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»

Әбдуова Назерке Тұрсынбекқызы, Зурбаев Алик Куандыкович, Сламбек Нұрастана Қайратұлы

Тема: «Оценка возможности применения смешивающегося вытеснения на месторождении Узень»

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА

к дипломному проекту

специальность 5В070800 – «Нефтегазовое дело»

Алматы 2019

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Казахский национальный исследовательский технический университет
имени К.И. Сатпаева

Институт геологии и нефтегазового дела имени К.Турысова

Кафедра «Нефтяная инженерия»

ДОПУЩЕНЫ К ЗАЩИТЕ
Заведующий кафедрой НИ
_____ М.К. Сыздыков
«10» мая 2019 г.

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА
к дипломному проекту

На тему: «Оценка возможности применения смешивающегося вытеснения на месторождении Узень»

по специальности 5В070800 – «Нефтегазовое дело»

Выполнили Әбдуова Назерке Тұрсынбекқызы,
Зурбаев Алик Куандыкович,
Сламбек Нұрастана Қайратұлы

Научный руководитель
PhD

Исмаилова Джамилям
Абдулахатовна
_____
(подпись)

«8» мая 2019 г.

Алматы 2019

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Казахский национальный исследовательский технический университет имени К.И. Сатпаева

Институт Геологии и нефтегазового дела имени К.Турысова

Кафедра «Нефтяная инженерия»

5В070800 – «Нефтегазовое дело»

«УТВЕРЖДАЮ»
Заведующий кафедрой НИ
_____ М.К. Сыздыков
«15» 01 2019 г.

ЗАДАНИЕ
на выполнение дипломного проекта

Обучающимся *Әбдуова Назерке Тұрсынбекқызы, Зурбаев Алик Куандыкович, Сламбек Нурастана Қайратұлы*

Тема: *«Оценка возможности применения смешивающегося вытеснения на месторождении Узень*

Утверждена приказом ректора университета № 11670 от 17.10 2018 г.

Срок сдачи законченного проекта: «06» мая 2019 г.

Исходные данные к дипломной работе: *материалы, собранные во время прохождения преддипломной практики*

Перечень подлежащих разработке в дипломной работе вопросов: *геологическая часть, технологическая часть*

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей): *обзорная карта*

Рекомендуемая основная литература: *1) М.Л. Сургучев «Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи», М., «Недра» 1985., 2) В. Алварадо, Э. Манрик «Методы увеличения нефтеотдачи пластов. Планирование и стратегии применения» / Перевод с английского Фалалеев Б. Л. Под редакцией Палия А. О. — Москва: Премиум Инжиниринг, 2011., 3)EOR Fundamentals by Larry Lake U of Texas-Austin. The Society of petroleum engineer, 4) Лян Мэн Физическое Моделирование Вытеснения Нефти Газом (Растворителем) С Использованием Керновых Моделей Пласта И Slim Tube – Москва, 2016 5) Ahmed Tarek. Reservoir Engineering Handbook / Ahmed Tarek. — Second edition. — Houston, Texas: Gulf Professional Publishing, 2011., 6) Лян Мэн Физическое Моделирование Вытеснения Нефти Газом (Растворителем) С Использованием Керновых Моделей Пласта И Slim Tube – Москва, 20167) E. Manrique. EOR: Current Status and Opportunities /*

ГРАФИК

подготовки дипломного проекта

Наименование разделов, перечень разрабатываемых вопросов	Сроки представления научному руководителю	Примечание
Геологическая часть	28.02.19 – 07.03.19	Нет
Технологическая часть	08.03.19 – 16.04.19	Нет

Подписи

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

Наименования разделов	**Консультанты, Ф.И.О. (уч. степень, звание)**	**Дата подписания**	**Подпись**
Геологическая часть	PhD Исмаилова Д.А.	28.02.19 – 07.03.19	
Технологическая часть	PhD Исмаилова Д.А.	08.03.19 – 16.04.19	

Научный руководитель Исмаилова Джамилям Абдулахатовна _____
Ф.И.О *подпись*

Задание приняли к исполнению обучающиеся _____ Әбдуова Назерке Тұрсынбекқызы
подпись

_____ Зурбаев Алик Куандыкович
подпись

_____ Сламбек Нұрастана Қайратұлы
подпись

Дата «08» май 2019 г.

АҢДАТПА

Дипломдық жоба мұнай бергіштікті арттырудың жоғары әдістерін талдауға арналған. Қабаттың табиғи энергиясы сарқылған кезде мұнайды қалпына келтіру әдістерін жетілдіру және дұрыс агентті таңдау басты басымдық болып табылады.

Дипломдық жоба мұнайды ең оңтайлы түрде айдауға арналған технологиялық негіздеменің үлгісімен танысуға мүмкіндік береді. Бұл жобада сондай-ақ әртүрлі жүргізілген зерттеулерге сүйене отырып мұнайдың PVT-і қасиеттері, тау жыныстарының геологиясы және параметрлері туралы деректерді зерттеу және интерпретациялау жан-жақты көзқараста қарастырады. Жұмыстың негізгі бөлімінде жеңіл көмірсутектердің кең фракциясы (ЖККФ), азот (N_2) және көмірқызқыл газы (CO_2) реагенттерін айдау нәтижелері айқындала көрсетілді. Тәжірибені егжей-тегжейлі талдау үшін Slim Tube гидродинамикалық үлгісі жасалды және «Eclipse PVTi» бағдарламасында негізгі есептер орындалды.

АННОТАЦИЯ

Дипломный проект посвящен изучению и правильному подбору реагента для смешивающегося вытеснения. Обоснованный и правильный подбор агента, способствует увеличению нефтеотдачи и является первоочередной задачей при использовании данного метода.

Дипломный проект позволяет ознакомиться с примером технологического обоснования для самой оптимальной закачки. Также в данном проекте приводится разносторонний и комплексный подход к изучению и интерпретации данных по PVT-свойствам и геологии, по которым впоследствии проведены различные исследования. Специальная часть работы выделяется результатами закачки реагентов широкой фракции легких углеводородов (ШФЛУ), углекислого газа ($CO_{2)}$ и азота (N_2). Для наиболее детального анализа была создана гидродинамическая модель Slim Tube и проведены основные расчеты в программе “Eclipse PVTi”.

ANNOTATION

The diploma project is focused on miscible displacement applicability assessment in Uzen field. The major objective of this project is to find the best EOR technology to specific data using the example of a synthetic field based on foreign and domestic experience.

According to the screening and studying materials, EOR methods such as carbon dioxide (CO_2), nutrition (N_2) and wide light-hydrocarbon fraction (WLHF) injection, PVT-analysis, geology are considered in a special part. These methods were selected based on the analysis of the experience from the different oil fields and screening criteria. The main productivity measures of these technologies were calculated and analyzed using “Eclipse PVTi” hydrodynamic modeling software and Slim Tube model experiment.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ **9**

1 Литературный обзор **10**

1.1 Закачка углекислого газа 10

1.2 Закачка широкой фракции легких углеводородов 11

1.3 Закачка азота 12

2 Геологическая часть **14**

2.1 Общие сведения о месторождении 14

2.2 Литолого-стратиграфическая характеристика 16

3 Материальный баланс. Функция Бакли–Леверетта **17**

3.1 Основные уравнения материального баланса для композиционной системы 17

3.2 Приведение к канонической модели смешиваемого МУН 18

4 Расчеты для построения тройной диаграммы и функции фракционного потока **19**

4.1 Построение тройной диаграммы 19

4.2 Вычисление функции фракционного потока 22

4.3 Обобщенная функция фракционного потока 24

4.4 Решение проблемы смешивающегося вытеснения 27

4.5 Смешиваемость CO_2 и N_2 при закачке в пласт 29

5 Лабораторный эксперимент **34**

5.1 Модель Slim tube 34

5.2 Лабораторный эксперимент Slim tube 36

ЗАКЛЮЧЕНИЕ **43**

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ **44**

ВВЕДЕНИЕ

Нефть, как и была, так и остается лидирующим и самым употребляемым источником энергии. Более того сохраняется тенденция увеличения востребованности углеводородов. Это указывается в последних исследованиях мирового потребления энергии, согласно одному из которых за 2016 год нефть и газ показали наибольший прирост среди всех иных источников, равный в 77 и 57 миллионов тонн нефтяного эквивалента соответственно.

На большинстве крупнейших нефтяных месторождений эксплуатация началась еще в XX веке, таким образом, в рейтинге из 50 месторождений по геологическим запасам лишь 11 были открыты позднее 1980-го года. Поэтому справедливо будет сказать, что большая часть залежей находятся на завершающих стадиях разработки. Также, на сегодняшний день широкое распространение получила добыча нетрадиционных запасов углеводородов, таких как высоковязкие или сланцевые нефти. Вдобавок к этому, усредненная статистика показывает, что конечный коэффициент извлечения нефти современными технологиями не достигает и 50%. Всё это делает проблему увеличения нефтеотдачи очень актуальной.

В данном дипломном проекте рассматривается оценка возможности применения смешивающегося вытеснения на месторождении Узень.

1 Литературный обзор

Эффективность извлечения нефти из нефтеносных пластов современными, промышленно освоенными методами разработки во всех нефтедобывающих странах на сегодняшний день считается неудовлетворительной, так как потребление нефтепродуктов растет стремительно Средняя заключительная нефтедобыча в различных странах и регионах колеблется от 25 до 40%

Например, в странах Латинской Америки и Юго-Восточной Азии средняя нефтеотдача пластов составляет 24–27%, в Иране – 16–17%, в США, Канаде и Саудовской Аравии – 33–37%, в странах СНГ и России – до 40%, в зависимости от структуры запасов нефти и используемых методов разработки.

Остаточные или не извлекаемые промышленно освоенными методами разработки запасы нефти достигают в среднем 55–75% от первоначальных геологических запасов нефти в недрах.

Поэтому актуальными являются задачи применения новых технологий нефтедобычи, позволяющих значительно повысить нефтеотдачу уже разрабатываемых пластов, на которых традиционными методами извлечь значительные остаточные запасы нефти уже невозможно.

Во всем мире интерес к методам увеличения нефтеотдачи пластов увеличивается стремительно, и каждый год формируются новые научные исследования, направленные на поиск научно обоснованного подхода к выбору наиболее эффективных технологий разработки месторождений [1].

1.1 Закачка углекислого газа

В связи с истощением запасов легко извлекаемой нефти все большие попытки направляются на создание технологий и способов разработки, позволяющих добывать углеводороды в осложненных условиях. Одним из таких методов является вытеснение нефти путем закачки углекислого газа (CO_2) в пласт. Закачку углекислого газа для роста нефтеотдачи начали применять с середины пятидесятых годов. За это время были освоены механизмы физико-химического взаимодействия углекислого газа с водой, нефтью и породой; определены особенности вытеснения нефти при использовании двуокиси углерода; рассмотрены преимущества и недостатки по сравнению с другими методами увеличения нефтеотдачи. В отличие от других газов при использовании CO_2 в качестве вытесняющего агента можно достичь значительного увеличения коэффициента нефтеотдачи. В лабораторных условиях, при неограниченной смесимости, коэффициент вытеснения нефти может достигать 100 % [1].

Во многом продуктивный эффект от применения технологии по закачке углекислого газа обусловлен тем, что CO_2 способен растворяться в нефти и пластовой воде в большей степени по сравнению с другими газами. При растворении в нефти углекислый газ способствует увеличению нефти в объеме,

что в свою очередь способствует вытеснению остаточной неподвижной нефти. На основании лабораторных экспериментов, было установлено, что при массовом содержании CO_2 в нефти 22,2% ее объемный коэффициент увеличивается с 1,06 до 1,34. Закачка углекислоты способствует снижению межфазного натяжения на границе нефть – вода. При растворении в нефти и воде CO_2 улучшается смачиваемость породы водой, что приводит к отмыву нефтяной пленки с поверхности породы, переводя ее из пленочного состояния в капельное, таким образом увеличивая коэффициент вытеснения. Способность углекислого газа растворяться в воде позволяет части CO_2, обладающего лучшей растворимостью в углеводородных жидкостях, чем в воде, переходить в нефть. Также преимуществом закачки углекислого газа является способность увеличивать подвижность нефти. В соответствии с законами термодинамики при высокой степени расширения нефти часть адсорбционного слоя нефти в порах освобождается, вязкость под влиянием растворенного газа понижается, и нефть становится подвижной. В большей степени этот эффект проявляется при взаимодействии с высоковязкими нефтями (более 25 мПа·с). Согласно лабораторным исследованиям, чем выше начальное значение вязкости, тем сильнее ее снижение [2].

