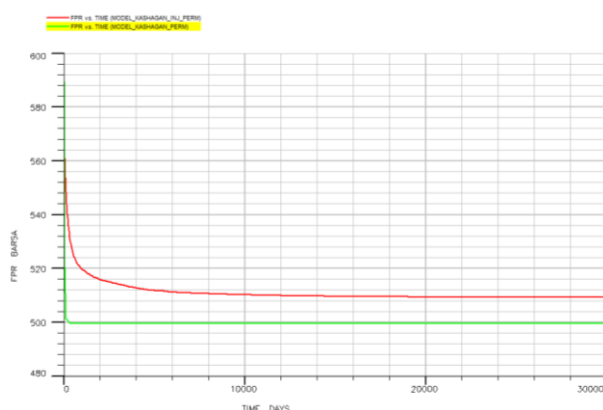


Рисунок 6.18 – График
пластового давления (FPR)

Внедрение смешивающегося вытеснения газом дало положительный результат, который можно отследить в таблице 6.3. На индикаторе отображается остаточная нефтенасыщенность равная 0, что значит, что в нашем пласте произошло одноконтантное смешивающееся вытеснение нефти газом. Следует, что пласт полностью был охвачен закаченным флюидом, и можем назвать данный вид вытеснения отлично применимым.

Таблица 6.3 – Эффект использования закачки газа на месторождении X3

	До закачки газа	После
Остаточная нефтенасыщенность	0,17	0,05
FOPT, sm^3	150985.63	1985601.5

6.4. Сравнительный анализ для уже успешно реализованных на практике месторождений

Разработка нефтегазовых месторождений во многих случаях в Казахстане из-за неоднородности пластов характеризуется опережающим обводнением по сравнению с выработкой запасов нефти. Несмотря на обводнение добываемой продукции из скважин до 95% и более, в пластах могут оставаться невыработанными значительное количество (от 30% до 50%) извлекаемых запасов нефти. В этой связи остальные пять месторождений мы решили проанализировать со времён советского союза с применением полимерного заводнения.

В СССР полимерное заводнение осуществлялось с 1969 года на объектах,

р
а
с
п
о
л
о
ж
е
н

Таблица 6.4 – Успешные проекты по применению полимерного заводнения

Параметры	Месторождение				
	Каламкас	Ромашкинское	Сосновское	Дерюжевское	Радаевское
Неоднородность	0.598	0.6	0.5	0.7	0.7
Плотность (API)	27.6	44.8	31.7	32.5	27
Вязкость (ср)	13.4	3.35	11.4	12	38
Компон. состав	Асф.смол-18-30%	S- 1,5-2,1; Параф- 2,6-5,4;	S-2.42	S-2.1 Параф-6.4	S-2.8 Параф-6.65
Обводненность(%)	89.9	87	95		92.9
Нефтенасыщенность пласта (%PV)	0.8	0.3-0.9	57.3- 78.8	0.66	0.82
Тип породы	Песчаник, алевролит, глина	Кварцевый песчаник	Мелкозернистый песчаник	Песчаник	Песчаник Аргиллит
Проницаемость mD	0.011 - 5.280	40-2000	3.65	23.1	2.3
Глубина (ft)	3000	4921	3900	7545,932	6561,68
Температура (F)	105.8	113	79.7	100.4	74
Давление в резервуаре (psia)	9	8,38	28.8	18.1	14

Таблица 6.5 – Результаты применения полимерного заводнения.

Месторождение	Пласт	Год начала закачки	Число скважин		Доп. добыча нефти за счет полимерного воздействия, тыс.т	Расход полимера	Удельная тех. эффективность применения полимера, т/т
			Наг.	Доб.			
Ромашкинское	Бобриковский	1973	3	–	746	1512	494
Сосновское	A ₃ A ₄	1976	15	31	592	3096	191
Каламкас	Ю1-	1981	16	51	2470	6310	408
	Ю IV	1988	30	120	994	1220	815
Дерюжевское	B ₂ B ₁	1983	13	36	198	40	4950
	A ₂ A ₃	1987	3	15	309	429	721
Радаевское	B ₂	1991	6	36	133	129	1031

Существующие данные этих пяти месторождений, были направлены на изучение и развитие прироста добычи со временем, чтобы увидеть картину в целом, и понять уже в настоящем, насколько сильно повлиял метод воздействием полимера.

Обращая во внимания тот факт, что месторождениях на протяжении многих лет поддерживали значение обводненности на одном уровне с помощью полимерного заводнения, важным параметром является значение обводненности, которым нельзя пренебрегать.

С тех пор, Al-Adasani, Dickson и Saboorian усовершенствовали критерии выбора объектов [17] но параметр, обводненности не был предусмотрен.

Анализируя эти месторождения по нашей таблице, мы видим, что учитывая наши критерии, было везде отобрано полимерное заводнение. А свидетельство того, что на этих месторождениях в действительности успешно применялся метод полимерного воздействия, где были учтены все параметры нашей таблицы, есть работоспособность дополненной таблицы скрининга.

В главе 4 была описана методика проведения эксперимента. По результатам необходимо было провести скрининг анализ дополнительно к трем анализируемым месторождениям еще 13, из них 5 было проверено и подтверждено по полимерному заводнению. Еще 8 были рассмотрены и проанализированы далее в работе.

Таблица 6.6 – Реализованные проекты МУН

Параметры	Месторождение							
	Зыбза-Глубокий Яр	Карачаганак	Тенгиз	Жанажол	Кенкиак	Ярегское	Усинское	Оха
Неоднородность	0.24	0.25-0.5	0-0.25	0.6	0.75	0.25-0.5	0.5	0.25-0.6
Плотность (API)	13	35	94.9	39	23	945 кг/м ³	21.10	22
Вязкость (ср)	400	0.34	0,226	3.5	145	4500	700	4
Компон. Состав	Асф.смол-10%	C ₁ – 70%, Асф.смо-л – 10%	C ₁ – 43.7% Серы – 12,98 %	C ₁ - 11,1-26,8%	Серы-0,43-0,81, параф.- 0,37-2,97%, смол 6,2-11,4%	Смол-22%, TiO ₂ – 58,5–71,9 %, SiO ₂ – 20,0–37,8 %	Серы-2.5%, Асф.-38%,	Серы-0.36% Асф.-8%,
Обводненность (%)	94.1	13.5	8.5	2.5	66.1	>75	85	60
Нефтенасыщенность пласта (%PV)	0.5	79	0.64	87	72	67	75	71
Тип породы	Песчаник	Песчаник	Карбонат	Песчаник	Песчаник	Песчаник	Карбонат	Песчаник
Проницаемость mD	64	2	5,06	400	4	3.17	472	10
Глубина (ft)	3200	4200	16404	9186	1148	656	6643	820
Температура (F)	64	179.6	154,4	80-100	59-446	44,33	73.40	69,8

Давление в резервуаре (psia)	348	7200	11951.1	9	9804,5	145	2074	2175
------------------------------	-----	------	---------	---	--------	-----	------	------

6.5 Вывод по завершению практической части

Для анализа эффективности МУН были проведены теоретические расчеты и построены гидродинамические модели для подсчета извлеченной дополнительной нефти, с целью выявления наилучшего МУН применительно к каждому из месторождений.

В главах выше, был теоретически рассчитан дополнительный приток нефти при внутрипластовом горении на месторождении X1 и X2, также рассчитан коэффициент вытеснения для углекислого газа и азота, после чего найден объем возможного дополнительного количества нефти.

При построении гидродинамических моделей, были выявлены нерентабельные МУН. Таковым являлось полимерное заводнение на месторождении X2.

Целостно, после проведения практических исследований, можно сказать, какие и МУН являются наиболее эффективными.

По итогу проведения расчетов, мы пришли к определенным выводам, по которым уже можно проводить экономическую оценку рентабельности МУН. В таблице ниже приведены методы увеличения нефтеотдачи, которые в следующей главе будут рассмотрены на следующей ступени отбора. Обобщенный график по дополнительной добыче нефти при помощи различных МУН на месторождениях X1, X2 и X3 приведен ниже (рисунок 6.19).

Таблица 6.7 – Отобранные МУН по итогу проведения расчетов и симуляций.

<i>Месторождение</i>	<i>Полимерное заводнение</i>	<i>Внутрипластовое горение</i>	<i>Закачка CO₂</i>	<i>Закачка азота</i>	<i>Закачка углеводорода</i>
X1	-	+	+	+	-
X2	+	+	-	-	-
X3	-	-	-	-	+

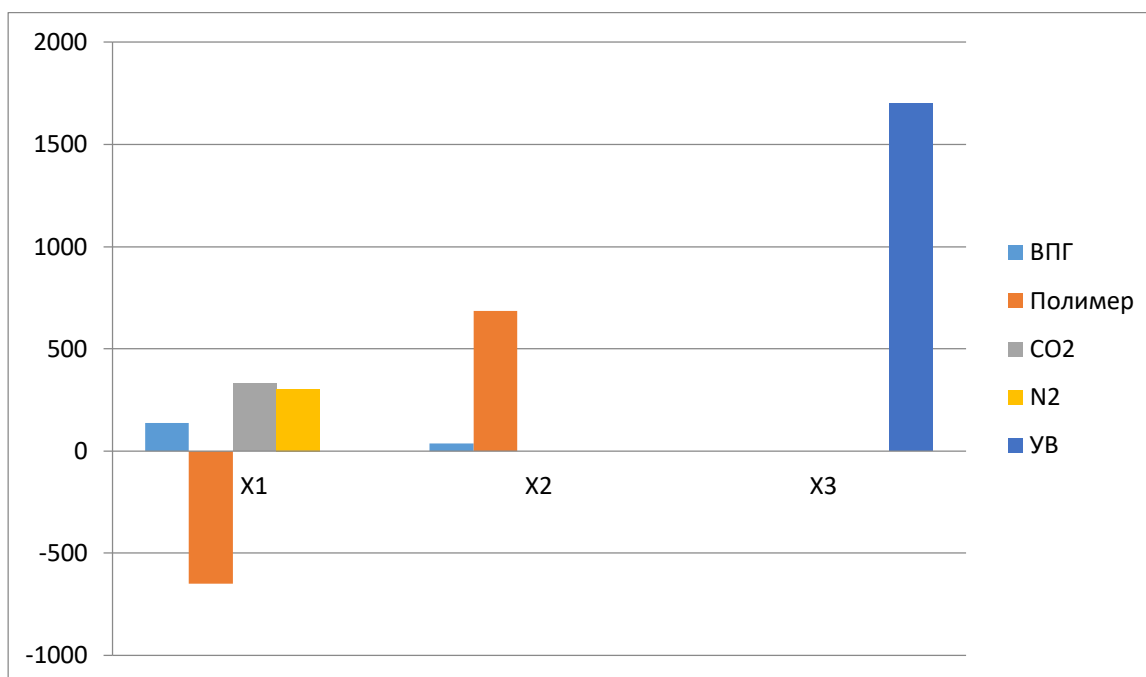


Рисунок 6.19 – График объема извлеченной нефти на месторождениях X1,X2,X3

6.6. Вывод по завершению теоретической части для уже успешно реализованных на практике месторождений

Проводя исследования 16 месторождений по уже существующим данным, как показал скрининг анализ уже действующих месторождений с примененным МУН, большая часть была согласованна с дополненной скрининг таблицей. Следует выделить, что в месторождениях неподходящих по видам методов увеличения нефтеотдачи, были применены на практике комбинированные МУН, что позволило нам иметь перспективу исследования в будущем. Особую трудность представляет разработка нефтяных пластов, толщина которых превышает 50 м и более, а трещиноватость и кавернозность коллекторов нефтенасыщенных пород решение проблемы увеличения нефтеотдачи таких месторождений еще более осложняют при выборе МУН.