Преимуществом непрерывной закачки CO_2 является достижение более высокого коэффициента вытеснения по сравнению с другими вариациями применения технологии. Это происходит посредством того, что перед продвигающимся объемом CO_2 формируется вал нефти, свойственный для процессов, происходящих при смешивающемся вытеснении. К недостаткам непрерывной закачки углекислого газа можно отнести вязкостную неустойчивость, которая в некоторых случаях способна значительно уменьшить коэффициент охвата и привести к раннему прорыву углекислоты [1].

1.2 Закачка широкой фракции легких углеводородов

Для облегчения достижения смесимости между газом и нефтью применяется закачка оторочки легких углеводородов, например, широкой фракции легких углеводородов (ШФЛУ) [2]. В случае вязких нефтей в неглубокозалегающих пластах достижение смесимости между газом и нефтью практически невыполнимо даже при использовании закачки ШФЛУ. при нагнетании в пласт обогащенного газа, содержащего значительное количество промежуточных компонентов (C_2-C_6), происходит взаимодействие нефти и газа вследствие конденсации компонентов газа в нефти.

Перемешивание нефти и газа в них при малых скоростях движения является в основном результатом молекулярного перемешивания. Поэтому для объяснения механизма процесса смешивающегося вытеснения нефти газом необходимо оценить молекулярную диффузию.

Под смешиваемостью жидких и газообразных углеводородов понимают их полную взаимную растворимость в области контакта в любых соотношениях при данной температуре и давлении. При этом условии в пористой среде не

образуются границы раздела (мениски) и вытеснение нефти происходит эффективнее. При достижении неограниченной растворимости углеводородов образуется смесь, которая находится в гомогенном жидком или газообразном состоянии в зависимости от температуры и соотношения компонентов.

При смешивающемся вытеснении на границе между фазами образуется однофазная переходная зона со свойствами, которые изменяются от одной фазы к другой. Тоесть, под переходной зоной понимается однофазная зона между нефтью и газом или растворителем, которая образуется вследствие перехода промежуточных компонентов из нефти в газообразную фазу или из последней в нефтяную [2].

В итоге вытеснения углеводородов в пласте фильтрация происходит в сети бесчисленного количества хаотически между собой сообщающихся, тоненьких капиллярных пор-трубочек. Переходная зона складывается из суммы переходных зон в каждой поре, в которых происходит интенсивный массообмен между жидкими и газообразными углеводородами [2].

1.3 Закачка азота

Закачка азота была реализована на кластере месторождений штата Вайоминга, США. Рассматриваемая газоконденсатнонефтяная залежь Rocky Moutains представляет песчаный пласт с высокой степенью слоистой неоднородности и низкой проницаемостью (2 мД). Истощение залежи на момент реализации составляло 40%, при этом было достигнуто давление насыщения. Прокачка смеси из 40% азота (N_2) и 65% метана позволила поддерживать постоянную добычу конденсата на протяжении нескольких лет, но после закачки N_2 свыше 0,6 порового объема залежи доля углеводородов стала резко снижаться. Данный факт совпал с увеличением концентрации N_2 в продукции скважин до 90% по газовой фазе. После этого закачка азота была прекращена, а поддержание давления осуществлялось осушенным природным газом.

Изучения возможности использования азота также проводились для месторождения Кантраэль и юго-восточных активов Эмиратов. Были определены минимальные давления смешивания для конкретных пластов, проведено сравнение с метаном и углекислым газом, по итогам которого N_2 признан подходящим агентом закачки с учетом технико-технологических и экономических показателей. Однако стоит отметить, что для каждого определённого месторождения результаты будут различными вследствие дифференциации по термобарическим условиям и составу пластовых флюидов.

Необходимо отметить, что реализация закачки азота в нефтяные залежи всегда сопровождается особым комплексом мероприятий по управлению закачкой и тщательным мониторингом работы добывающего фонда. Частые исследования состава продукции на концентрацию N_2 необходимы для своевременного выявления и предотвращения прорывов нагнетаемого агента, регулирования процесса закачки, изменения соотношения при закачке смеси газов. Особенности применения N_2 для поддержания пластового давления также

могут внести коррективы в размещение проектного фонда месторождения. В сегодняшних условиях низкой рыночной стоимости нефти закачка азота в нефтяные залежи может не только не оправдать затрат на дополнительное оборудование, но и серьезно ухудшить экономику проекта [2].

Несмотря на продолжающиеся изучения в данном направлении, основным способом повышения конденсатоотдачи пластов до сих пор считается обратная закачка газа в залежь для поддержания пластового давления выше давления насыщения. В работах иностранных авторов приведен анализ возможности применения азота в качестве агента закачки. Лабораторные исследования показали, что закачка азота в залежь позволяет снизить давление насыщения и продлить таким образом устойчивую добычу конденсата. Одной из проблем является высокая степень дисперсии между молекулами азота и жирного газа в пластовых условиях. Данное обоснование зависит от геологического строения залежи: высокая степень дисперсии характерна для однородных коллекторов; в гетерогенном коллекторе дисперсия зависит от скорости нагнетания вытесняющего агента и определяется значением числа Рейнольдса. При высоких значениях числа Рейнольдса, которые характерны для закачки в пластовых условиях, дисперсионное взаимодействие N_2 и конденсата практически не оказывает воздействия на конечную конденсатоотдачу. Опытным путем установлено, что при взаимодействии закачиваемого азота с молекулами конденсата выпавшая жидкость может занимать до 25% объема (у метана этот показатель равен 17–19%). Тем не менее, при прокачке N_2 на уровне 119% от объема породы наблюдается основательный эффект в виде значительного увеличения коэффициента конденсатоотдачи – до 90%. Проведенные в работе Юшкова исследования показали, что сайклинг-процесс с использованием осушенного природного газа является экономически неоптимальным, в связи с чем рассмотрение N_2 в качестве альтернативного агента является в большей степени актуальным вопросом [2].

На третьем этапе для повышения эффективности разработки месторождений используются методы увеличения нефтеотдачи (МУН).

Распределение остаточной нефтенасыщенности пластов требует, чтобы методы увеличения нефтеотдачи результативно воздействовали на нефть, рассеянную в заводненных или загазованных зонах пластов, на оставшиеся с высокой текущей нефтенасыщенностью слабопроницаемые слои в заводненных пластах. Ясно, что при столь значительном различии свойств нефти, воды, газа и проницаемости нефтенасыщенных зон пластов, не может быть одного универсального метода увеличения нефтеотдачи [2].

2 Геологическая часть

2.1 Общие сведения о месторождении

Месторождение «Узень» было открыто 15 декабря 1961 год, нижний этаж нефтеносности введен в разработку в 1967году. С 29 октября 2007 года АО «Озенмунайгаз» является обладателем права недропользования на добычу углеводородного сырья. Компания занимается освоением нефтегазовых месторождений Узень и Карамандыбас, характеризующихся сложным геологическим строением и уникальными свойствами нефти, которые выражаются высоким содержанием парафина и асфальтено-смолистых компонентов [3].

Исследуемая территория расположено в степной части Южного Мангышлака и административно входит в состав Каракиянского района Мангистауской области Республики Казахстан.

Территория области малообжитая. Областной центр г. Актау находится 150 км от месторождения Узень (рис.2.1).

Рядом с месторождением расположен г. Жанаозен, где базируется АО «Озенмунайгаз», который занимается разработкой месторождений Узень и Карамандыбас, и является градообразующим предприятием.

Южный Мангышлак богат местными строительными материалами: глинами, песками и известняком – ракушечником, который является превосходным стеновым материалом, и запасы его очень велики.

Месторождение Узень введено в промышленную разработку в 1965 г [3].

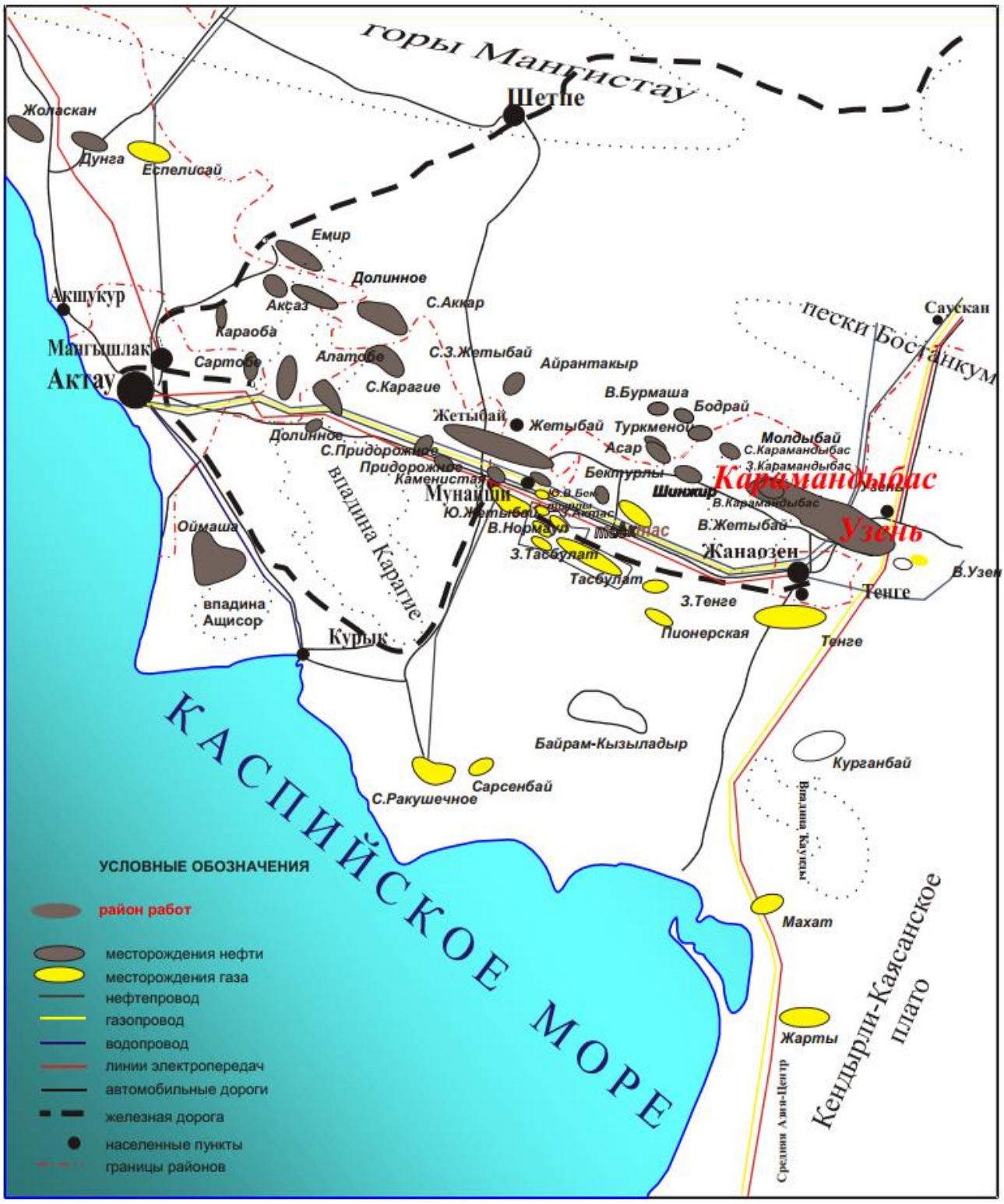


Рисунок 2.1— Обзорная карта

2.2 Литолого-стратиграфическая характеристика

Глубоким бурением на месторождении Узень вскрыт осадочный комплекс толщиной 4500 м, в строении которого принимают участие породы триасового, юрского, мелового, палеогенового, неогенового и четвертичного возрастов. Максимальный осадочный комплекс отложений вскрыт в скважине 115 (4500 м).

Триасовые отложения представлены только нижним отделом (индским и оленекским ярусами), в составе которого преобладают красноцветные грубозернистые туфогенно-терригенные породы (песчаники, туфопесчаники, алевролиты) и пестроцветная алевролито-аргиллитовая толща, сложенная аргиллитами, туфопелитами с прослоями туфов, алевролитов, туфоалевролитов.