Успешность именно полимерного заводнения в половине исследуемых месторождений позволил сделать вывод о том, что в силу разновидностей полимерного внедрения в пласт и его загущающих способностей от геолого-физических характеристик пластов, его применение наиболее лучше остальных показал себя в нашей таблице.

Наряду со сложными геологическими условиями месторождений на технологию процесса внедрения МУН особую роль сыграли высокие температура и давление. Исходя из этого и учитывая несовершенство технических средств для ведения процесса внедрения МУН с нагнетанием в пласт теплоносителей высоких параметров как у нас, так и за рубежом, опытно-промышленные работы по разработке месторождений начали осуществлять в несколько этапов, что усложнило задачи по рассмотрению успешности проектов.

7 Экономические расчеты эффективности различных МУН на месторождениях X1,X2,X3

Все планируемые инвестиции должны быть изначально проанализированы на предмет экономической эффективности. В данной главе был проведен расчет чистой дисконтированной прибыли и срока окупаемости проектов по использованию предложенных методов увеличения нефтеотдачи на основе разработанной модели. В главе выше уже была доказана продуктивность полимерного заводнения, закачки газа и внутрискластового горения. Данная глава также является очень важной в выборе и обосновании наиболее оптимального метода увеличения нефтеотдачи.

Расчет прибыли высчитывается вследствие нахождения дохода при продаже дополнительной нефти (таблица 7.1).

Таблица 7.1 – Выводы по доходу от продаж дополнительной нефти при стоимости барреля 75\$

	<i>X1</i> доход, \$	<i>X2</i> доход, \$	<i>X3</i> доход, \$
Полимерное заводнение	-	4307740,44	-
Закачка N2	1910729,362	-	-
Закачка CO2	2089740,69	-	-
Закачка УВ	-	-	11539387,48
ВПП	1969106,4	230158,64	-

Основными затратами можем назвать налоги, а также сами затраты на реализацию проекта.

1) налог недропользователей – налог на право недропользования, рассчитывается как 10 % от общей прибыли;

2) косвенный налог- налог на товары и услуги, рассчитывается следующим образом, 65% от вложенных инвестиций облагается 30 %-ным налогом, остальные 35 % облагаются 10 %-ным налогом и к этому прибавляется 10 % от оперативных расходов;

3) налог корпорационный - налог на прибыль компании, рассчитывается как 34 % от чистого дохода:

- общий доход;
- чистая прибыль;
- капитальные или первоначальные инвестиции в проект;
- оперативные расходы;

- коэффициент дисконтирования, в котором учтены только безрисковая ставка для доллара США, равный 4% и учет риска в инвестициях повышающийся на 0.5% ежегодно; чистый дисконтированный доход.

7.1 Расчет по полимерному заводнению

Концентрация полимеров на баррель была равна 1 фут в барреле, поэтому необходимый среднемесячный объем для полимеров был рассчитан в количестве 5.5 тонн.

В капитальные инвестиции для данного проекта были внесены следующие затраты:

Цена за установку для приготовления и закачки полимерных композиций УДР-32М, способную обслуживать 50 скважин – 241000\$ с учетом НДС 18% и доставки из г. Самара. В комплект входит:

- фильтр для очистки технической воды под давлением;
- автофургон;
- химический склад;
- жилой вагон.
- цена для 5.5 тонн полимера в 220 мешка, а также доставки - \$52000;
- затраты на содержание кадров, бригада из трех человек – \$3000;
- затраты на электричество и прочее – \$500;
- суммарный объем первоначальных инвестиций составил \$296500.
- К оперативным или ежемесячным расходам были отнесены:
- цена для 5.5 тонн полимера в 220 мешка, а также доставки - \$52000;
- затраты на содержание кадров, бригада из трех человек – \$3000;
- затраты на электричество и прочее – \$500.

Суммарный объем оперативных расходов составил \$5550000.

Чистая прибыль составила 518266553\$, расчеты приведены в таблице 7.2.

Таблица 7.2 – Расчет прибыли для полимерного заводнения на месторождении X2

Капит. Расходы, \$	Операт. расходы, \$	Налог на операт. Расходы, \$	Налог недропольз., \$	Косвенный налог, \$	Прибыль, \$	Налог корпоративный, \$	Общие налоги, \$	Чистая прибыль, \$	Ставка дисконтирования	Прибыль, \$
296500	5550000	5550000	32308053,3	5618195	284857784,7	96851646,8	134777895,1	132506137,9	0,955	126543361,7

7.2 Экономический расчет по закачке УВ для месторождения X3

В капитальные расходы для закачки углеводородов в пласт необходимы:

- газовые турбины;
- компрессор для закачки УВ;
- затраты на содержание кадров, бригада из трех человек – \$3000;
- затраты на электричество и прочее – \$500;
- Оперативными расходами:
- затраты на сжатия одного стандартного кубического метра воздуха, для закачки в пласт;
- затраты на содержание кадров, бригада из трех человек – \$3000;
- затраты на электричество и прочее – \$500;

Таблица 7.3 – Расчет прибыли для закачки УВ на месторождении ХЗ

Капит. Расходы, \$	Операт. расходы, \$	Налог на операт. Расходы, \$	Налог недропольз., \$	Косвенный налог, \$	Прибыль, \$	Налог корпорационный, \$	Общие налоги, \$	Чистая прибыль, \$	Ставка дисконтирования	Прибыль, \$
50000000	4000000	400000	86545406,1	11540000	163508654,9	55592942,67	257538348,8	103915712,2	0,955	99239505,18

7.3 Экономический расчет по внутрипластовому горению для месторождения Х1 и Х2

Капитальные расходы:

- цена за компрессор необходимый для сжатия окислителя - \$285000;
- затраты на содержание кадров, бригада из трех человек – \$3000;
- затраты на электричество и прочее – \$500;
- Оперативные расходы:
- затраты на сжатия одного стандартного кубического метра воздуха, для закачки в пласт - \$0,01207[13];
- затраты на содержание кадров, бригада из трех человек – \$3000;
- затраты на электричество и прочее – \$500;

Суммарный объем оперативных расходов – \$792890,45.

Суммарный объем капитальных расходов – \$291080.

Таблица 7.4 – Расчет прибыли по внутрисловоу горению для месторождения X1 и X2

Месторождение	Капит. Расходы, \$	Операт. расходы, \$	Налог на операт. Расходы, \$	Налог надропольз., \$	Косвенный налог, \$	Прибыль, \$	Налог корпоративный, \$	Общие налоги, \$	Чистая прибыль, \$	Ставка дисконтирования	Прибыль, \$
X1	285000	7437675,661	743767,5661	14768298	809317,566	131820364,4	44818923,91	60396539,48	79563764,87	0,955	75983395,45
X2	291080	827890,4536	82789,04536	1726189,82	149737,445	15094890,94	5132262,919	7008190,184	9134737,565	0,955	8723674,374

7.4 Экономический расчет прибыли при закачке CO₂ и N₂ для месторождения X1

Капитальные затраты при закачке CO₂/N₂ включают в себя стоимость[14]:

- бурения и освоения новых скважин;
- приобретения добычного, нагнетательного и прочего оборудования;
- переоборудования уже имеющихся скважин;
- приобретения оборудования для переработки CO₂/N₂.
- Операционные затраты состоят из:
- затрат на необходимое сырьё и материалы;
- стоимости текущего ремонта скважин;
- затрат на техническое обслуживание оборудования;
- затрат на оплату труда работникам;
- затрат на обратное выкачивание жидкости и переработку CO₂/N₂.

Таблица 7.5 – Расчет прибыли при закачке CO₂ и N₂ в месторождение X1

МУН	Капит. Расходы, \$	Операт. расходы, \$	Налог на операт. Расходы, \$	Налог надропольз., \$	Косвенный налог, \$	Прибыль, \$	Налог корпоративный, \$	Общие налоги, \$	Чистая прибыль, \$	Ставка дисконтирования	Прибыль, \$
-----	--------------------	---------------------	------------------------------	-----------------------	---------------------	-------------	-------------------------	------------------	--------------------	------------------------	-------------

CO ₂	399600	4724000	472400	15673055,17	564308	140093588,6	47631820,11	63869183,29	87737768,46	0,955	83789568,88
N ₂	579600	4724000	472400	14330470,21	605708	127788923,9	43448234,14	58384412,35	79616689,8	0,955	76033938,76

7.5 Прибыль по методам увеличения нефтеотдачи на различных месторождениях

По итогам проведения экономических расчетов на месторождении X1 были отобраны: полимерное заводнение, ВПГ, Закачка CO₂ и N₂. Так как полимер в пласте месторождения X1 не сработал, примем его экономическую нерентабельность. По результатам расчетов, заметно, что наиболее эффективным является закачка CO₂ в пласт (рисунок 7.1).

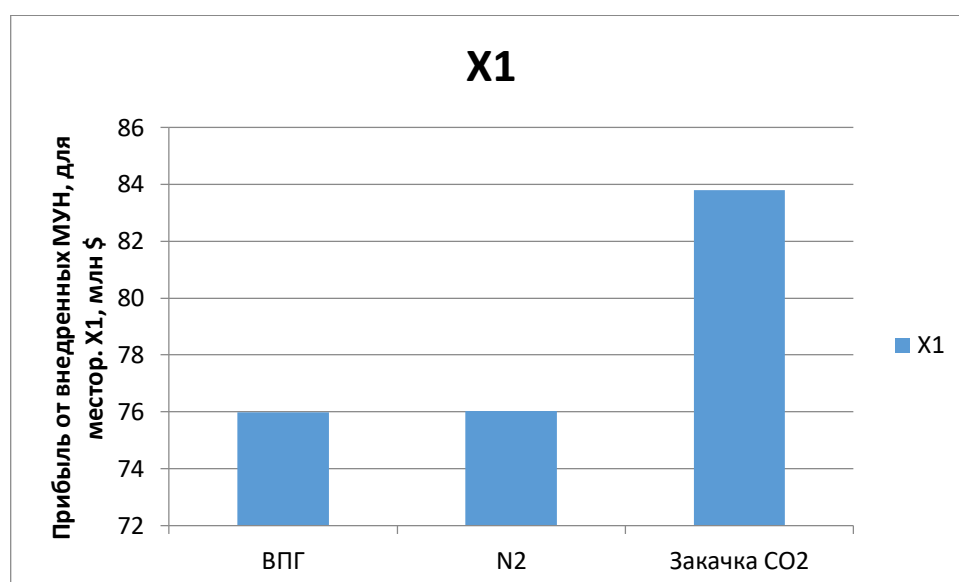


Рисунок 7.1 – Прибыль от внедрения МУН на месторождении X1

После завершения расчетов на месторождении X2 были выбраны на экономическое рассмотрение полимерное заводнение и ВПГ. Результаты экономического расчета гласят, что гораздо эффективнее будет применять полимерное заводнение (рисунок 7.2).