Максимально вскрытая толщина триасовых отложений достигает 2250 м в параметрической скважине 115 [10].

Юрские отложения, с которыми связана промышленная нефтегазоносность месторождения Узень, трансгрессивно залегают на размытой поверхности триасового комплекса пород. В составе юрской системы по результатам изучения фауны, флоры и данным споро-пыльцевого анализа выделяются нижний, средний и верхний отделы. Юрские отложения по литологическому составу четко разделяются на два комплекса: терригенный комплекс пород нижней, средней юры и карбонатный комплекс верхней юры.

В пределах месторождения отложения средней юры представлены континентальными, прибрежно – морскими и морскими образованиями. В результате палинологического изучения в составе среднеюрской толщи выделяются отложения ааленского, байосского, батского и келловейского ярусов [10].

В процессе разведки месторождения Узень в юрской толще выделено 12 продуктивных горизонтов (с 13 по 24). Промышленно продуктивными коллекторами на месторождении Узень служат песчаники и алевролиты.

На размытой поверхности юрского комплекса пород залегает толща меловых отложений, в которой выделяются нижний и верхний отделы.

Нижний отдел представлен неокомским надъярусом, аптским и альбским ярусами, а верхний – сеноманским, туронским, сантонским, кампанским и маастрихтским ярусами [3].

По литологическим признакам верхнемеловая толща четко подразделяется на две части: нижнюю терригенную и верхнюю преимущественно мело-мергельную.

В разрезе палеогеновой системы выделяются два отдела – эоценовый и олигоценовый. Эоценовые отложения представлены известково-мергельной толщей, олигоценовые - однородной толщей зеленовато-серых плотных известковистых глин [10].

Суммарная толщина палеогеновых отложений резко изменчива и колеблется от 7 в скважине 16 до 104 и 113 м, соответственно, в скважинах 517, 826.

В пределах плато четвертичные отложения представлены слоем суглинков, наибольшая толщина которых не превышает нескольких десятков сантиметров, и тонким почвенным слоем. Во впадинах и обрывах развиты коллювиальные, аллювиальные и делювиальные отложения. В отдельных случаях, когда они представляют собой продукт обрушения крутых обрывов впадины, их толщина может достигать нескольких и даже десятков метров, в основном же, как и на плато, во впадинах она не превышает нескольких десятков сантиметров [3].

3 Материальный баланс. Функция Бакли–Леверетта

3.1 Основные уравнения материального баланса для композиционной системы

Материальный баланс для каждого компонента (k) вычисляется следующим образом:

$$\varphi \frac{\partial[\rho_{\mathrm{g}}\hat{C}_{\mathrm{g}}^{(k)}s+\rho_{oil}\hat{C}_{oil}^{(k)}(1-s)]}{\partial t}+\frac{\partial[\rho_{\mathrm{g}}\hat{C}_{\mathrm{g}}^{(k)}V\mathrm{g}+\rho_{oil}\hat{C}_{oil}^{(k)}V_{oil}]}{\partial x}=0, \quad k=1,2\ldots.n \qquad (3.1.1)$$

где $\hat{C}_{\mathrm{j}}^{(k)}$ – массовая концентрация;

s – газонасыщенность;

ρ_j – плотность компонента г/см^2;

V_j – скорость по Дарси.

В свою очередь скорость по Дарси рассчитывается для каждой фазы по следующим формулам:

$$V_{\mathrm{g}}=U_{\mathrm{g}}\varphi s\,, \qquad (3.1.2)$$

$$V_{oil}=U_{oil}\varphi(1-s), \qquad (3.1.3)$$

и подчиняются закону Дарси:

$$V_{\mathrm{g}}=-\lambda_{\mathrm{g}}\frac{\partial P}{\partial x}, \qquad V_{oil}=-\lambda_{oil}\frac{\partial P}{\partial x} \qquad (3.1.4)$$

где фазовая мобильность λ равна:

$$\lambda_{\mathrm{g}} = \frac{K k_{\mathrm{g}}}{\mu_{\mathrm{g}}},$$

$$\lambda_{oil} = \frac{K k_{oil}}{\mu_{oil}} \tag{3.1.5}$$

В рамках изучения данного МУН необязательно уделять внимание зависимости относительной проницаемости от концентрации компонентов, так как основной эффект происходит путем уменьшения вязкости нефти [6].

3.2 Приведение к канонической модели смешиваемого МУН

Введем фракционный поток газа F:

$$V_{\mathrm{g}} = VF,$$

$$V_{oil} = V(1-F), \tag{3.2.1}$$

где V это полная скорость по Дарси ($V=V_g+V_{oil}$).

Подставив формулу (3.2.1) в формулу (3.1.1) получим:

$$\varphi \frac{\partial[\rho_{\mathrm{g}} \hat{C}_{\mathrm{g}}^{(k)} s + \rho_{oil} \hat{C}_{oil}^{(k)} (1-s)]}{\partial t} + \frac{\partial[V(\rho_{\mathrm{g}} \hat{C}_{\mathrm{g}}^{(k)} F + \rho_{oil} \hat{C}_{oil}^{(k)} (1-F))]}{\partial x} = 0, \quad k = 1,2,3 \tag{3.2.2}$$

Подставляя (3.2.1) в закон Дарси (3.1.4), можно увидеть, что F – это стандартная функция Бакли-Леверетта:

$$F = \frac{V_{\mathrm{g}}}{V} = \frac{V_{\mathrm{g}}}{\mathrm{V_g} + V_{oil}} = \frac{\lambda_{\mathrm{g}} \frac{\partial P}{\partial x}}{\lambda_{\mathrm{g}} \frac{\partial P}{\partial x} + \lambda_{oil} \frac{\partial P}{\partial x}} = \frac{\lambda_{\mathrm{g}}}{\lambda_{\mathrm{g}} + \lambda_{oil}},$$

$$F = \frac{k_{\mathrm{g}}(s)}{k_{\mathrm{g}}(s) + k_{oil}(s)\bar{\mu}}, \quad \bar{\mu} = \frac{\mu_{\mathrm{g}}}{\mu_{oil}} \tag{3.2.3}$$

где s равно:

$$s = s\left(C^{(1)}\right) = \frac{C^{(1)} - c_{oil}^{(1)}}{c_{\mathrm{g}}^{(1)} - c_{oil}^{(1)}} \tag{3.2.4}$$

Следует отметить, что эта функция зависит от насыщенности и концентрации, так как вязкость нефти тоже зависит от концентрации фаз [7].

4 Расчеты для построения тройной диаграммы и функции фракционного потока

4.1 Построение тройной диаграммы

Отразим на тройной диаграмме двухфазную область и точку начальной пластовой нефти. Композиционный состав пластовой нефти состоит из CH_4=0,18%, C_3H_8=0,09%, C_{7+}=0,73%. Вязкость газовой и жидкой фазы равны 0,5 сПз и 4 сПз соответственно. Относительные проницаемости для пластовой нефти вычисляются по корреляции Wyllie and Gardner:

$$k_{\mathrm{g}} = (1 - s)^3 ,$$
$$k_{oil} = s^3 \qquad (4.1.1)$$

Закачиваемый флюид состоит из CH_4=0,9%, C_3H_8=0,1%. Вязкость газовой и жидкой фазы данного флюида равна 0,5 сПз и 2 сПз. Относительные проницаемости для закачиваемого флюида вычисляются по корреляции Corey:

$$k_{\mathrm{g}} = (1 - s)^4 ,$$
$$k_{oil} = s^4 \qquad (4.1.2)$$

Меньшие значения относительных проницаемостей для закачиваемого флюида, вызвано тем, что разница между легкими и средними компонентами велика, что приводит к увеличению капиллярного давления. Следовательно, обусловливает высокое нефте- и газоулавливание в порах.

Таблица 4.1.1 – Композиционный состав двухфазной области для C_1, $C_{2\text{-}6}$ и C_{7+}

C_1, %	$C_{2\text{-}6}$, %	C_{7+}, %
95	2	3
89	9	2
80	18	2
67	23	10
60	19	21
53	7	40
52	0	48

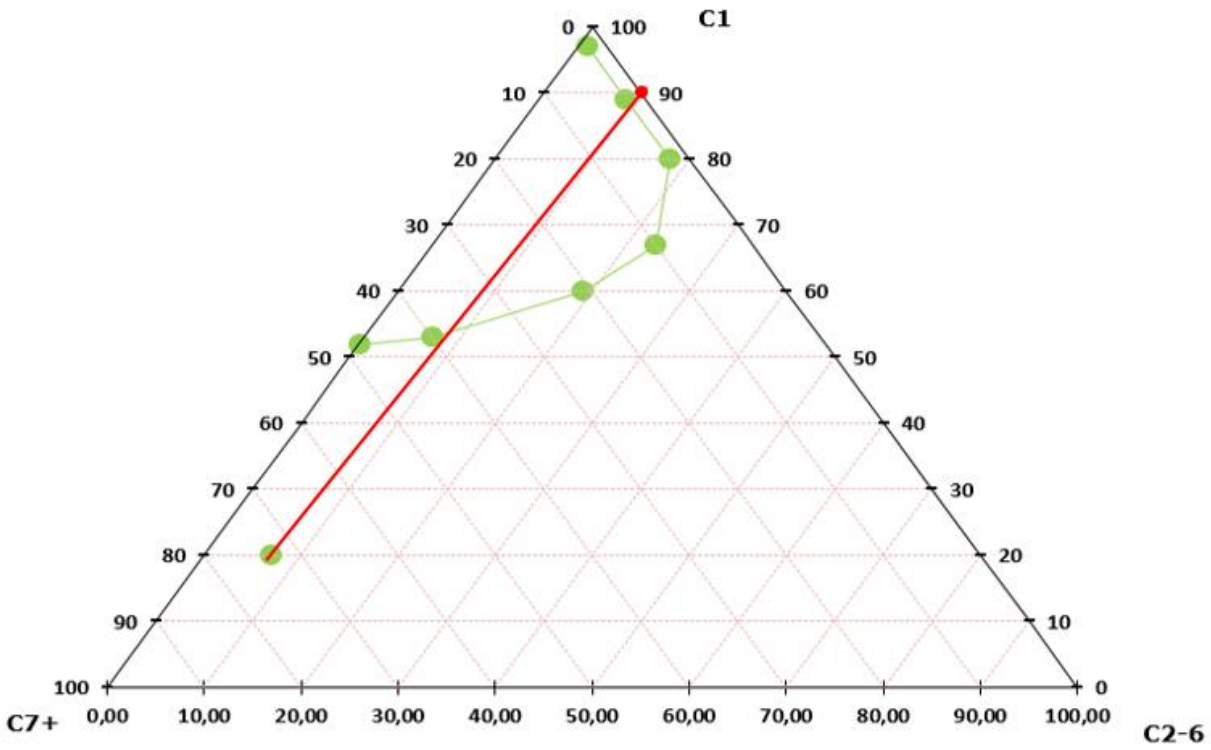


Рисунок 4.1.1 Тройная диаграмма

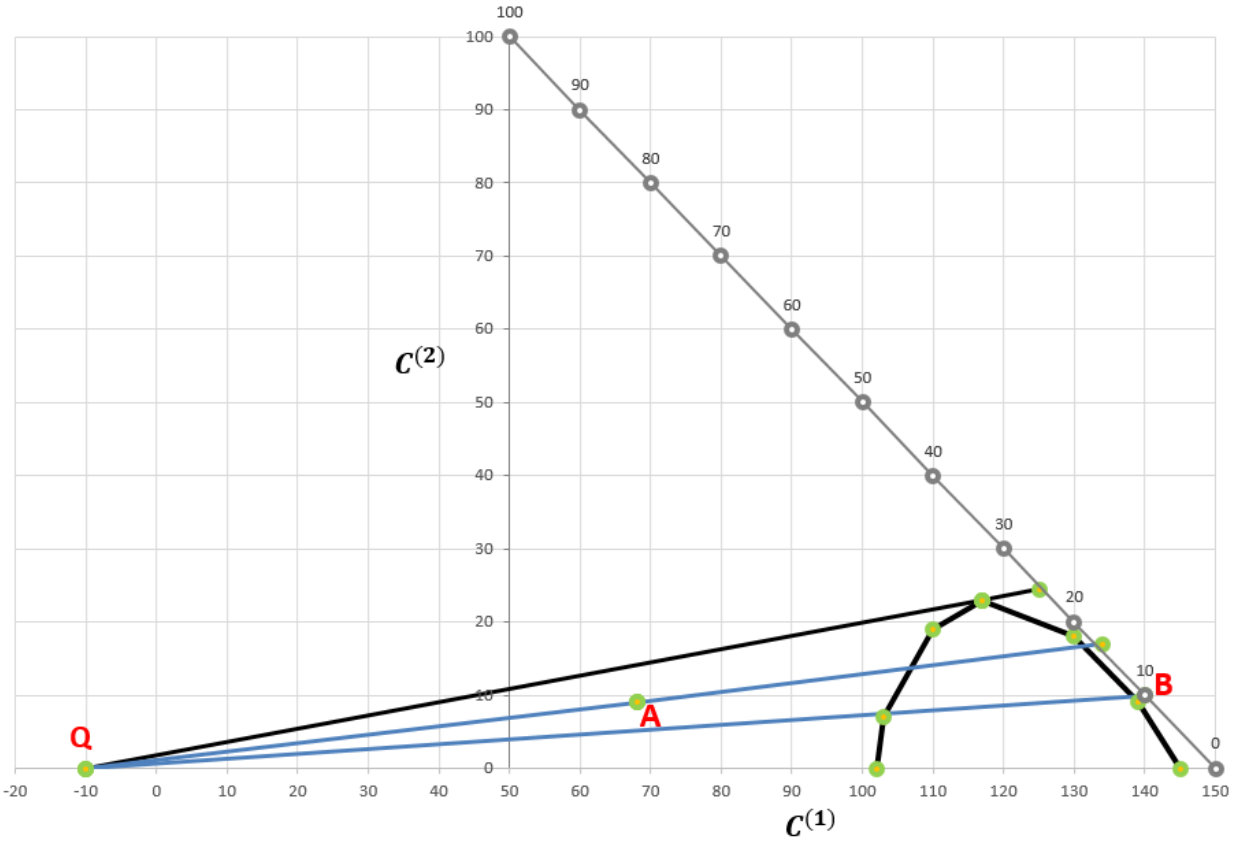


Рисунок 4.1.2 Прямоугольная тройная диаграмма

где $C^{(1)}$ легкие компоненты; $C^{(2)}$ средние компоненты; A начальная пластовая нефть, B закачиваемый флюид, Q точка пересечений линий связей.

Определим координаты для пластовой нефти (A), закачиваемого флюида (B) и точки пересечения линий связи (Q) на тройной диаграмме:

Таблица 4.1.2 – Координаты точек A, B и Q на тройной диаграмме

№	Точка	Координаты точки
1	A – пластовая нефть	(0,18; 0,09)
2	B – закачиваемый флюид	(0,9; 0,1)
3	Q – точка пересечения линий связи	(-0,6; 0)

Вычисляем зависимость между параметрами α и β в уравнении:

$$C^{(2)} = \alpha C^{(1)} + \beta \tag{4.1.3}$$

Подставляя координаты точки Q получим следующее:

$$0 = -0{,}6\alpha + \beta \quad \rightarrow \quad \beta = 0{,}6\alpha$$

Уравнение для линий связи принимает следующий вид:

$$C^{(2)} = \alpha(C^{(1)} + 0{,}6) \tag{4.1.4}$$

Определим фазовый состав, который соответствует линиям связи пластовой нефти и закачиваемого флюида:

Таблица 4.1.3 – Точки пересечения линий связи с двухфазной областью

$c_g^{(1),0} = 0{,}81$	$c_g^{(2),0} = 0{,}18$	$c_g^{(1),inj} = 0{,}885$	$c_g^{(2),inj} = 0{,}09$
$c_{oil}^{(1),0} = 0{,}56$	$c_{oil}^{(2),0} = 0{,}14$	$c_{oil}^{(1),inj} = 0{,}53$	$c_{oil}^{(2),inj} = 0{,}07$

Вычислим параметр α^0 и α^{inj} в формуле (4.1.2) используя координаты точек A и B:

точка A: $0{,}09 = \alpha^0(0{,}18 + 0{,}6) \quad \rightarrow \quad \alpha^0 = 0{,}115$

точка B: $0{,}1 = \alpha^{inj}(0{,}9 + 0{,}6) \quad \rightarrow \quad \alpha^{inj} = 0{,}07$

4.2 Вычисление функции фракционного потока

Функция фракционного потока определяется следующим образом:

$$F(S_{\mathrm{g}}) = \frac{k_{\mathrm{g}}(S_{\mathrm{g}})}{k_{\mathrm{g}}(S_{\mathrm{g}}) + k_{oil}(S_{\mathrm{g}})\frac{\mu_{\mathrm{g}}}{\mu_{oil}}} \quad (4.2.1)$$

Данные вязкости вставляем в формулу:

$$\frac{\mu_{\mathrm{g}}}{\mu_{oil}} = \frac{0{,}5\ \text{сПз}}{4\ \text{сПз}} = 0{,}125$$

Подставив корреляцию Wyllie and Gardner (4.1.1) в (4.2.1) определяем значение функции фракционного потока для пластовой нефти:

$$F^{oil}\left(S_{g_{oil}}\right) = \frac{{S_{g_{oil}}}^{3}}{{S_{g_{oil}}}^{3} + 0.125\left(1 - S_{g_{oil}}\right)^{3}} \quad (4.2.2)$$

$S_{g_{oil}}$ определяется по формуле (3.2.4) следующим образом:

$$S_{g_{oil}} = \frac{C^{(1)} - 0.56}{0.81 - 0.56}$$

Повторим те же действия для определения функции фракционного потока для закачиваемого флюида:

$$\frac{\mu_{\mathrm{g}}}{\mu_{oil}} = \frac{0{,}5\ \text{сПз}}{2\ \text{сПз}} = 0{,}25$$

С помощью корреляции Corey (4.1.2) используя формулу (4.2.1) выводим следующее:

$$F^{inj}\left(S_{g_{inj}}\right) = \frac{{S_{g_{inj}}}^{4}}{{S_{g_{inj}}}^{4} + 0.25\left(1 - S_{g_{inj}}\right)^{4}}, \quad (4.2.3)$$

где $S_{g_{inj}}$ вычисляется по формуле (3.2.4)

$$S_{g_{inj}} = \frac{C^{(1)} - 0.53}{0.885 - 0.53}$$

Таблица 4.2.1 – Данные для построения графика функции фракционного потока

$C^{(1)}$	$S_{g_{oil}}$	$S_{g_{inj}}$	$F^{oil}\left(S_{g_{oil}}\right)$	$F^{ing}\left(S_{g_{inj}}\right)$
-0,6	-	-	-	-
0	-	-	-	-
0,1	-	-	-	-
0,4	-	-	-	-
0,53	-	-	-	0
0,56	0	0,085	0,000	0,000
0,57	0,04	0,113	0,001	0,001
0,58	0,08	0,141	0,005	0,003
0,59	0,12	0,169	0,020	0,007
0,6	0,16	0,197	0,052	0,014
0,61	0,2	0,225	0,111	0,028
0,62	0,24	0,254	0,201	0,051
0,63	0,28	0,282	0,320	0,086
0,64	0,32	0,310	0,455	0,140
0,65	0,36	0,338	0,587	0,214
0,66	0,4	0,366	0,703	0,308
0,67	0,44	0,394	0,795	0,418
0,68	0,48	0,423	0,863	0,534
0,69	0,52	0,451	0,910	0,645
0,7	0,56	0,479	0,943	0,740
0,71	0,6	0,507	0,964	0,817
0,72	0,64	0,535	0,978	0,876
0,73	0,68	0,563	0,987	0,917
0,74	0,72	0,592	0,993	0,946
0,75	0,76	0,620	0,996	0,966
0,76	0,8	0,648	0,998	0,979
0,77	0,84	0,676	0,999	0,987
0,78	0,88	0,704	1,000	0,992
0,79	0,92	0,732	1,000	0,996
0,8	0,96	0,761	1,000	0,998
0,81	1	0,789	1,000	0,999
0,885	-	1,000	-	1,000
0,9	-	-	-	-
1	-	-	-	-

Используя выражения 4.2.2 и 4.2.3 строим график функции фракционного потока с помощь таблицы 4.2.1

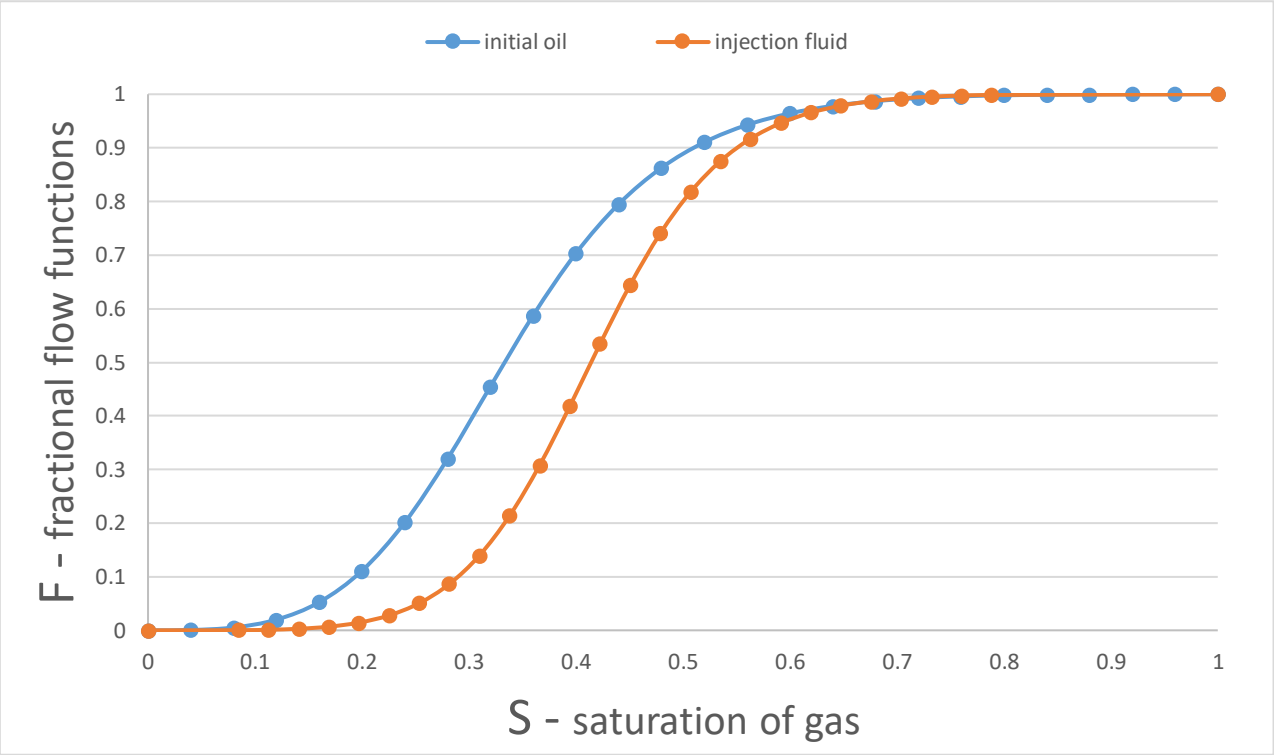


Рисунок 4.2.1 — Функция фракционного потока

4.3 Обобщенная функция фракционного потока

Обобщенная функция фракционного потока определяется следующим образом:

$$\mathcal{F}^{(1)}(s,\alpha) = c_g^{(1)} F(s) + c_{oil}^{(1)}(1 - F(s)) \tag{4.3.1}$$

Данные из таблицы – 4.1.3 подставляем в формулу (4.2.3):

$$\mathcal{F}^{(1)}\left(S_{g_{oil}}, \alpha^{oil}\right) = 0.81 F^{oil}\left(S_{g_{oil}}\right) + 0.56\left(1 - F^{oil}\left(S_{g_{oil}}\right)\right), \tag{4.3.2}$$

$$\mathcal{F}^{(1)}\left(S_{g_{inj}}, \alpha^{inj}\right) = 0.885 F^{inj}\left(S_{g_{inj}}\right) + 0.56\left(1 - F^{inj}\left(S_{g_{inj}}\right)\right) \tag{4.3.3}$$