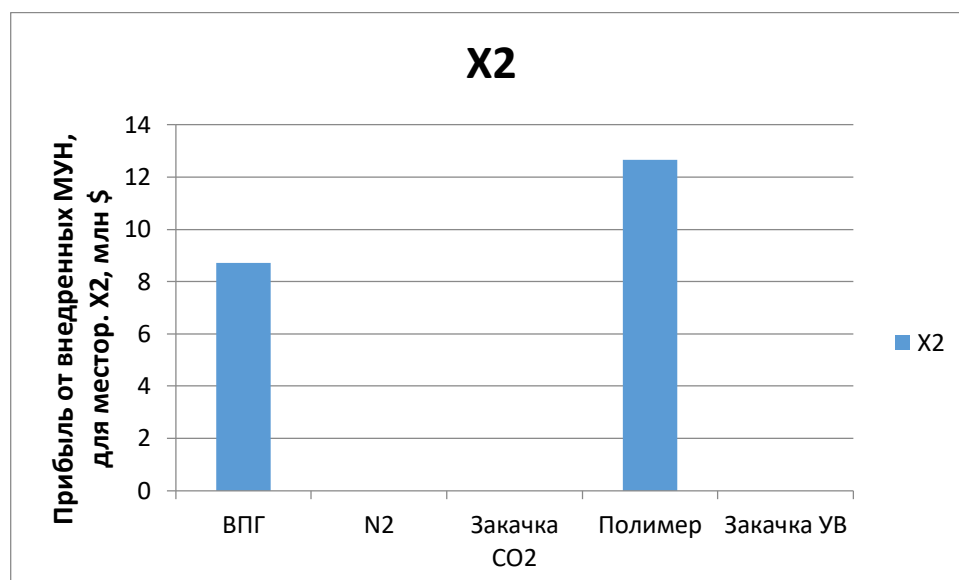


Рисунок 7.2 – Прибыль от внедрения МУН на месторождении X2

Так как на месторождении X3 был введен только один метод повышения нефтеотдачи, закачка углеводородов в пласт, провели его экономический анализ. Видно, что способ вытеснения нефти углеводородами является очень эффективным с точки зрения экономики (рисунок 7.3).

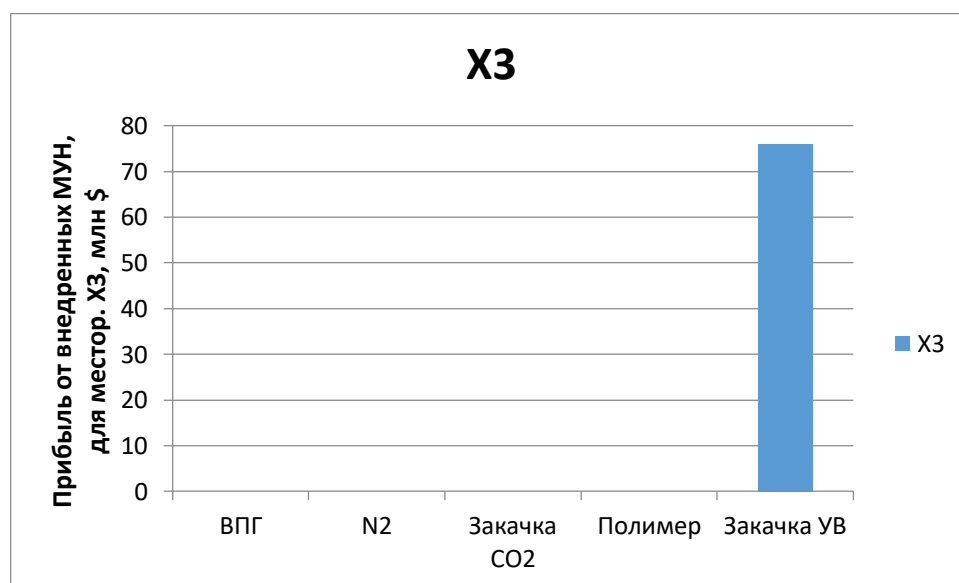


Рисунок 7.3 – Прибыль от внедрения МУН на месторождении X3

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате теоретического анализа и исследования были внесены следующие дополнительные параметры в скрининг таблицу: композиционный состав, обводненность, неоднородность и давление резервуара. Подбор данных параметров осуществлялся на основе текущих положений месторождений Казахстана.

Для определения оптимальности усовершенствованной таблицы, было проделано следующие работы:

- Скрининг отбор при помощи дополненной таблицы для месторождений X1, X2, X3;
- Построение гидродинамической симуляционной модели Eclipse и внедрения отобранных МУН при данных условиях месторождения;
- Проведены расчеты по вычислению объема добытой дополнительной нефти, для дальнейших использований этих данных в экономической части дипломной работы;
- Расчет экономической рентабельности каждого из МУН проектов касательно испытываемых месторождений;
- Отбор экономически эффективных методов повышения нефтеотдачи;

По итогам скрининга месторождений X1, X2, X3, можно заключить следующие выводы:

По итогам выполнения дипломной работы можно сделать следующие выводы:

- Для различных типов месторождений, должны быть учтены самые различные критерии, так как сходство даже в большинстве параметров у разных коллекторов, может давать большую несходимость при выборе МУН;
- Для месторождения X1 наиболее эффективным является закачка N2, для месторождения X2 – полимерное заводнение, для месторождения X3 – закачка углеводородов.

Кроме того, был проведен скрининг отбор по уже эксплуатируемым месторождениям для сопоставления результаты данных скрининг таблицы и имеющимися данным уже действующих МУН на месторождениях. Сравнительный анализ показал, что большая часть отобранных МУН по дополненной скрининг таблице, согласована с применяемыми МУН на промысле. Следует выделить, что в месторождениях МУН, неподходящих по скрининг таблице на практике были проведены комбинированные МУН.

Таким образом, практическая значимость исследования состоит в том, что дополненная скрининг таблица может быть применена для отбора МУН в условиях Казахстанских месторождений.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

- 1 Шелл Интернешнл Эксплорейшн энд Продакшн — Гаага, Нидерланды, 2012.— 5 с.
- 2 Taber J.J., Martin F.D., and Seright R.S. EOR Screening Criteria Revisited - Part 1: Introduction to Screening Criteria and Enhanced Recovery Field Projects —Part 2: Applications and Impact of Oil Prices //SPE Reservoir Engineering, 1997.
- 3 Larry W. Lake. Enhanced oil recovery / Society of petroleum engineers. — Austin, University of Texas: Prentice Hall, 1989. — 1 с.
- 4 В. Алварado. Методы увеличения нефтеотдачи пластов. Планирование и стратегии применения / перевод с английского Фалалеев Б. Л. под редакцией Паля А. О. — Москва: Премиум Инжиниринг, 2011.
- 5 Ahmad Al Adasani, Baojun Bai. Analysis of EOR projects and updated screening criteria — Kuwait Oil Company, Kuwait, 2011.
- 6 V.Alvarado and E.Manrique. Enhanced Oil Recovery: An Update Review— USA, 2010.
- 7 Практикум по дисциплине «Разработка нефтяных и газовых месторождений»: учебное пособие / С.Ф. Санду, А.Т. Росляк, В.М. Галкин; Национальный исследовательский Томский Политехнический университет. — Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2011. – 92 с.
- 8 H.M. Sebastian (Amoco Production Co.) | D.D. Lawrence (Amoco Production Co.). Nitrogen Minimum Miscibility Pressures. SPE/DOE Enhanced Oil Recovery Symposium, 22-24 April, Tulsa, Oklahoma, 1992.
- 9 Yuan. H., Johns R.T., Egwuenu A.M. and Dinoruk B. Improved MMP Correlations for CO₂ Floods Using Analytical Gas Flooding Theory. Paper SPE 89359 presented at SPE/DOE Fourteenth Symposium on Improves Oil Recovery held in Tulsa, Oklahoma, USA, April 17-21, 2004.
- 10 Техническое описание, Версия 2003A_1, Schlumberger, Eclipse.
- 11 Справочное руководство, Версия 2003A_1, Schlumberger, Eclipse.
- 12 [электронный ресурс] Energy Information Administration// Oil and Gas.
- 13 Lease Equipment and Operating Costs. URL: http://www.eia.gov/pub/oil_gas/natural_gas/data_publications/cost_indices/equipment_production/current/coststudy.html
- 14 E. A. Araújo, E. A. Araújo, A. R. Gurgel, M. A. F. Rodrigues & A. A. R. Diniz (2017) Economic analysis of oil production by applying in situ combustion, Energy Sources, Part B Economics, Planning, and Policy, 12:4, 365-371, DOI: 10.1080/15567249.2015.1136972.
- 15 Череповицын А.Е., Сидорова К.И., Буренина И.В. Экономическая оценка проектов закачки CO₂ в нефтяные месторождения/ФГБОУ ВПО Национальный минерально-сырьевой университет «Горный», г. Санкт-Петербург, Российская Федерация ФГБОУ ВПО « Уфимский государственный нефтяной технический университет», г. Уфа, Российская Федерация.

- 16 Djebbar Tiab, Erle C. Donaldson. Petrophysics. Theory and practice of measuring reservoir rock and fluid transport properties. Third edition, 2012.
- 17 Норман Л. Джонсон, Фрэд С. Леон. Статистика и планирование эксперимента в технике и науке. Методы планирования эксперимента, Москва, 1981.
- 18 Муслимов Р.Х. Нефтеотдача : прошлое, настоящее. Будущее / Муслимов Р.Х.-учеб.пособ.-Казань: Изд-во «Фэн» Академии наук РТ, 2012.- 186с.
- 19 Jasper L.Dickson, Alana Leahy-Dios/SPE/ ExxonMobil; Philip L.Wylie/SPE/Mobil Producing Nigeria — USA, 2010.
- 20 B. Haynes, Jr. EOR Screening. Copyright of Shell global solution.
- 21 E.Manrique, SPE, C. Thomas, SPE, R. Ravikiran, SPE, M. Izadi, SPE, M. Lantz, SPE, J. Romero, SPE, TIORCO LLC and V. Alvarado, SPE, University of Wyoming “EOR: Current Status and Opportunities”.