Формулу (4.2.2) подставим в уравнение (4.3.2) и выведем обобщенную функцию фракционного потока для пластового флюида:

$$\mathcal{F}^{(1)}\left(S_{g_{oil}}, \alpha^{oil}\right) =$$

$$= 0.81 \frac{\left(\frac{C^{(1)} - 0.56}{0.81 - 0.56}\right)^3}{\left(\frac{C^{(1)} - 0.56}{0.81 - 0.56}\right)^3 + \left(1 - \frac{C^{(1)} - 0.56}{0.81 - 0.56}\right)^3 0.125} +$$

$$+0.56\left(1 - \frac{\left(\frac{C^{(1)} - 0.56}{0.81 - 0.56}\right)^3}{\left(\frac{C^{(1)} - 0.56}{0.81 - 0.56}\right)^3 + \left(1 - \frac{C^{(1)} - 0.56}{0.81 - 0.56}\right)^3 0.125}\right) =$$

$$= \frac{0.81\left(C^{(1)} - 0.56\right)^3}{(C^{(1)} - 0.56)^3 + (0.81 - C^{(1)})^3\, 0.125} +$$

$$+ \frac{0.07\left(0.81 - C^{(1)}\right)^3}{(C^{(1)} - 0.56)^3 + (0.81 - C^{(1)})^3\, 0.125},$$

$$\mathcal{F}^{(1)}\left(S_{g_{oil}}, \alpha^{oil}\right) = \frac{0.81\left(C^{(1)} - 0.56\right)^3 + 0.07\left(0.81 - C^{(1)}\right)^3}{(C^{(1)} - 0.56)^3 + 0.125(0.81 - C^{(1)})^3} \qquad (4.3.4)$$

Чтобы вывести обобщенную функцию фракционного потока для закачиваемого флюида в уравнение (4.3.3) подставим формулу (4.2.3):

$$\mathcal{F}^{(1)}\left(S_g, \alpha^{inj}\right) =$$

$$= 0.885 \frac{\left(\frac{C^{(1)} - 0.53}{0.885 - 0.53}\right)^4}{\left(\frac{C^{(1)} - 0.53}{0.885 - 0.53}\right)^4 + \left(1 - \frac{C^{(1)} - 0.53}{0.885 - 0.53}\right)^3 0.25} +$$

$$+0.53\left(1 - \frac{\left(\frac{C^{(1)} - 0.53}{0.885 - 0.53}\right)^4}{\left(\frac{C^{(1)} - 0.53}{0.885 - 0.53}\right)^4 + \left(1 - \frac{C^{(1)} - 0.53}{0.885 - 0.53}\right)^3 0.25}\right) =$$

$$= \frac{0.885\left(C^{(1)} - 0.53\right)^4}{(C^{(1)} - 0.53)^4 + (0.885 - C^{(1)})^4\, 0.25} +$$

$$+\frac{0.1325\left(0.885-C^{(1)}\right)^4}{(C^{(1)}-0.53)^4+(0.885-C^{(1)})^4\,0.25},$$

$$\mathcal{F}^{(1)}\left(S_g,\alpha^{inj}\right)=\frac{0.885\left(C^{(1)}-0.53\right)^4+0.1325\left(0.885-C^{(1)}\right)^4}{(C^{(1)}-0.53)^4+0.25(0.885-C^{(1)})^4} \quad (4.3.5)$$

По полученным функциям обобщенного фракционного потока (4.3.4) и (4.3.5) построим таблицу значений:

Таблица 4.3.1 – Данные для построения графика обобщенный функции фракционного потока

$C^{(1)}$	$\mathcal{F}^{(1)}\left(S_{g_{oil}},\alpha^{oil}\right)$	$\mathcal{F}^{(1)}\left(S_g,\alpha^{inj}\right)$
-0,6	-0,6	-0,6
0	0	0
0,1	0,1	0,1
0,4	0,4	0,4
0,53	0,53	0,53
0,56	0,560	0,530
0,57	0,560	0,530
0,58	0,561	0,531
0,59	0,565	0,532
0,6	0,573	0,535
0,61	0,588	0,540
0,62	0,610	0,548
0,63	0,640	0,561
0,64	0,674	0,580
0,65	0,707	0,606
0,66	0,736	0,639
0,67	0,759	0,679
0,68	0,776	0,720
0,69	0,788	0,759
0,7	0,796	0,793
0,71	0,801	0,820
0,72	0,805	0,841
0,73	0,807	0,856
0,74	0,808	0,866
0,75	0,809	0,873
0,76	0,810	0,877
0,77	0,810	0,880
0,78	0,810	0,882

0,79	0,810	0,883
0,8	0,810	0,884
0,81	0,810	0,885
0,885	0,885	0,885
0,9	0,9	0,9
1	1	1

Используя выражения (4.3.4), (4.3.5) и данные из таблицы 4.2.1 построим график обобщенной функции фракционного потока

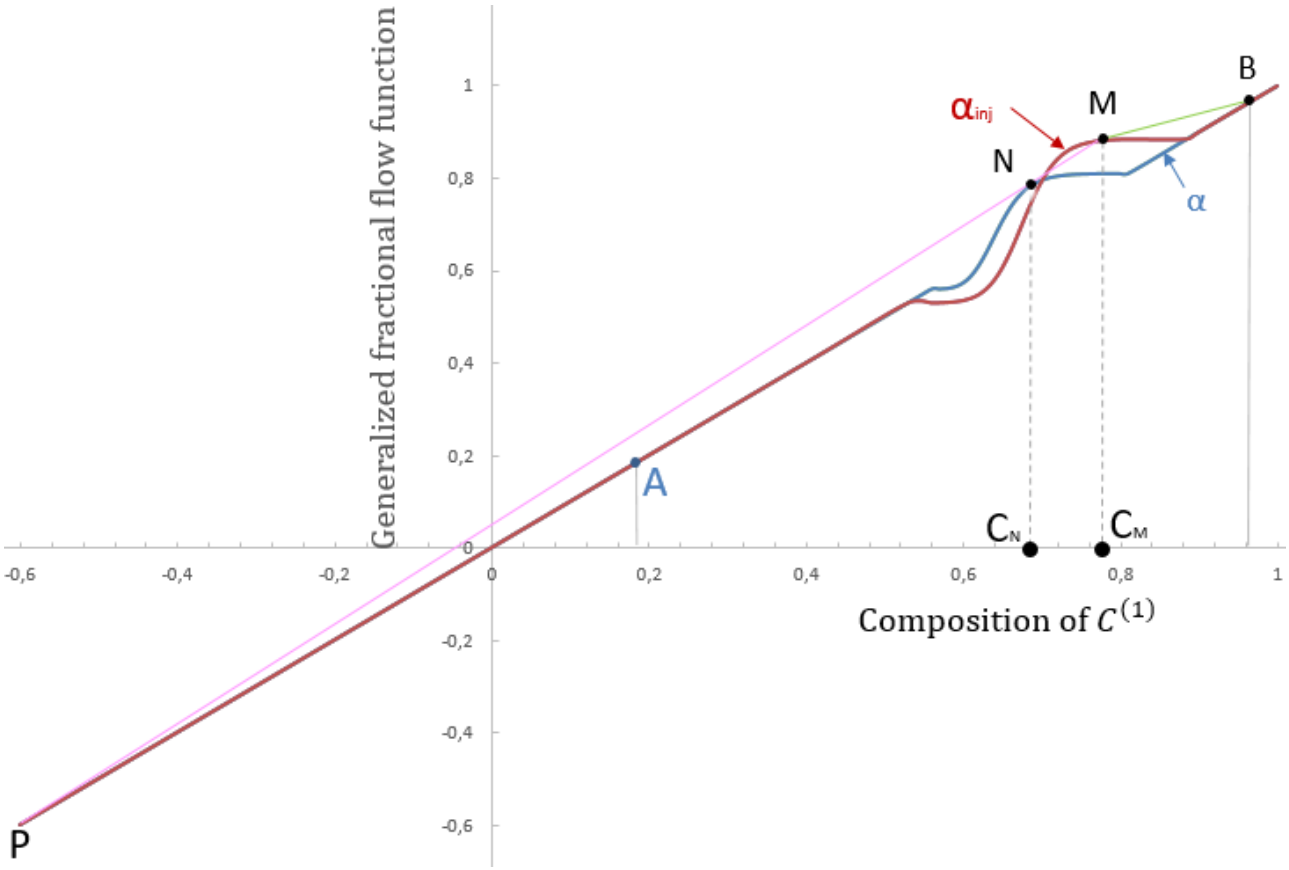


Рисунок 4.3.1 — Обобщенная функция фракционного потока

Одновременно на (рисунок 4.3.1) поставим полярную точку P = (-0,6; 0,6), начальную точку A и точку закачки B.

4.4 Решение проблемы смешивающегося вытеснения

Для решения проблемы проведена касательная линия PNM, которая пересекается с синей кривой в точке N (рисунок 4.4.1)

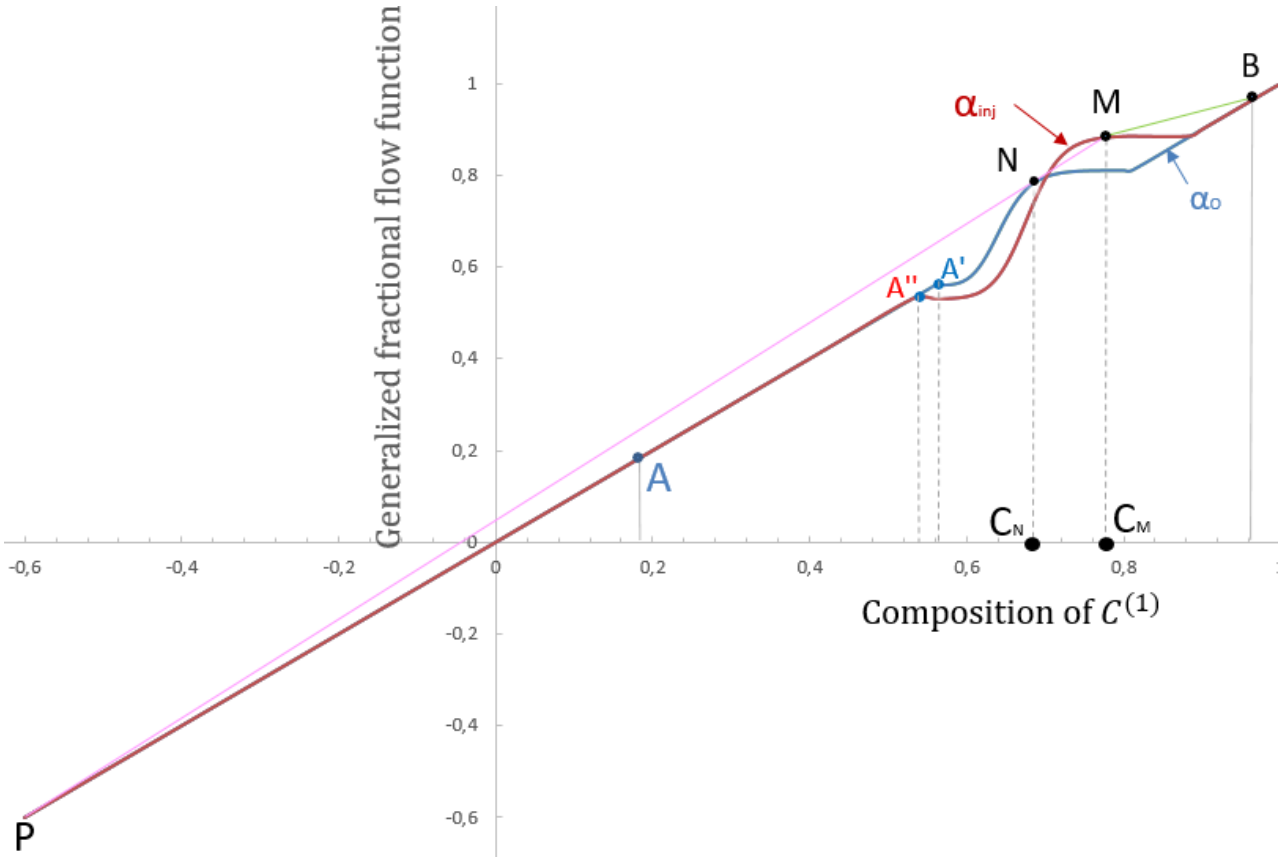


Рисунок 4.4.1 — Решение проблемы смешиваемости

где BM – линия фазового перехода;