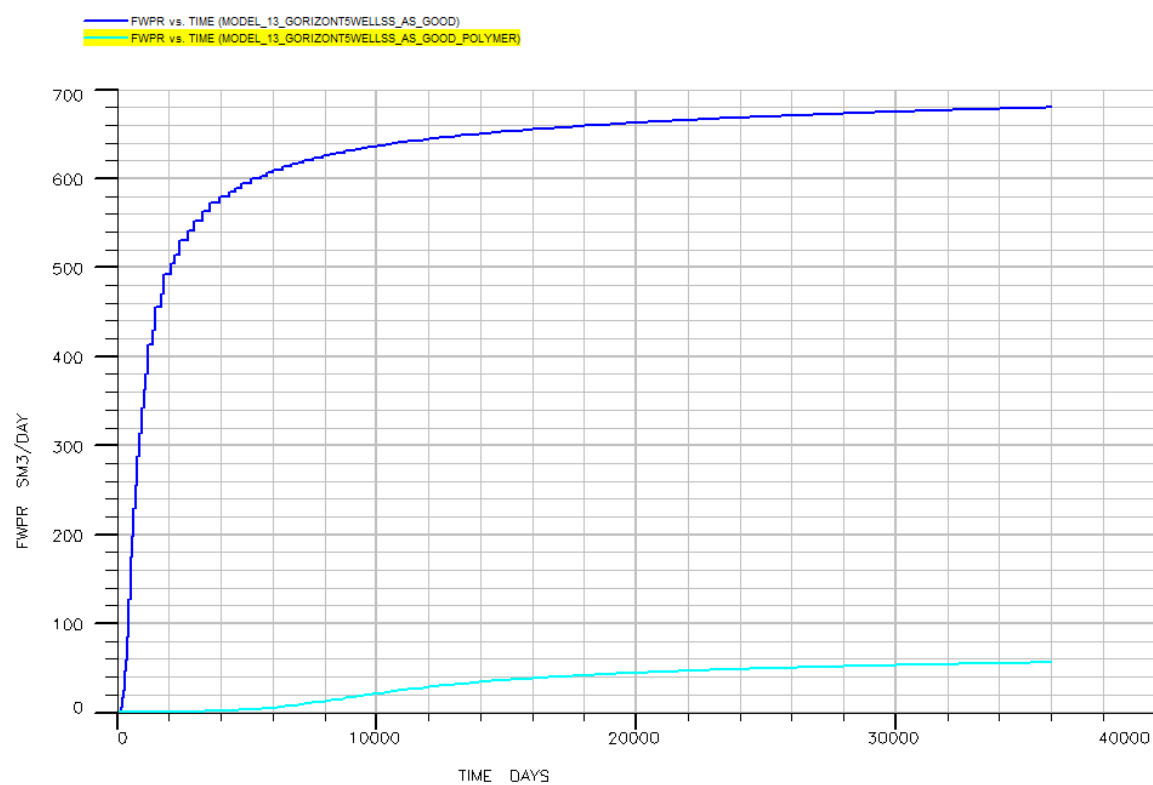
Приложение А

Использованная для преобразования Таблица скрининга

		Oil Properties			Reservoir Characteristics					
Detail Table in Ref. 16	EOR Method	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> /	< 0.4 \ <u>0.2</u> \	High percent of C ₁ to C ₇	> 40 / <u>75</u> /	Sandstone or carbonate	Thin unless dipping	NC	> 6,000	NC
2	Hydrocarbon	> 23 / <u>41</u> /	< 3 \ <u>0.5</u> \	High percent of C ₂ to C ₇	> 30 / <u>80</u> /	Sandstone or carbonate	Thin unless dipping	NC	> 4,000	NC
3	CO ₂	> 22 / <u>36</u> / ^a	< 10 \ <u>1.5</u> \	High percent of C ₅ to C ₁₂	> 20 / <u>55</u> /	Sandstone or carbonate	Wide range	NC	> 2,500 ^a	NC
1-3	Immiscible gases	> 12	< 600	NC	> 35 / <u>70</u> /	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> /	< 35 \ <u>13</u> \	Light, intermediate, some organic acids for alkaline floods	> 35 / <u>53</u> /	Sandstone preferred	NC	> 10 / <u>450</u> /	> 9,000 \ <u>3,250</u>	> 200 \ <u>80</u>
5	Polymer Flooding	> 15	< 150, > 10	NC	> 50 / <u>80</u> /	Sandstone preferred	NC	> 10 / <u>800</u> / ^b	< 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> /	High-porosity sand/ sandstone	> 10	> 50 ^c	< 11,500 \ <u>3,500</u>	> 100 / <u>135</u>
7	Steam	> 8 to 13.5 → ?	< 200,000 ↓ <u>4,700</u>	NC	> 40 / <u>66</u> /	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.										

Приложение Б

График общей накопленной добычи воды месторождения X1 при закачке полимера (FWPT)



Приложение В

График общей накопленной добычи воды месторождения X3 при закачке газа (FWPT)

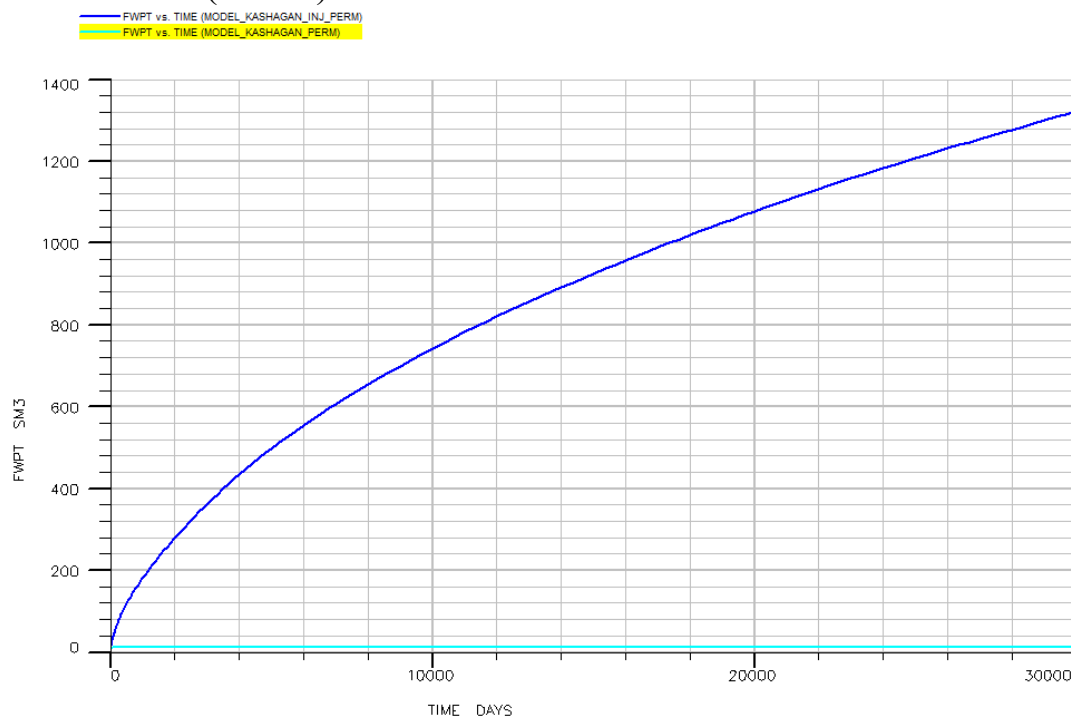


График общей накопленной добычи газа месторождения X3 при закачке газа (FGPT)

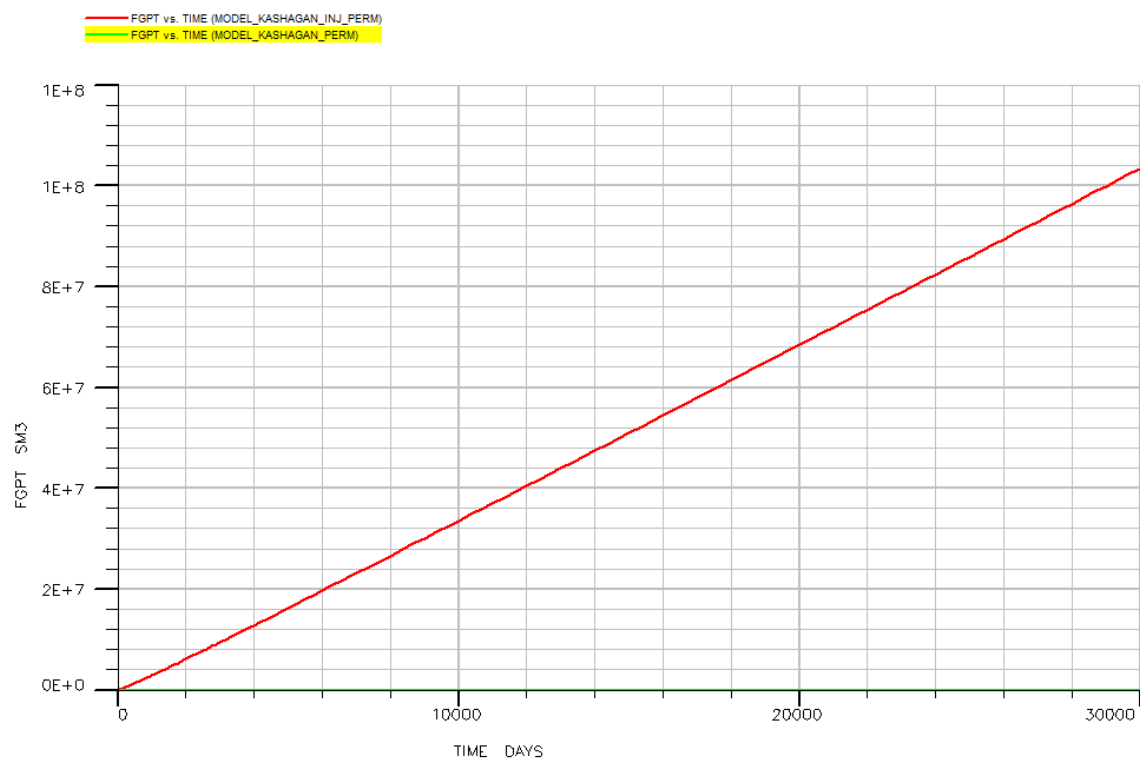
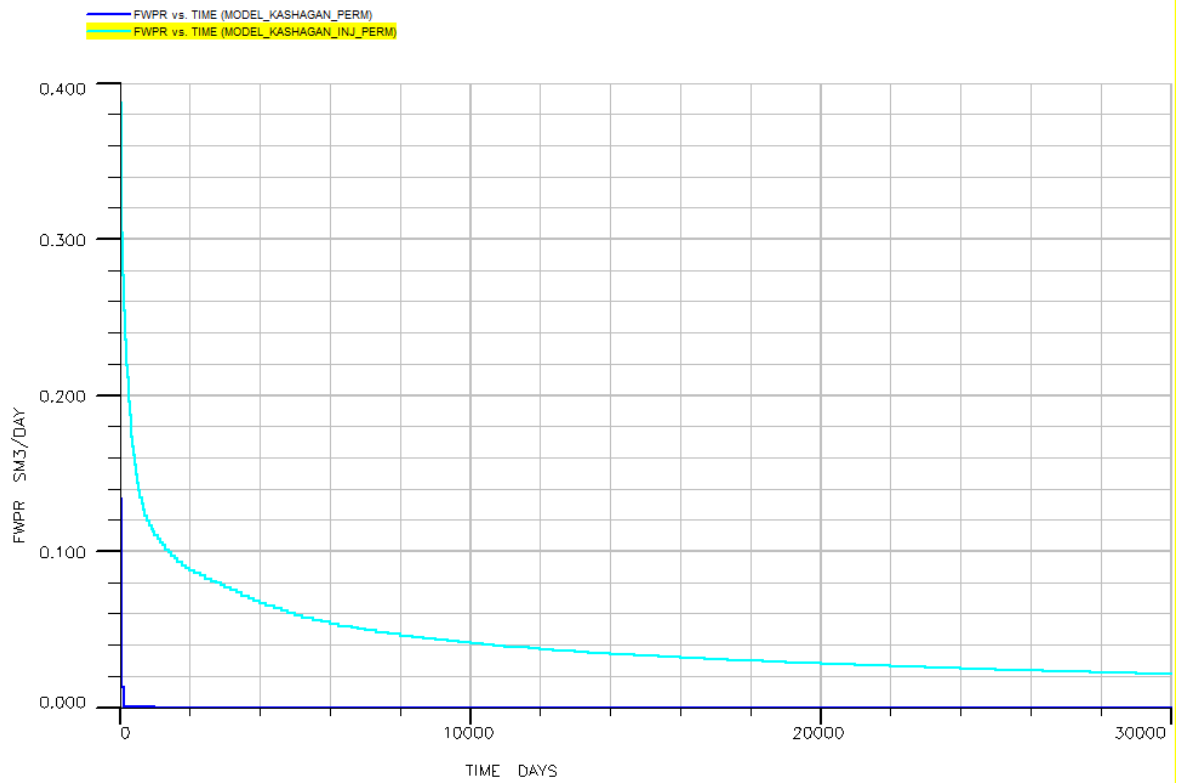


График дебитов воды месторождения X3 при закачке газа (FWPR)



Приложение Е

График пластового давления в трубах в течение закачки азота на месторождении X1

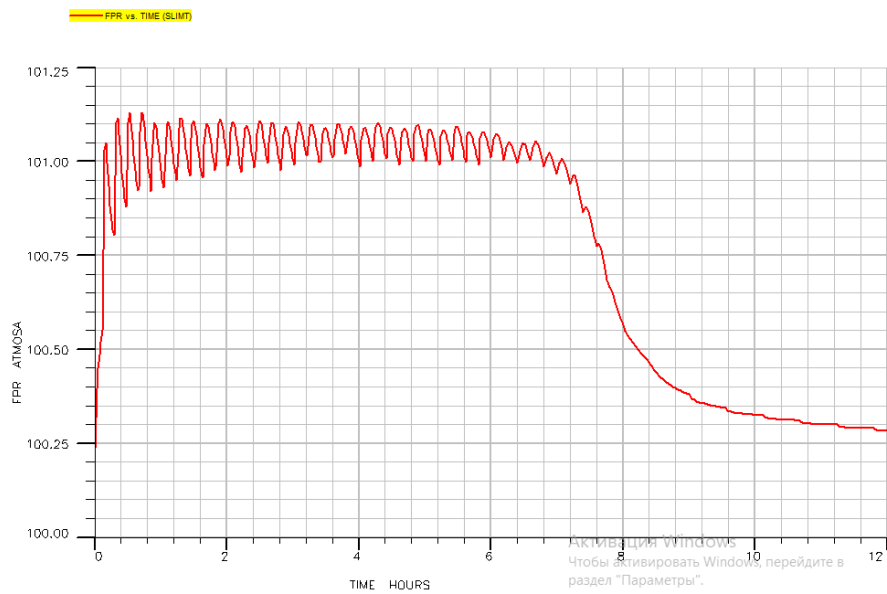
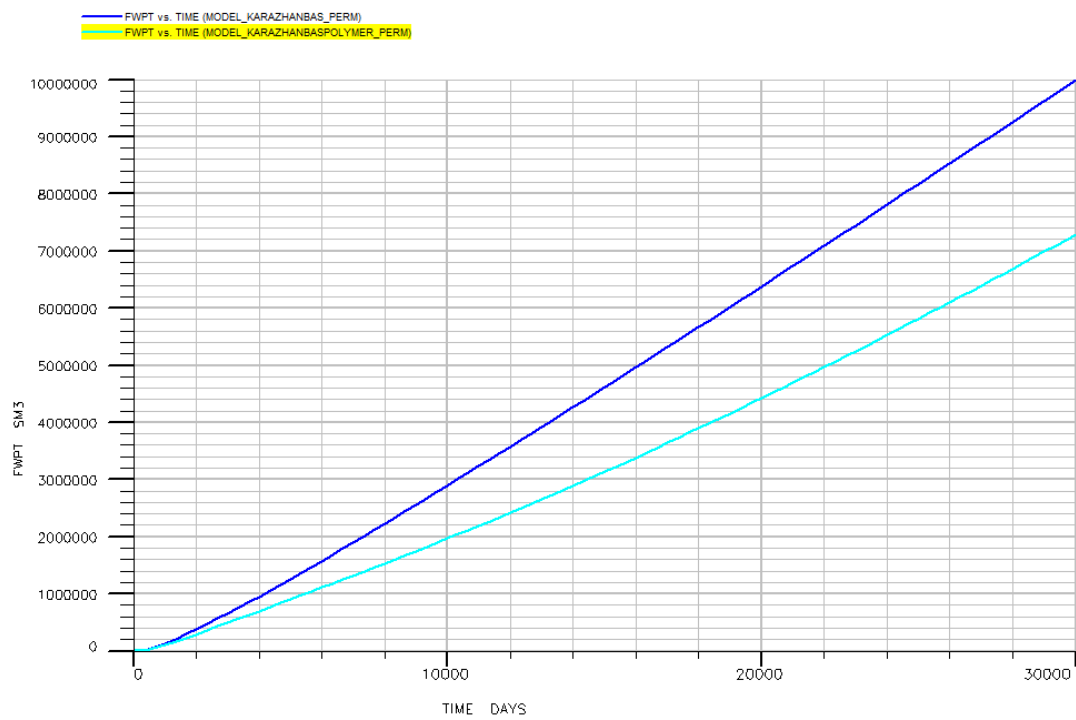


График общей накопленной добычи воды месторождения X2 при закачке полимера (FWPT)



Приложение И

Скрининг месторождения X1

Свойства нефти					Характеристика пласта							
№	МУН методы	Плотность (API)	Вязкость (сП)	Компонентный состав	Нефтенасыщенность пласта (%PV)	Тип породы	Проницаемость (мД)	Глубина (ft)	Температура (F)	Давление в резервуаре, psia	Степень неоднородности	Текущая обводненность
		30,00	6,38	C1-C10	52,00	1,00	78,17	4000,00	137,00	1595,00	0,78	80,00
Смешивающее вытеснение												
1	CO2	YES	YES	NO	YES	YES	YES	YES	YES	NO	NC	NO
2	Углеводороды	YES	YES	YES	YES	YES	YES	YES	YES		NO	NO
3	Водогазовое воздействие	NO	NO	YES	NC	YES	NO	NO	NO		NO	NC
4	Азот	NO	NO	NO	NO	YES	NO	NO	NO	NO	NO	YES
Несмешивающее вытеснение												
5	CO2	YES	YES	NC	YES	YES	YES	YES	YES	NC	NO	NO
6	Углеводороды	YES	NO	NC	NO	YES	YES	NO	NO	NC	NO	NO

7	Водогазовое воздействие+У В	YES	YES	NC	NO	YES	NO	YES	YES	NC	NO	NC
8	Азот	YES	YES	NC	YES	YES	YES	YES	YES	NC	NO	YES
Химические методы												
9	Полимер	YES	YES	NC	YES	YES	YES	YES	YES	NC	YES	YES
10	АСП/Мицеллярное заводнение	YES	NO	NO	YES	YES	YES	NO	YES	NC	NC	NO
11	ПАВ+	YES	YES	NC	YES	YES	NO	YES	YES	NC	NO	YES
Тепловые методы												
12	Горение	YES	YES	YES	YES	YES	YES	YES	YES	YES	NO	YES
13	Пар	YES	YES	YES	YES	YES	YES	YES	YES	NO	NO	NO
14	Горячая вода	NO	NO	NC	YES	YES	NO	NO	NO	NO	NO	NO
Микробиологический												
15	Микробиологический	YES	YES		NO	YES	NO	NO	NO	YES		
N C not critical												

- 1 песчаник
- 2 карбонат

Приложение К

Скрининг для месторождения X2

Свойства нефти							
№	МУН методы	Плотность (API)	Вязкость (сП)	Компонентный состав	Нефтенасыщенность пласта (%PV)	Тип породы	Проницаемость (мД)
	X2	22,00	565,20	C1-C10	70,00	1,00	101,3
Смешивающее вытеснение							
1	CO2	YES	NO	NO	YES	YES	YES
2	Углеводороды	NO	YES	NO	YES	YES	YES
3	Водогазовое воздействие	NO	NO	NO	NC	YES	NO
4	Азот	NO	NO	NO	NO	YES	NO
Несмешивающее вытеснение							
5	CO2	YES	YES	NC	YES	YES	YES
6	Углеводороды	YES	NO	NC	NO	YES	YES
7	Водогазовое воздействие+УВ	YES	YES	NC	NO	YES	YES
8	Азот	YES	YES	NC	YES	YES	YES
Химические методы							
9	Полимер	YES	YES	NC	YES	YES	YES

10	АСП/Мицеллярное заводнение	NO	YES	NO	YES	YES	YES
11	ПАВ+	YES	NO	NC	NO	YES	NO
Тепловые методы							
12	Горение	YES	YES	YES	YES	YES	YES
13	Пар	YES	YES	NO	YES	YES	YES
14	Горячая вода	YES	YES	NC	YES	YES	NO
Микробиологический							
15	Микробиологический	YES	YES		NO	YES	NO
NC not critical							
1	песчаник						
2	карбонат						

Приложение Л

Скрининг месторождения X3

Свойства нефти					Характеристика пласта							
№	МУН методы	Плотность (API)	Вязкость (сП)	Компонентный состав	Нефтенасыщенность пласта (%PV)	Тип породы	Проницаемость (мД)	Глубина(ft)	Температура (F)	Давление в резервуаре, psia	Степень неоднородности	Текущая обводненность
	X3	45,00	0,22	C1-C10	84,00	2,00	4,00	13779,53	212,00	11196,91	0,50	20,00
Смешивающее вытеснение												
1	CO2	YES	YES	NO	YES	YES	YES	NO	YES	YES	NC	YES

2	Углеводороды	YES	YES	YES	YES	YES	YES	YES	YES		NO	YES
3	Водогазовое воздействие	NO	NO	YES	NC	NO	NO	NO	YES		NO	NC
4	Азот	YES	NO	NO	NO	YES	YES	YES	YES	YES	NO	YES
Несмешивающее вытеснение												
5	CO2	NO	NO	NC	NO	YES	NO	NO	NO	NC	NO	YES
6	Углеводороды	YES	NO	NC	NO	NO	NO	NO	NO	NC	NO	YES
7	Водогазовое воздействие+УВ	NO	YES	NC	NO	YES	NO	NO	YES	NC	NO	NC
8	Азот	YES	YES	NC	YES	NO	YES	YES	YES	NC	NO	YES
Химические методы												
9	Полимер	YES	NO	NC	NO	NO	YES	NO	YES	NC	YES	NO
10	АСП/Мицеллярное заводнение	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NC	NC	NO
11	ПАВ+	NO	NO	NC	NO	NO	NO	NO	NO	NC	NO	NO
Тепловые методы												
12	Горение	NO	NO	NO	YES	YES	NO	NO	YES	NO	NO	YES

1						YES						
3	Пар	NO	NO	NO	YES	S	YES	NO	YES	NO	NO	NO
1						YES						
4	Горячая вода	NO	NO	NC	YES	S	NO	NO	NO	YES	NO	YES
Микробиологический												
1	Микробиологи					YES						
5	ческий	NO	NO		NO	S	NO	NO	NO	NO		
N C not critical 1 песчаник 2 карбонат												