Cs шок MN отделяется от шока BM плато, так как скорость перехода резко меняется в точке M;

линия NA разделяется в точке A’;

линия A’A’’ – линия фазового перехода;

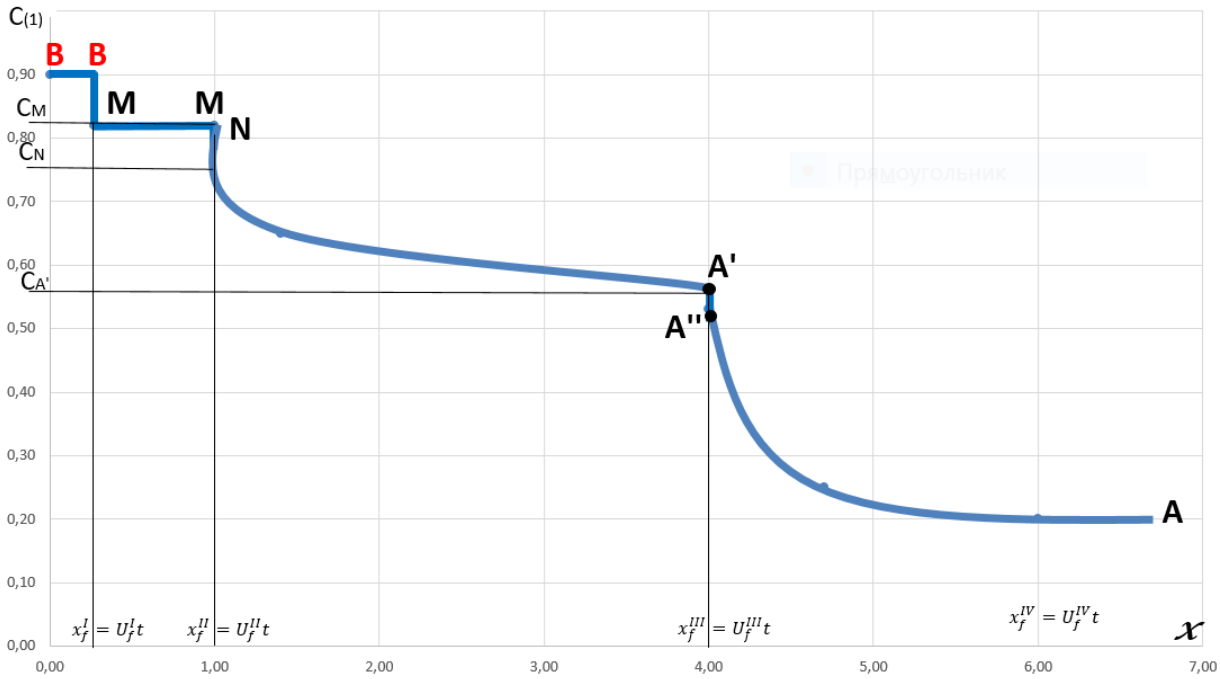


Рисунок 4.4.2 - График фазовой смешиваемости по общей концентраций легкого компонента

Безразмерные скорости $U_f^I t$ и $U_f^{II} t$ определяются как тангенс BM и MN на (рисунке 4.4.1).

Безразмерная скорость $U_f^{III} t$ равна касательной к синей кривой в точке A.

Все скорости остаются постоянными по времени.

Протекает двухэтапная смешиваемость: первое – по линии NA', второе – A''A (рисунок 4.4.2).

4.5 Смешиваемость CO_2 и N_2 при закачке в пласт

При закачке CO2 или N2 точка B стоит в верхнем углу треугольника (рисунок 4.5.1). От точки Q проведем линию до точки B.

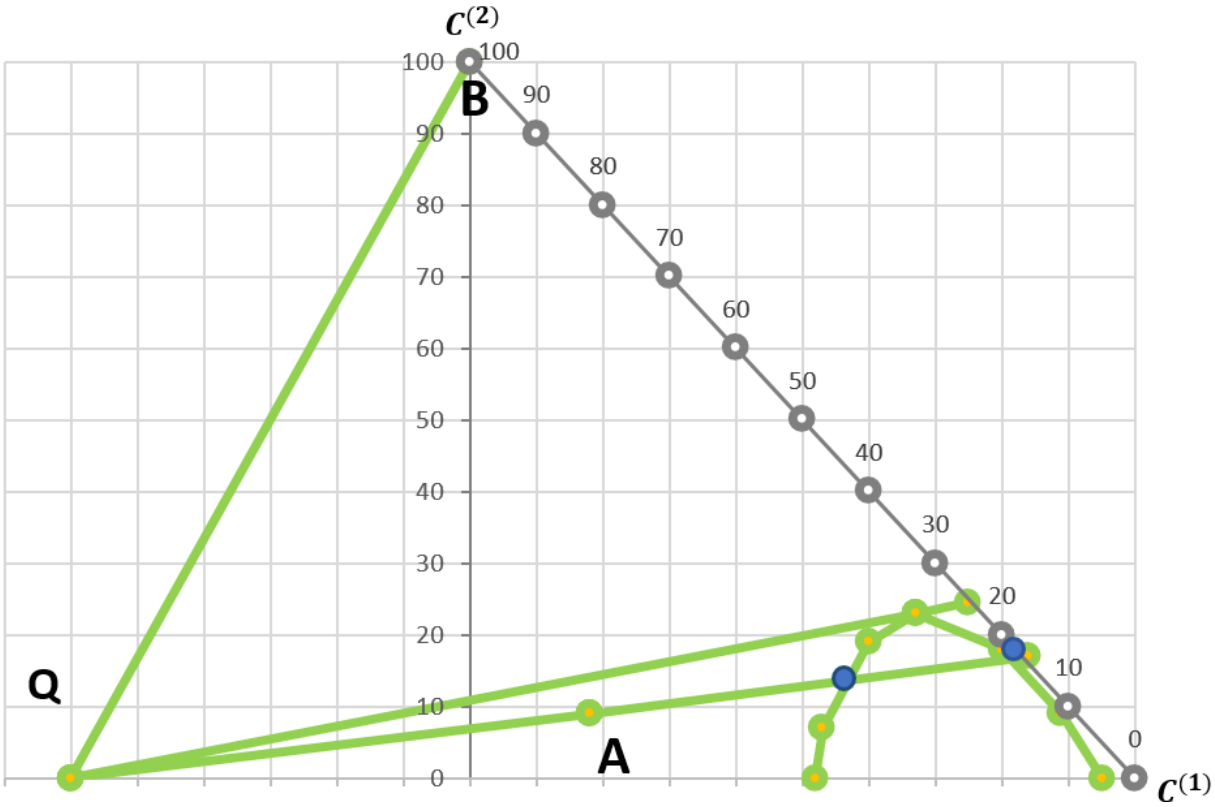


Рисунок 4.5.1 Прямоугольная тройная диаграмма

Точки пересечения линии связи Q и A с двухфазной областью приведены ниже:

$$c_g^{(1),0} = 0{,}81 \qquad c_g^{(2),0} = 0{,}18$$

$$c_{oil}^{(1),0} = 0{,}56 \qquad c_{oil}^{(2),0} = 0{,}14$$

Так как линия QB не пересеклась с двухфазной областью, то функция фракционного потока для CO_2 и N_2 будет выглядеть следующим образом:

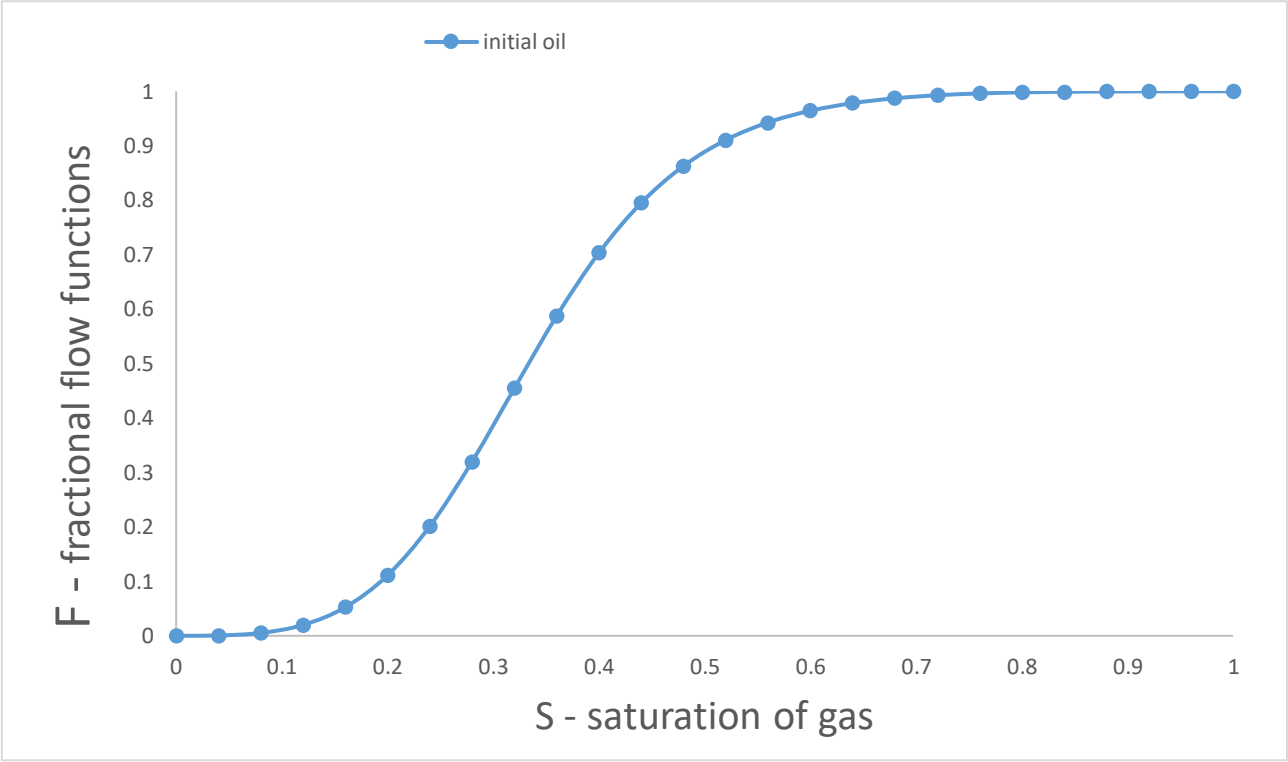


Рисунок 4.5.2 — Функция фракционного потока

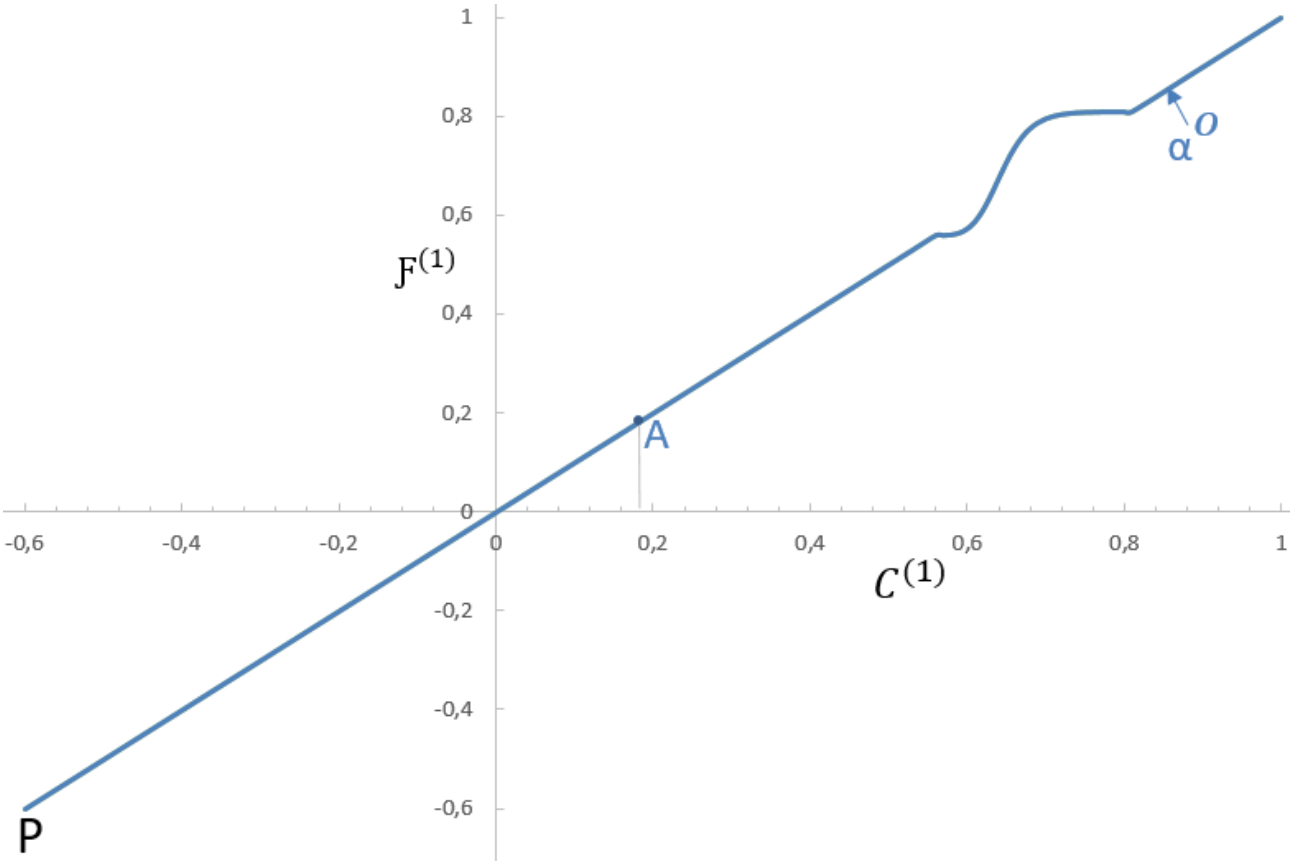


Рисунок 4.5.3 — Обобщенная функция фракционного потока

Проводя касательную от P к точке N определим проблему смешиваемости.

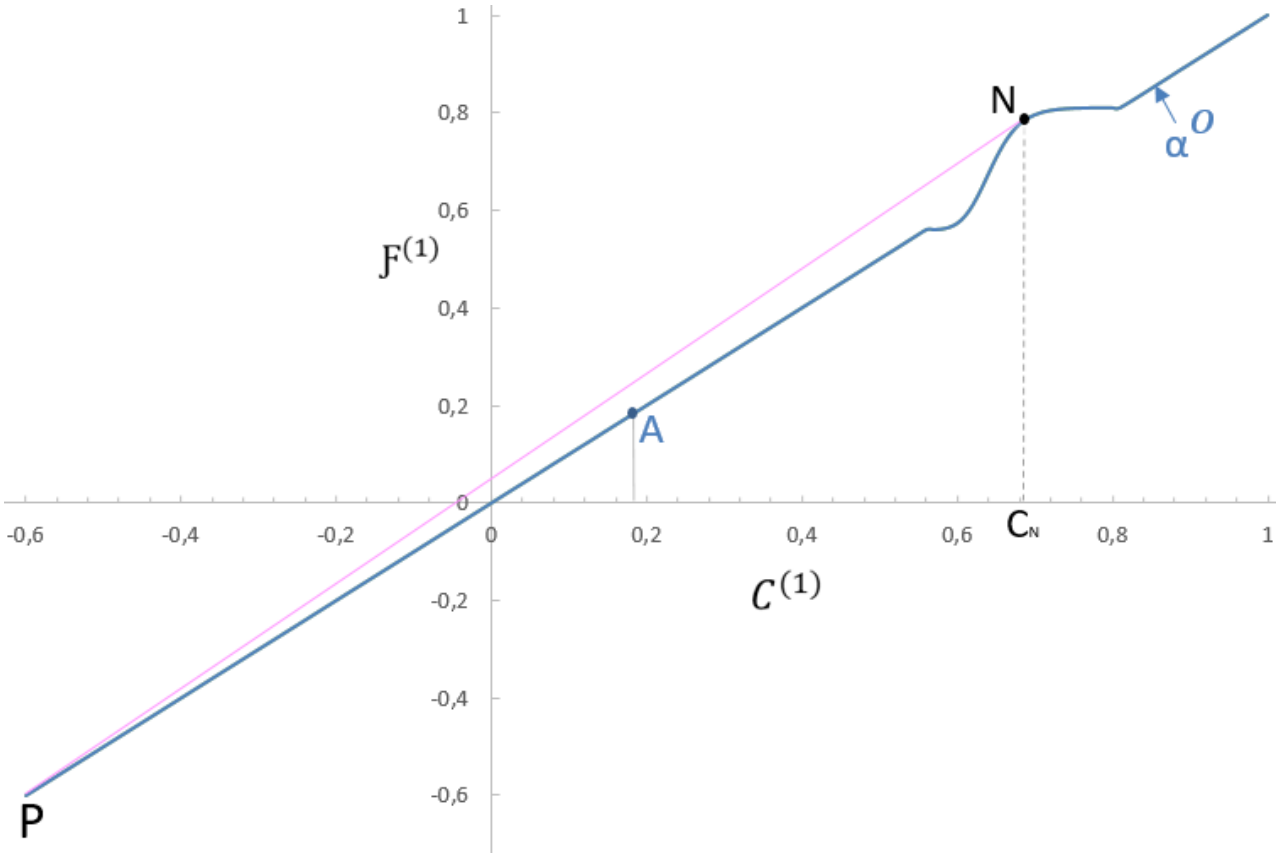


Рисунок 4.5.4 — Решение проблемы смешиваемости

Далее достраивается график-решение фазовой смешиваемости по общей концентраций легкого компонента:

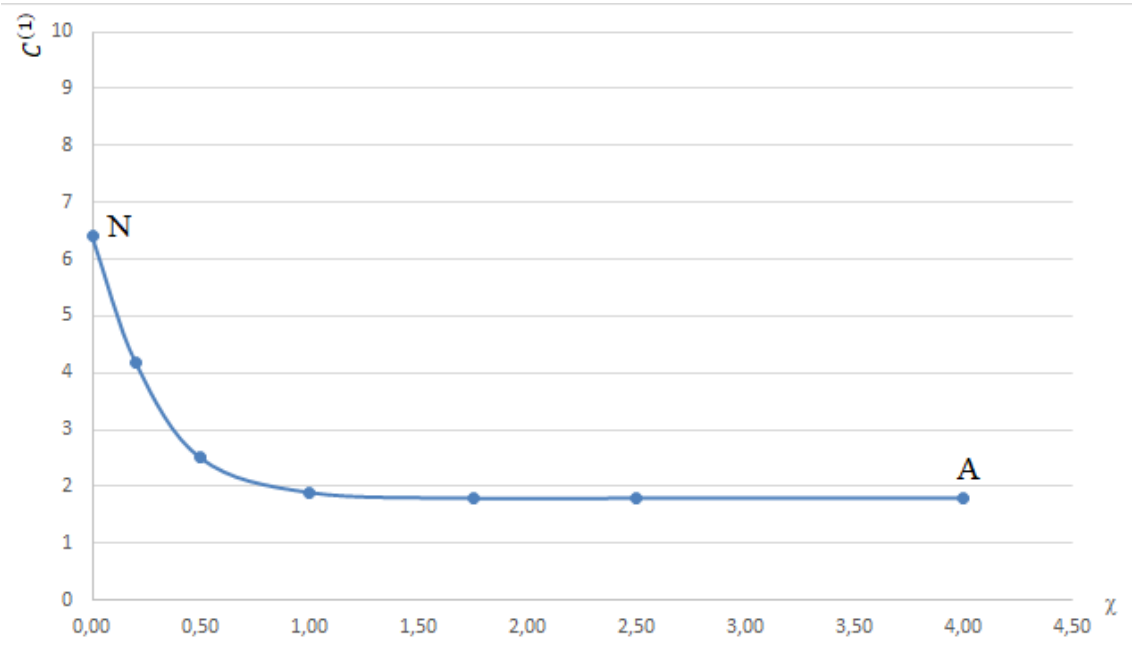


Рисунок 4.5.5 – Фазовая смешиваемости по общей концентраций легкого компонента.

Из рисунка 4.5.4 и 4.5.5 видно, что смешиваемость происходит от точки N до точки А.

5 Лабораторный эксперимент

5.1 Модель Slim tube

Slim tube – это лабораторный эксперимент, используемый для определения минимального давления смешивания между пластовой нефтью и закачиваемым реагентом. Впервые данный эксперимент был проведен в начале 1950-х годов. На рисунке (5.1.1) показано схематическое устройство Slim tube.

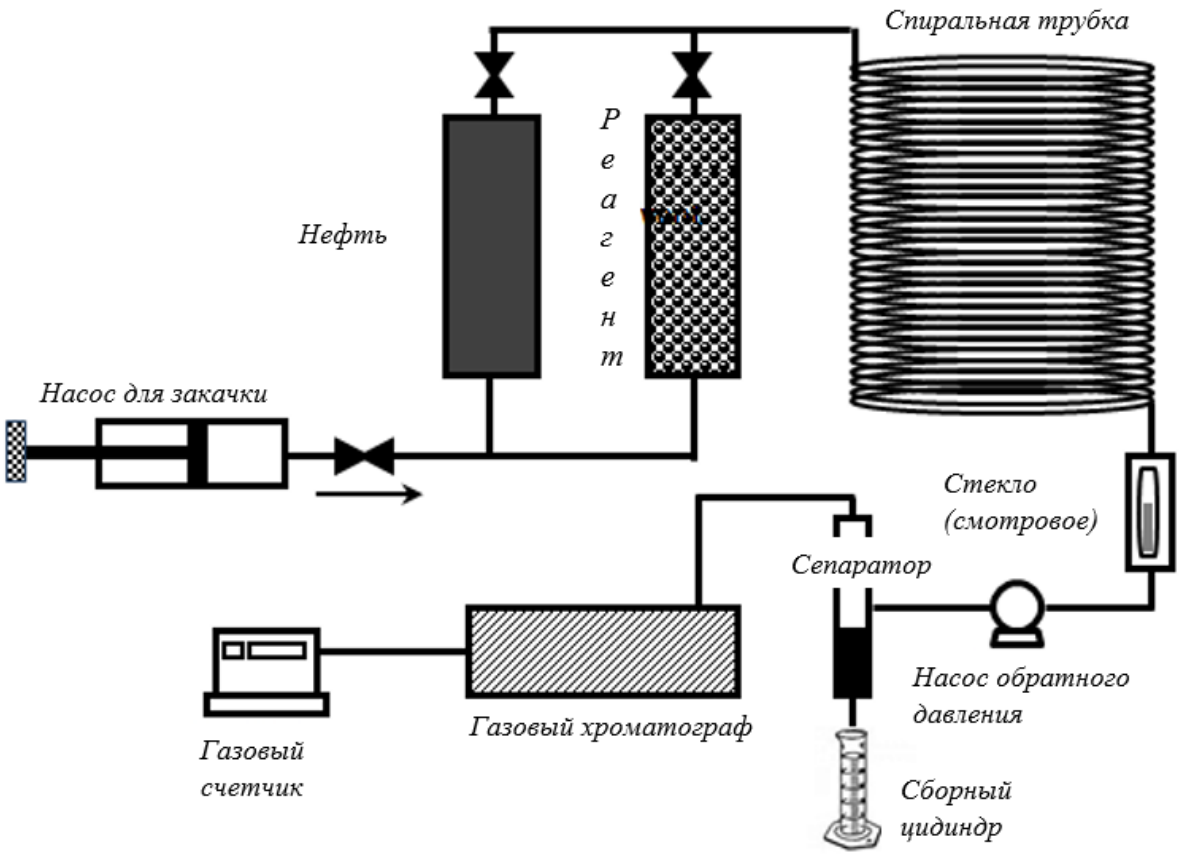


Рисунок 5.1.1 – Устройство Slim tube

Тонкая спиральная труба представляет собой узкую трубу из нержавеющей стали с внутренним диаметром около 1 см и длиной от 5 до 40 метров. Трубка заполнена стеклянными шариками или песком. Отношение размера частиц к диаметру трубки достаточно мало, поэтому эффектом стены можно пренебречь, так что это одномерная модель резервуара (1D). Испытания, проводимые в Slim tube не указывают на конечное извлечение, макроскопический эффективность охвата, длину переходной зоны и т.д., которые достигаются в реальном резервуаре. [25]

На смешивание в пласте влияют различные механизмы, вызывающие дисперсию, например, перераспределение силы тяжести, вызванное гравитационным эффектом, и вязкие языки, вызванные неоднородностью пористой среды, в то время как Slim tube обеспечивает одномерное вытеснение

нефти без дисперсии. При этом условии минимальное давление смешивания и процесс полного смешивания зависят только от термодинамического фазового поведения системы.