Приложение М

Скрининг по месторождению Каламкас

		Свойства нефти				Характеристика пласта
№	МУН методы	Плотность (API)	Вязкость (сП)	Компонентный состав	Нефтенасыщенность пласта (%PV)	Тип породы
	Каламкас	27,60	13,40	C1-C10	80,00	1,00
Смешивающее вытеснение						
1	CO2	YES	YES	NO	YES	YES
2	Углеводороды	YES	YES	NO	YES	YES
3	Водогазовое воздействие	NO	NO	NO	NC	YES
4	Азот	NO	NO	NO	NO	YES
Несмешивающее вытеснение						
5	CO2	YES	YES	NC	NO	YES
6	Углеводороды	YES	NO	NC	YES	YES
7	Водогазовое воздействие+УВ	YES	YES	NC	NO	YES
8	Азот	YES	YES	NC	YES	YES
Химические методы						
9	Полимер	YES	YES	NC	YES	YES
10	АСП/Мицеллярное заводнение	YES	YES	NO	NO	YES
11	ПАВ+	YES	YES	NC	NO	YES
Тепловые методы						
12	Горение	YES	YES	YES	YES	YES
13	Пар	YES	YES	NO	YES	YES

14	Горячая вода	NO	NO	NC	YES	YES
Микробиологический						
15	Микробиологический	YES	YES		NO	YES
NC	not critical					
1	песчаник					
2	карбонат					

Приложение Н

Скрининг по месторождению Ромашкинское

		Свойства нефти				Характеристика пласта	
№	МУН методы	Плотность (API)	Вязкость (сП)	Компонентный состав	Нефтенасыщенность пласта (%PV)	Тип породы	Проницаемость (мД)
	Ромашкинское	44,80	3,35		50,00	1,00	1000,00
Смешивающее вытеснение							
1	CO2	YES	YES	YES	YES	YES	YES
2	Углеводороды	YES	YES	NO	YES	YES	YES
3	Водогазовое воздействие	NO	NO	NO	NC	YES	YES
4	Азот	YES	NO	NO	NO	YES	NO
Несмешивающее вытеснение							
5	CO2	NO	YES	NC	YES	YES	YES
6	Углеводороды	YES	YES	NC	NO	YES	YES

7	Водогазовое воздействие+УВ	NO	YES	NC	NO	YES	YES
8	Азот	YES	YES	NC	YES	YES	YES
Химические методы							
9	Полимер	YES	YES	NC	YES	YES	YES
10	АСП/Мицеллярное заводнение	NO	NO	NO	YES	YES	YES
11	ПАВ+	NO	YES	NC	YES	YES	NO
Тепловые методы							
12	Горение	NO	YES	NO	YES	YES	YES
13	Пар	NO	YES	NO	YES	YES	YES
14	Горячая вода	NO	NO	NC	YES	YES	YES
Микробиологический							
15	Микробиологический	NO	YES		NO	YES	NO
NC not critical 1 2 песчаник карбонат							

Приложение II

Скрининг по месторождению Сосновское

№	МУН методы	Плотность (API)	Вязкость (сП)	Компонентный состав	Нефтенасыщенность пласта (%PV)	Тип породы	Проницаемость (мД)	Глубина(ft)	Температура (F)	Давление в резервуаре, psia	Степень неоднородности	Текущая обводненность
---	------------	-----------------	---------------	---------------------	--------------------------------	------------	--------------------	-------------	-----------------	-----------------------------	------------------------	-----------------------

	Сосновское	31,70	11,40		65,00	1,00	3,65	3900,00	79,70	28,80	0,50	87,00
Смешивающее вытеснение												
1	CO2	YES	YES	YES	YES	YES	YES	YES	NO	NO	NC	NO
2	Углеводороды	YES	YES	NO	YES	YES	YES	NO	NO		NO	NO
3	Водогазовое воздействие	NO	NO	NO	NC	YES	NO	NO	NO		NO	NC
4	Азот	NO	NO	NO	NO	YES	YES	NO	NO	NO	NO	YES
Несмешивающее вытеснение												
5	CO2	YES	YES	NC	YES	YES	NO	YES	NO	NC	NO	NO
6	Углеводороды	YES	NO	NC	NO	YES	NO	NO	NO	NC	NO	NO
7	Водогазовое воздействие+УВ	YES	YES	NC	NO	YES	NO	YES	NO	NC	NO	NC
8	Азот	YES	YES	NC	YES	YES	YES	YES	NO	NC	NO	YES
Химические методы												
9	Полимер	YES	YES	NC	YES	YES	YES	YES	YES	NC	YES	YES

10	АСП/Мицеллярное заводнение	YES	YES	NO	YES	YES	NO	YES	NO	NC	NC	NO
11	ПАВ+	YES	YES	NC	NO	YES	NO	YES	NO	NC	NO	NO
Тепловые методы												
12	Горение	YES	YES	NO	YES	YES	NO	YES	YES	YES	NO	YES
13	Пар	YES	YES	NO	YES	YES	YES	YES	YES	YES	NO	NO
14	Горячая вода	NO	NO	NC	YES	YES	NO	NO	YES	NO	NO	NO
Микробиологический												
15	Микробиологический	YES	YES		YES	YES	NO	NO	NO	YES		
NC	not critical											
1	песчаник											
2	карбонат											

Приложение Р

Скрининг по месторождению Дерюжевское

Свойства нефти					Характеристика пласта							
№	МУН методы	Плотность (API)	Вязкость (сП)	Компонентный состав	Нефтенасыщенность пласта (%PV)	Тип породы	Проницаемость (мД)	Глубина(ft)	Температура (F)	Давление в резервуаре, psia	Степень неоднородности	Текущая обводненность

	дерюжевское	32,50	12,0 0		66,00	1,0 0	23,10	7545, 93	100,40	18,10	0,70	80,00
Смешивающее вытеснение												
1	CO2	YES	YES	YES	YES	YES	YES	YES	YES	NO	NC	NO
2	Углеводороды	YES	YES	NO	YES	YES	YES	YES	YES		NO	NO
3	Водогазовое воздействие	NO	NO	NO	NC	YES	NO	YES	NO		NO	NC
4	Азот	NO	NO	NO	NO	YES	YES	YES	NO	NO	NO	YES
Несмешивающее вытеснение												
5	CO2	YES	YES	NC	YES	YES	NO	YES	YES	NC	NO	NO
6	Углеводороды	YES	NO	NC	NO	YES	NO	NO	NO	NC	NO	NO
7	Водогазовое воздействие+УВ	YES	YES	NC	NO	YES	NO	YES	NO	NC	NO	NC
8	Азот	YES	YES	NC	YES	YES	YES	YES	YES	NC	NO	YES
Химические методы												
9	Полимер	YES	YES	NC	YES	YES	YES	YES	YES	NC	YES	YES
10	АСП/Мицеллярное заводнение	YES	YES	NO	YES	YES	YES	NO	YES	NC	NC	NO

1		YES	YES	NC	NO	YES	NO	NO	NO	NC	NO	YES
1	ПАВ+	YES	YES	NC	NO	S	NO	NO	NO	NC	NO	YES
Тепловые методы												
1		YES	YES	NO	YES	YES	YES	YES	YES	YES	NO	YES
2	Горение	YES	YES	NO	YES	S	YES	YES	YES	YES	NO	YES
1		YES	YES	NO	YES	YES	YES	YES	YES	YES	NO	NO
3	Пар	YES	YES	NO	YES	S	YES	YES	YES	YES	NO	NO
1		NO	NO	NC	YES	YES	NO	NO	YES	NO	NO	NO
4	Горячая вода	NO	NO	NC	YES	S	NO	NO	YES	NO	NO	NO
Микробиологический												
1	Микробиологический	YES	YES		NO	YES	NO	NO	NO	YES		
5		YES	YES		NO	S	NO	NO	NO	YES		
N C not critical 1 песчаник 2 карбонат												

Приложение С

Скрининг по месторождению Радаевского

Свойства нефти					Характеристика пласта							
№	МУН методы	Плотность (API)	Вязкость (сП)	Компонентный состав	Нефтенасыщенность пласта (%PV)	Тип породы	Проницаемость (мД)	Глубина(ft)	Температура (F)	Давление в резервуаре, psia	Степень неоднородности	Текущая обводненность

	Радаевское	27,00	38,0 0		82,00	1,0 0	2,30	6561, 68	74,00	14,00	0,70	92,90
Смешивающее вытеснение												
1	CO2	YES	NO	YES	YES	YES	YES	YES	NO	NO	NC	NO
2	Углеводороды	YES	YES	NO	YES	YES	YES	YES	NO		NO	NO
3	Водогазовое воздействие	NO	NO	NO	NC	YES	NO	NO	NO		NO	NC
4	Азот	NO	NO	NO	NO	YES	YES	YES	NO	NO	NO	NO
Несмешивающее вытеснение												
5	CO2	YES	YES	NC	NO	YES	NO	YES	NO	NC	NO	NO
6	Углеводороды	YES	NO	NC	YES	YES	NO	YES	NO	NC	NO	NO
7	Водогазовое воздействие+УВ	YES	YES	NC	NO	YES	NO	YES	NO	NC	NO	NC
8	Азот	YES	YES	NC	YES	YES	NO	YES	NO	NC	NO	NO
Химические методы												
9	Полимер	YES	YES	NC	YES	YES	YES	YES	YES	NC	YES	YES

10	АСП/Мицеллярное заводнение	YES	YES	NO	NO	YES	NO	NO	NO	NC	NC	NO
11	ПАВ+	YES	NO	NC	NO	YES	NO	NO	NO	NC	NO	NO
Тепловые методы												
12	Горение	YES	YES	NO	YES	YES	NO	YES	YES	YES	NO	NO
13	Пар	YES	YES	NO	YES	YES	YES	YES	YES	YES	NO	NO
14	Горячая вода	NO	NO	NC	YES	YES	NO	NO	NO	NO	NO	NO
Микробиологический												
15	Микробиологический	YES	YES		NO	YES	NO	NO	NO	YES		
N C not critical 1 песчаник 2 карбонат												

Приложение Т

	Свойства нефти			Характеристика пласта	
--	----------------	--	--	-----------------------	--

№	МУН методы	Плотность (API)	Вязкость (сП)	Компонентный состав	Нефтенасыщенность пласта (%PV)	Тип породы	Проницаемость (мД)	Глубина(ft)	Температура (F)	Давление в резервуаре, psia	Степень неоднородности	Текущая обводненность
	Зыбза-Глубокий Яр	13,00	400,00	C1-C10	50,00	1,00	64,00	3200,00	64,00	348,00	0,24	59,00
Смешивающее вытеснение												
1	CO2	NO	NO	NO	YES	YES	YES	YES	NO	NO	NC	YES
2	Углеводороды	NO	YES	NO	YES	YES	YES	NO	NO		YES	NO
3	Водогазовое воздействие	NO	NO	NO	NC	YES	NO	NO	NO		YES	NC
4	Азот	NO	NO	NO	NO	YES	NO	NO	NO	NO	YES	YES
Несмешивающее вытеснение												
5	CO2	YES	YES	NC	YES	YES	YES	YES	NO	NC	YES	YES
6	Углеводороды	NO	NO	NC	NO	YES	YES	NO	NO	NC	YES	NO
7	Водогазовое воздействие+УВ	YES	YES	NC	NO	YES	NO	YES	NO	NC	YES	NC
8	Азот	NO	YES	NC	YES	YES	YES	YES	NO	NC	YES	YES
Химические методы												

9	Полимер	YES	YES	NC	YES	YES	YES	YES	NO	NC	NO	YES
10	АСП/Мицеллярное заводнение	NO	YES	NO	YES	YES	YES	YES	NO	NC	NC	YES
11	ПАВ+	NO	NO	NC	YES	YES	NO	YES	NO	NC	YES	NO
Тепловые методы												
12	Горение	YES	YES	YES	YES	YES	YES	YES	NO	YES	YES	YES
13	Пар	YES	YES	NO	YES	YES	YES	YES	YES	YES	YES	YES
14	Горячая вода	YES	YES	NC	YES	YES	NO	NO	NO	NO	YES	NO
Микробиологический												
15	Микробиологический	YES	YES		NO	YES	NO	YES	NO	YES		
N not critical												
1	песчаник											
2	карбонат											

Приложение У

	Свойства нефти			Характеристика пласта	
--	----------------	--	--	-----------------------	--

№	МУН методы	Плотность (API)	Вязкость (сП)	Компонентный состав	Нефтенасыщенность пласта (%PV)	Тип породы	Проницаемость (мД)	Глубина(ft)	Температура (F)	Давление в резервуаре, psia	Степень неоднородности	Текущая обводненность
	Карачаганак	35,00	0,34	C1-C10	79,00	1,00	2,00	4200,00	179,60	7200,00	0,2- 0.5	10,00
Смешивающее вытеснение												
1	CO2	YES	YES	NO	YES	YES	YES	YES	YES	YES	NC	YES
2	Углеводороды	YES	YES	NO	YES	YES	YES	YES	YES		NO	YES
3	Водогазовое воздействие	YES	YES	NO	NC	YES	NO	NO	NO		NO	NC
4	Азот	NO	NO	NO	NO	YES	YES	NO	NO	YES	NO	YES
Несмешивающее вытеснение												
5	CO2	YES	NO	NC	NO	YES	NO	YES	YES	NC	NO	YES
6	Углеводороды	YES	YES	NC	YES	YES	NO	NO	YES	NC	NO	YES
7	Водогазовое воздействие+УВ	YES	YES	NC	NO	YES	NO	YES	YES	NC	NO	NC
8	Азот	YES	YES	NC	YES	YES	NO	YES	YES	NC	NO	YES
Химические методы												

9	Полимер	YES	NO	NC	YES	YES	YES	YES	YES	NC	YES	NO
10	АСП/Мицеллярное заводнение	NO	NO	NO	NO	YES	NO	NO	YES	NC	NC	NO
11	ПАВ+	YES	NO	NC	NO	YES	NO	YES	NO	NC	NO	NO
Тепловые методы												
12	Горение	YES	NO	NO	YES	YES	NO	YES	YES	NO	NO	YES
13	Пар	NO	NO	NO	YES	YES	YES	YES	YES	NO	NO	NO
14	Горячая вода	NO	NO	NC	YES	YES	NO	NO	NO	YES	NO	YES
Микробиологический												
15	Микробиологический	NO	NO		NO	YES	NO	NO	NO	NO		
N C not critical 1 песчаник 2 карбонат												

Приложение Ф

	Свойства нефти			Характеристика пласта
--	----------------	--	--	-----------------------

№	МУН методы	Плотность (API)	Вязкость (сП)	Компонентный состав	Нефтенасыщенность пласта (%PV)	Тип породы	Проницаемость (мД)	Глубина(
	Тенгиз	46,00	0,23	C1-C10	64,00	2,00	5,06	3000,
Смешивающее вытеснение								
1	CO2	NO	YES	YES	YES	YES	YES	YES
2	Углеводороды	YES	YES	NO	YES	YES	YES	NO
3	Водогазовое воздействие	NO	NO	NO	NC	NO	NO	NO
4	Азот	YES	NO	NO	NO	YES	YES	NO
Несмешивающее вытеснение								
5	CO2	NO	NO	NC	YES	YES	NO	YES
6	Углеводороды	YES	NO	NC	NO	NO	NO	NO
7	Водогазовое воздействие+УВ	NO	YES	NC	NO	YES	NO	NO
8	Азот	YES	YES	NC	YES	NO	YES	YES
Химические методы								
9	Полимер	NO	NO	NC	YES	NO	YES	YES
10	АСП/Мицеллярное заводнение	NO	NO	NO	YES	NO	NO	YES
11	ПАВ+	NO	NO	NC	NO	NO	NO	YES
Тепловые методы								
12	Горение	NO	NO	NO	YES	YES	NO	YES
13	Пар	NO	NO	NO	YES	YES	YES	YES

14	Горячая вода	NO	NO	NC	YES	YES	NO	NO
Микробиологический								
15	Микробиологический	NO	NO		YES	YES	NO	YES
NC	not critical							
1	песчаник							
2	карбонат							

Приложение X

		Свойства нефти				Характеристика пласта						
№	МУН методы	Плотность (API)	Вязкость (сП)	Компонентный состав	Нефтенасыщенность пласта (%PV)	Тип породы	Проницаемость (мД)	Глубина(ft)	Температура (F)	Давление в резервуаре , psia	Степень неоднородности	Текущая обводненность
	Жанажол	39,00	3,50	C1-C10	87,00	1,00	400,00	9186,00	80-100	9,00	0,60	2,50
Смешивающее вытеснение												
1	CO2	YES	YES	YES	YES	YES	YES	YES	NO	NO	NC	YES
2	Углеводороды	YES	YES	NO	YES	YES	YES	YES	NO		NO	YES
3	Водогазовое воздействие	YES	NO	NO	NC	YES	YES	NO	NO		NO	NC

4	Азот	YES	NO	NO	NO	YES	NO	YES	NO	NO	NO	YES
Несмешивающее вытеснение												
5	CO2	NO	YES	NC	NO	YES	YES	NO	NO	NC	NO	YES
6	Углеводороды	YES	YES	NC	NO	YES	YES	NO	NO	NC	NO	YES
7	Водогазовое воздействие+УВ	YES	YES	NC	NO	YES	YES	YES	NO	NC	NO	NC
8	Азот	YES	YES	NC	YES	YES	YES	YES	NO	NC	NO	YES
Химические методы												
9	Полимер	YES	YES	NC	NO	YES	YES	YES	NO	NC	YES	NO
10	АСП/Мицеллярное заводнение	NO	NO	NO	NO	YES	YES	NO	NO	NC	NC	NO
11	ПАВ+	YES	YES	NC	NO	YES	NO	NO	NO	NC	NO	NO
Тепловые методы												
12	Горение	NO	YES	NO	YES	YES	YES	YES	NO	YES	NO	YES
13	Пар	NO	YES	NO	YES	YES	YES	NO	NO	YES	NO	NO
14	Горячая вода	NO	NO	NC	NO	YES	NO	NO	NO	NO	NO	YES
Микробиологический												

1	Микробиологический	NO	YES	NO	YES	NO	NO	NO	YES		
5	еский										
N											
C	not critical										
1	песчаник										
2	карбонат										

Приложение Ц

		Свойства нефти				Характеристика пласта		
№	МУН методы	Плотность (API)	Вязкость (сП)	Компонентный состав	Нефтенасыщенность пласта (%PV)	Тип породы	Проницаемость (мД)	Глубина
	Усинское	21,10	700,00	C1-C10	75,00	2,00	472,00	6643
Смешивающее вытеснение								
1	CO2	NO	NO	NO	YES	YES	YES	YES
2	Углеводороды	NO	YES	NO	YES	YES	YES	YES
3	Водогазовое воздействие	NO	NO	NO	NC	NO	YES	NO
4	Азот	NO	NO	NO	NO	YES	NO	YES

Несмешивающее вытеснение								
5	CO2	YES	NO	NC	YES	YES	YES	YES
6	Углеводороды	NO	NO	NC	YES	NO	YES	YES
7	Водогазовое воздействие+УВ	YES	YES	NC	NO	YES	YES	YES
8	Азот	YES	YES	NC	YES	NO	YES	YES
Химические методы								
9	Полимер	YES	YES	NC	YES	NO	YES	YES
10	АСП/Мицеллярное заводнение	NO	YES	NO	NO	NO	YES	NO
11	ПАВ+	NO	NO	NC	NO	NO	NO	NO
Тепловые методы								
12	Горение	YES	YES	NO	YES	YES	YES	YES
13	Пар	YES	YES	NO	YES	YES	YES	YES
14	Горячая вода	YES	YES	NC	YES	YES	NO	NO
Микробиологический								
15	Микробиологический	YES	YES		NO	YES	NO	NO
NC	not critical							
1	песчаник							
2	карбонат							

Приложение III

		Свойства нефти				Характеристика пласта						
№	МУН методы	Плотность (API)	Вязкость (сП)	Компонентный состав	Нефтенасыщенность пласта (%PV)	Тип породы	Проницаемость (мД)	Глубина(ft)	Температура (F)	Давление в резервуаре, psia	Степень неоднородности	Текущая обводненность
	кенкияк	23,00	145,00	C1-C10	72,00	1,00	4,00	1148,00	59-446	9804,50	0,75	66,10
Смешивающее вытеснение												
1	CO2	YES	NO	YES	YES	YES	YES	NO	NO	YES	NC	YES
2	Углеводороды	YES	YES	NO	YES	YES	YES	NO	NO		NO	NO
3	Водогазовое воздействие	NO	NO	NO	NC	YES	NO	NO	NO		NO	NC
4	Азот	NO	NO	NO	NO	YES	YES	NO	NO	YES	NO	YES
Несмешивающее вытеснение												
5	CO2	YES	YES	NC	YES	YES	NO	NO	NO	NC	NO	YES
6	Углеводороды	YES	NO	NC	NO	YES	NO	NO	NO	NC	NO	NO

7	Водогазовое воздействие+ УВ	YES	YES	NC	NO	YES	NO	NO	NO	NC	NO	NC
8	Азот	YES	YES	NC	YES	YES	YES	NO	NO	NC	NO	YES
Химические методы												
9	Полимер	YES	YES	NC	YES	YES	YES	YES	NO	NC	YES	YES
10	АСП/Мицел лярное заводнение	YES	YES	NO	YES	YES	NO	NO	NO	NC	NC	NO
11	ПАВ+	YES	NO	NC	NO	YES	NO	YES	NO	NC	NO	YES
Тепловые методы												
12	Горение	YES	YES	NO	YES	YES	NO	YES	NO	NO	NO	YES
13	Пар	YES	YES	NO	YES	YES	YES	YES	NO	NO	NO	NO
14	Горячая вода	YES	NO	NC	YES	YES	NO	YES	NO	YES	NO	NO
Микробиологический												
15	Микробиоло гический	YES	YES		NO	YES	NO	NO	NO	NO		
1												

		Свойства нефти				Характеристика пласта						
№	МУН методы	Плотность (API)	Вязкость (сП)	Компонентный состав	Нефтенасыщенность пласта (%PV)	Тип породы	Проницаемость (мД)	Глубина(ft)	Температура (F)	Давление в резервуаре , psia	Степень неоднородности	Текущая обводненность
	ярегское	18,00	4500,00	C1-C10	67,00	1,00	3,17	656,00	44,33	145,00	0,25-0,5	>75
Смешивающее вытеснение												
1	CO2	NO	NO	NO	YES	YES	YES	NO	NO	NO	NC	NO
2	Углеводороды	NO	YES	NO	YES	YES	YES	NO	NO		NO	NO
3	Водогазовое воздействие	NO	NO	NO	NC	YES	NO	NO	NO		NO	NC
4	Азот	NO	NO	NO	NO	YES	YES	NO	NO	NO	NO	NO
Несмешивающее вытеснение												
5	CO2	YES	NO	NC	YES	YES	NO	NO	NO	NC	NO	NO
6	Углеводороды	NO	NO	NC	NO	YES	NO	NO	NO	NC	NO	NO

7	Водогазовое воздействие+УВ	YES	YES	NC	NO	YES	NO	NO	NO	NC	NO	NC
8	Азот	YES	YES	NC	YES	YES	YES	NO	NO	NC	NO	NO
Химические методы												
9	Полимер	YES	NO	NC	YES	YES	YES	NO	NO	NC	YES	YES
10	АСП/Мицеллярное заводнение	NO	YES	NO	YES	YES	NO	NO	NO	NC	NC	NO
11	ПАВ+	NO	NO	NC	NO	YES	NO	YES	NO	NC	NO	NO
Тепловые методы												
12	Горение	YES	NO	NO	YES	YES	NO	YES	NO	YES	NO	NO
13	Пар	YES	YES	NO	YES	YES	YES	YES	YES	YES	NO	NO
14	Горячая вода	YES	YES	NC	YES	YES	NO	YES	NO	NO	NO	NO
Микробиологический												
15	Микробиологический	YES	YES		NO	YES	NO	NO	NO	YES		
NC	not critical											
1	песчаник											

2 карбонат

Приложение Щ

		Свойства нефти				Характеристика пласта		
№	МУН методы	Плотность (API)	Вязкость (сП)	Компонентный состав	Нефтенасыщенность пласта (%PV)	Тип породы	Проницаемость (мД)	Глубина(
	оха	22,00	4,00	C1-C10	71,00	1,00	10,00	820,
Смешивающее вытеснение								
1	CO2	YES	YES	YES	YES	YES	YES	NO
2	Углеводороды	NO	YES	NO	YES	YES	YES	NO
3	Водогазовое воздействие	NO	NO	NO	NC	YES	NO	NO
4	Азот	NO	NO	NO	NO	YES	YES	NO
Несмешивающее вытеснение								
5	CO2	YES	YES	NC	YES	YES	NO	NO
6	Углеводороды	YES	YES	NC	NO	YES	NO	NO
7	Водогазовое воздействие+УВ	YES	YES	NC	NO	YES	NO	NO
8	Азот	YES	YES	NC	YES	YES	YES	NO

Химические методы								
9	Полимер	YES	YES	NC	YES	YES	YES	YES
10	АСП/Мицеллярное заводнение	NO	NO	NO	YES	YES	YES	NO
11	ПАВ+	YES	YES	NC	NO	YES	NO	YES
Тепловые методы								
12	Горение	YES	YES	YES	YES	YES	YES	YES
13	Пар	YES	YES	NO	YES	YES	YES	YES
14	Горячая вода	YES	NO	NC	YES	YES	NO	YES
Микробиологический								
15	Микробиологический	YES	YES		NO	YES	NO	NO
NC	not critical							
1	песчаник							
2	карбонат							

ОТЗЫВ

Научного руководителя, PhD Исмаиловой Д.А. на дипломную работу Алтиевой А., Мырзабаевой А., Беркимбаевой А., «Сравнительный анализ и подбор эффективного МУН на месторождении X», представленную на защиту диплома по специальности 5В070800 – «Нефтегазовое дело»

Дипломная работа Алтиевой А., Мырзабаевой А., Беркимбаевой А., посвящен сравнительному анализу эффективного воздействия методов увеличения нефтеотдачи на месторождениях. В работе приняты попытки дополнения таблицы Табера, под условия Казахстанских месторождений.

Целью данной работы является оценка и анализ применимости методов увеличения нефтеотдачи на месторождениях, находящихся на поздней стадии разработки с помощью методики, разработанной в нашей работе, программами Excel и симуляционной модели программы Eclipse.

На протяжении всего периода работы над дипломом, авторы проявили исключительную настойчивость в овладении сложной тематики как в области МУН, так и в области построения гидродинамических моделей.

К исследованию привлечен достаточно обширный материал, что является несомненно достоинством работы. Помимо этого, авторам пришлось разбираться в большом материале месторождений, в области успешного применения методов увеличения нефтеотдачи в мировой практике. Студенты проявили себя зрелыми исследователями в выше указанных областях.

Дипломная работа, на мой взгляд полностью удовлетворяет требованиям, предъявляемым к студентам степени бакалавра.

Научный руководитель
PhD

Исмаилова Д.А.

РЕЦЕНЗИЯ

доктора технических наук Ивахненко А.А.

на дипломную работу студентов Мырзабаевой А.Б., Беркимбаевой А.Ж. и Алтиевой А.Е.
выполненную на тему: «Сравнительный анализ и подбор эффективного МУН на
месторождении X»

Дипломная работа посвящена исследованию методов увеличения нефтеотдачи и их методике подбора для месторождений с помощью скрининг таблиц. Тема дипломной работы является весьма актуальной поскольку подбор проектов МУН с помощью скрининг таблиц позволяет определить наиболее оптимальный МУН при заданных условиях месторождения, что в свою очередь экономит много времени и ресурсов.

Целью работы является в усовершенствование скрининг таблицы и определение оптимальности его применения на экспериментальной гидродинамической модели месторождений X, а также на примере уже эксплуатируемых месторождениях.

В результате всестороннего изучения научной литературы и анализ статистики месторождений, расположенных в Казахстане, были определены критерии, необходимые в скрининг таблицы, что и делает ее уникальной.

Преимущество дипломной работы состоит в том, что рассмотрены существующее скрининг таблицы и были внесены дополнительные критерии отбора соответственно с условиями месторождения Казахстана.

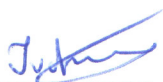
В практической части работы были рассчитаны объемы нефти, добываемой при использовании различных МУН. Тем самым проведен анализ, для выявления действительно подходящих методов повышения нефтеотдачи. Конечным итогом данной работы было определение практической применимости, дополненной скрининг таблицы. Поставленная цель достигалась с помощью симуляционной модели месторождения и впоследствии экономического обоснования. Результаты работы проделаны согласно поставленной цели и имеют положительное значение, что говорит о возможности применения данной методики в практике.

Принимая во внимание актуальность исследования, объем проделанной работы и практическую значимость результатов, позволяют заключить, что дипломная работа рекомендована к высокой положительной оценке.

Рецензент:

PhD, профессор

Ивахненко А. П.



« 13 » мая 2019 г.

Краткий отчет



Университет:	Satbayev University
Название:	Анализ эффективности применения МУН и выбор наиболее оптимального применительно к месторождению Х_Алтиева А.Е., Беркимбаева А.Ж., Мырзабаева А.Б..doc
Автор:	Алтиева А.Е., Беркимбаева А.Ж., Мырзабаева А.Б.
Координатор:	Жанар Байбусинова
Дата отчета:	2019-05-07 15:57:36
Коэффициент подобию № 1:	11,0%
Коэффициент подобию № 2:	2,2%
Длина фразы для коэффициента подобию № 2:	25
Количество слов:	7 360
Число знаков:	55 873
Адреса пропущенные при проверке:	
Количество завершенных проверок:	26



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 9

>>

Самые длинные фрагменты, определенные, как подобные

№	Название, имя автора или адрес гиперссылки (Название базы данных)	Автор	Количество одинаковых слов
1	URL_ https://studfiles.net/preview/6849917/		65
2	Организация IPTV по технологии TurboGEPON Satbayev University (ИИИТТ)	Сагындыков Арман Куттыбаевич	37
3	URL_ https://infourok.ru/urok-po-vipolneniyu-prakticheskoy-raboti-1053041.html		31
4	URL_ http://ogbus.ru/files/ogbus/issues/5_2014/ogbus_5_2014_p337-356_CherepovitsynAE_ru.pdf		27
5	URL_ http://ogbus.ru/files/ogbus/issues/5_2014/ogbus_5_2014_p337-356_CherepovitsynAE_ru.pdf		23
6	URL_ http://ogbus.ru/files/ogbus/issues/5_2014/ogbus_5_2014_p337-356_CherepovitsynAE_ru.pdf		23
7	URL_		22

<https://studfiles.net/preview/6849917/>

8	URL_ https://infourok.ru/urok-po-vipolneniyu-prakticheskoy-raboti-1053041.html	19
9	URL_ https://infourok.ru/urok-po-vipolneniyu-prakticheskoy-raboti-1053041.html	18
10	Исследование ингибиторов коррозии стали в технологических средах Павлодарского Бейбітұлы Диас HX3 <i>Satbayev University (И_Х_И)</i>	16

>>

Документы, в которых найдено подобные фрагменты: из RefBooks



Источник Paperity

№	Название	Автор	Количество одинаковых слов (количество фрагментов)
1	Prediction Method of Bottom Water Coning Profile and Water Breakthrough Time in Bottom Water Reservoir without Barrier	(Haitao Li, Ying Li,Yahui Li;)	14 (1)

Источник Paperity.org

№	Название	Автор	Количество одинаковых слов (количество фрагментов)
1	A review of gas enhanced oil recovery schemes used in the North Sea PAPERITY_85766811	(RadzuanJunin;AgiAugustine;Afeez O.Gbadamosi;JosephKiwalabye;)	23 (3)
2	Introducing Core-Shell Technology for Conformance Control PAPERITY_99264725	(MariangelaLombardi;FrancescaVerga;GiuseppeMaddinelli;LauraMontanaro;)	12 (2)

>>

Документы,содержащие подобные фрагменты: Из домашней базы данных

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

№	Название (Название базы данных)	Автор	Количество одинаковых слов (количество фрагментов)
1	Организация IPTV по технологии TurboGEPON <i>Satbayev University (ИИиТТ)</i>	Сагындыков Арман Куттыбаевич	50 (3)
2	Исследование ингибиторов коррозии стали в технологических средах Павлодарского HX3 <i>Satbayev University (И_Х_И)</i>	Бейбітұлы Диас	42 (4)
3	Изучение антифунгальных свойств рекомбинантной хитиназы <i>Satbayev University (И_И_В_Т)</i>	Югай Марина Олеговна	33 (4)
4	Исследование влияния наноструктурированного углеродного композита на культуральные свойства биостимуляторов очистки природных вод <i>Satbayev University (И_И_В_Т)</i>	Сорокин Игорь Сергеевич	5 (1)
5	Изучение влияния цеолитных катализаторов на выход α-олефинов при крекинге парафинов <i>Satbayev University (И_Х_И)</i>	Караулова Бахытгуль Казбековна	5 (1)

>>

Документы,содержащие подобные фрагменты: Из внешних баз данных

Не обнаружено каких-либо заимствований

>>

Документы,содержащие подобные фрагменты: Из интернета

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

№	Источник гиперссылки	Количество одинаковых слов (количество фрагментов)
---	----------------------	--

1	URL_ https://infourok.ru/urok-po-vipolneniyu-prakticheskoy-raboti-1053041.html	253 (26)
2	URL_ http://ogbus.ru/files/ogbus/issues/5_2014/ogbus_5_2014_p337-356_CherepovitsynAE_ru.pdf	169 (16)
3	URL_ https://studfiles.net/preview/6849917/	126 (6)
4	URL_ https://studfiles.net/preview/5877657/page:3/	29 (3)
5	URL_ https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-24134-MS	23 (2)
6	URL_ https://www.onepetro.org/download/conference-paper/SPE-169296-MS?id=conference-paper%2FSPE-169296-MS	13 (1)
7	URL_ https://studfiles.net/preview/4342684/page:2/	8 (1)
8	URL_ https://link.springer.com/article/10.1007/s11053-018-9368-5	8 (1)