Трубка намотана таким образом, что поток в основном горизонтальный, а гравитационные эффекты незначительны. Спиральная трубка помещается в емкость с постоянной температурой.

Для проведения лабораторного эксперимента пористая среда в трубке сначала насыщается образцом пластовой нефтью. Спиральная трубка поддерживается температурой резервуара с помощью емкости, а давление устанавливается на уровне давления насыщения. Затем нефть вытесняется путем закачивания растворителя в трубку при постоянном входном или выходном давлении, которое контролируется насосом обратного давления. Падение давления в спиральной трубе, как правило, составляет небольшую долю от приложенного давления к системе, поэтому считается, давление смешивания находится при одном постоянном давлении.

Визуальное наблюдение за потоком через смотровое стекло, расположенное на выходе из спиральной трубки, может помочь в определении состояния смешиваемости. Ожидается, что достижение смешиваемости будет сопровождаться постепенным изменением цвета протекающей жидкости от цвета нефти к чистому газу. С другой стороны, наблюдение двухфазного потока является симптомом несмешивающегося вытеснения. Выходящая жидкость охлаждается, и выделенный газ измеряется газовым хроматографом.

Результаты эксперимента зависят от длины используемой трубки. Гравитационная сегрегация отрицательно влияет на результаты смешиваемости, и на ранней стадии смешиваемости возникает нестабильный поток. Стабилизированный поток может быть достигнут путем увеличения длины трубки, поэтому использование более длинных тонких трубок дает наилучшую оценку минимального давления смешивания.

Эксперименты показывают, что вытеснение увеличивается за счет увеличения длины трубки для любой скорости закачки. Многоконтактное смешивание начинается с несмешиваемого вытеснения. Смешиваемость достигается за счет мультиконтакта между закачиваемой жидкостью и флюидом. Это подразумевает, что растворитель должен контактировать с достаточным количеством нефти или проходить минимальное расстояние до достижения смешиваемости. Дисперсия, вызванная неоднородностью вязких языков или проницаемости, увеличивает требование к минимальной длине для достижения смешиваемости. Общее извлечение – это сумма извлечений, проходящих при несмешиваемом вытеснении и извлечений, проходящих при смешивающемся вытеснении. [26]

$$R_t = \frac{R_{im}L_{im}A\varphi + R_mL_mA\varphi}{L_tA\varphi}, \quad (5.1.1)$$

$$L_t = L_{im}L_m, \quad (5.1.2)$$

$$R_t = R_{im}\left(\frac{L_{im}}{L_t}\right) + R_m\left(\frac{L_m}{L_t}\right) \quad (5.1.3)$$

где A – площадь поперечного сечения трубки;
φ – средняя пористость;
R_t – общее извлечение;
R_{im} – извлечение при несмешиваемом вытеснении;
R_m – извлечение при смешиваемом вытеснении;
L_{im} – длина несмешиваемой части;
L_{im} – длина смешиваемой части;
L_t – общая длина трубки.

Можно сделать вывод, что не существует стандартного дизайна, рабочей процедуры и критериев для определения минимального давления смешивания с помощью Slim tube. Также данный эксперимент является трудоемким процессом. Каждый цикл вытеснения под определенным давлением занимает около одного дня, один или два дня необходимы для очистки и повторного насыщения тонкой трубки. Таким образом, определение минимального давления смешивания для системы нефть-растворитель занимает как минимум одну неделю.

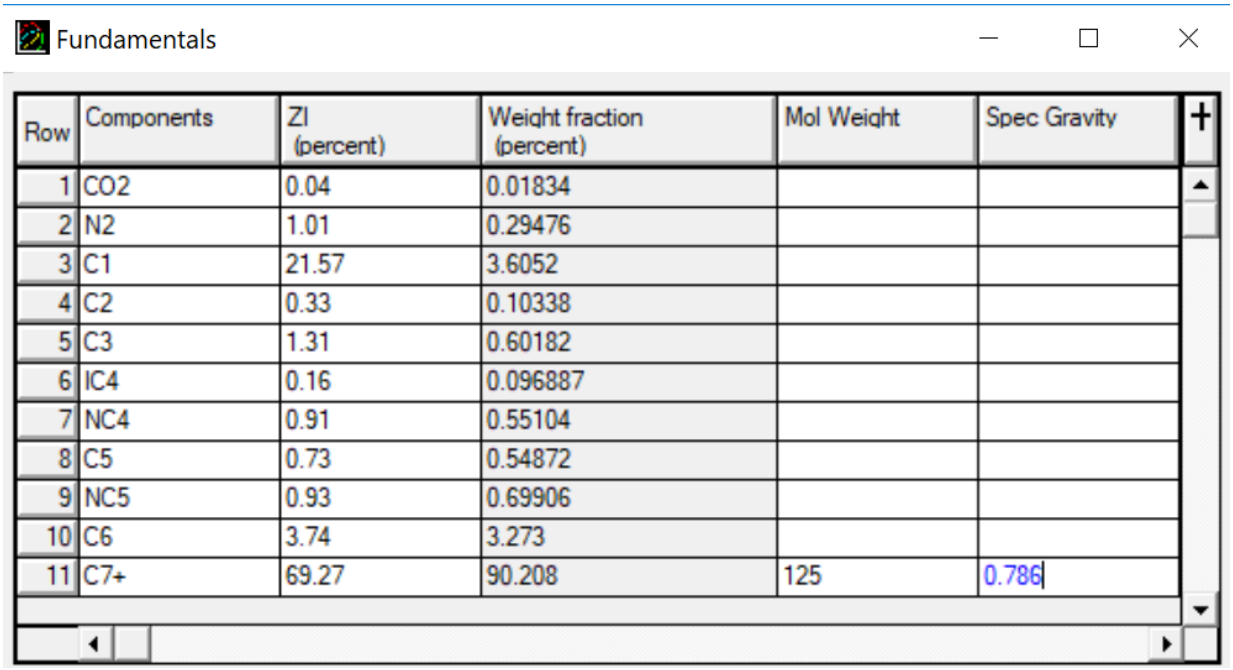
5.2 Лабораторный эксперимент Slim tube

Для лабораторного эксперимента Slim tube воспользуемся программой для гидродинамического моделирования Eclipse Schlumberger. При построении 1D модели, были интегрированы следующие данные указанные в таблице 5.2.1:

Таблица 5.2.1 – Основные характеристики модели

Dimens	NX NY NZ 40 1 1
Comps	6 (CO_2, N_2, CH_4, C_2H_6, C_6H_{14}, C_{7+})
Grid	DX DY DZ 25 см 1 см 1 см
Poro	0,201
Perm	90,55 mD
Pressure	112,5 bar
Temperature	57°C

Для построения тройной диаграммы вводились следующие данные (рисунок 5.2.1) соответствующие композиционному составу месторождения Узень:



Row	Components	ZI (percent)	Weight fraction (percent)	Mol Weight	Spec Gravity
1	CO2	0.04	0.01834		
2	N2	1.01	0.29476		
3	C1	21.57	3.6052		
4	C2	0.33	0.10338		
5	C3	1.31	0.60182		
6	IC4	0.16	0.096887		
7	NC4	0.91	0.55104		
8	C5	0.73	0.54872		
9	NC5	0.93	0.69906		
10	C6	3.74	3.273		
11	C7+	69.27	90.208	125	0.786

Рисунок 5.2.1 – Композиционный состав нефти

В качестве закачиваемых реагентов были выбраны, диоксид углерода, ШФЛУ и азот. Ниже приведена таблица 5.2.2 в которой указаны давления, при которых будет происходить одноконтактное смешивание, а также тройные диаграммы, построенные с использованием давлений из таблицы 5.2.2.

Таблица 5.2.2 – Давление смешиваемости при первом контакте

Закачиваемый реагент	Давление смешиваемости при первом контакте, бар
ШФЛУ	232.4614
CO_2	117.7124
N_2	1012.7989

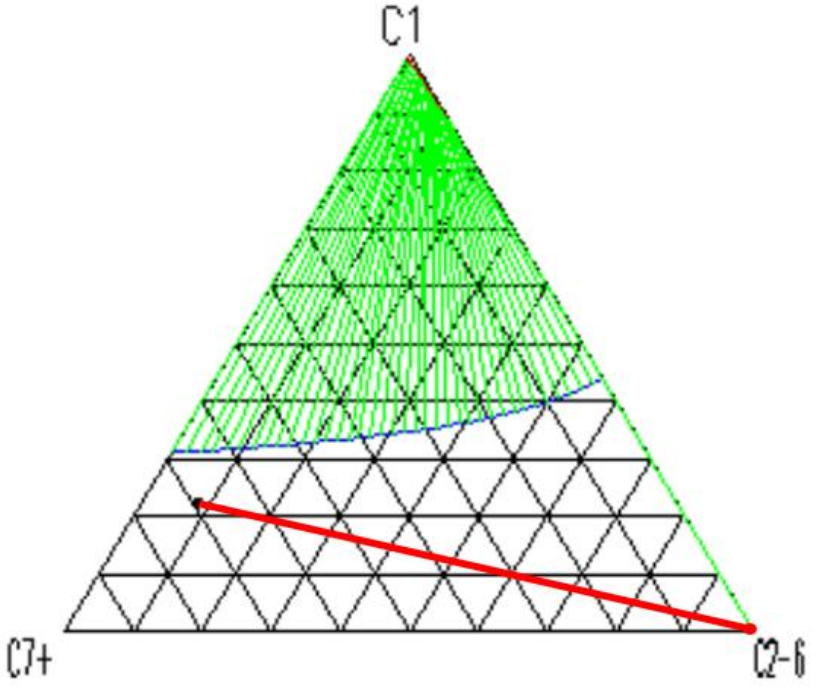


Рисунок 5.2.2 – Тройная диаграмма при закачке CO_2

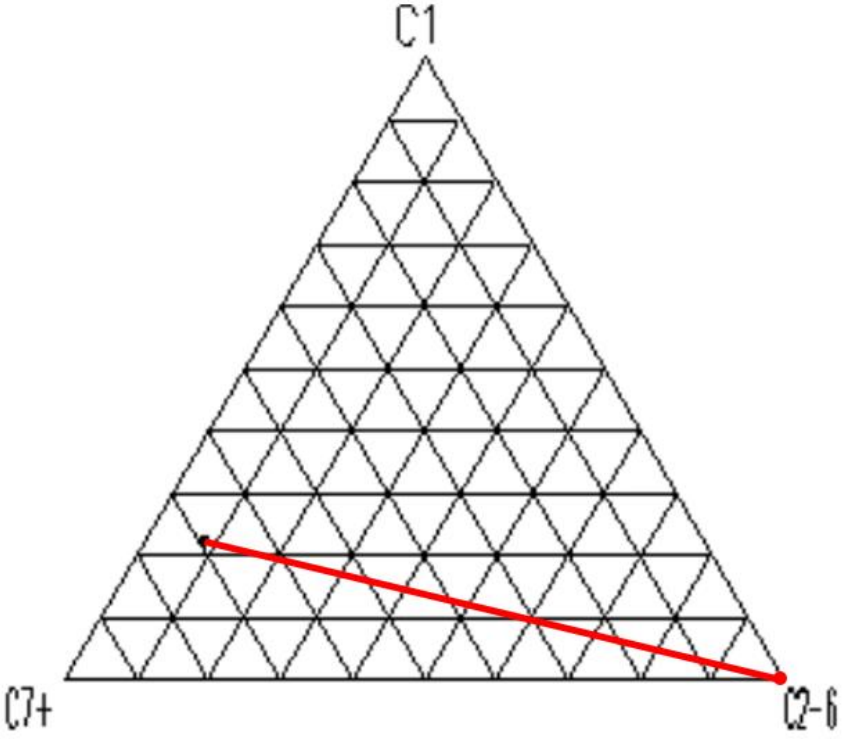


Рисунок 5.2.3 – Тройная диаграмма при закачке N_2

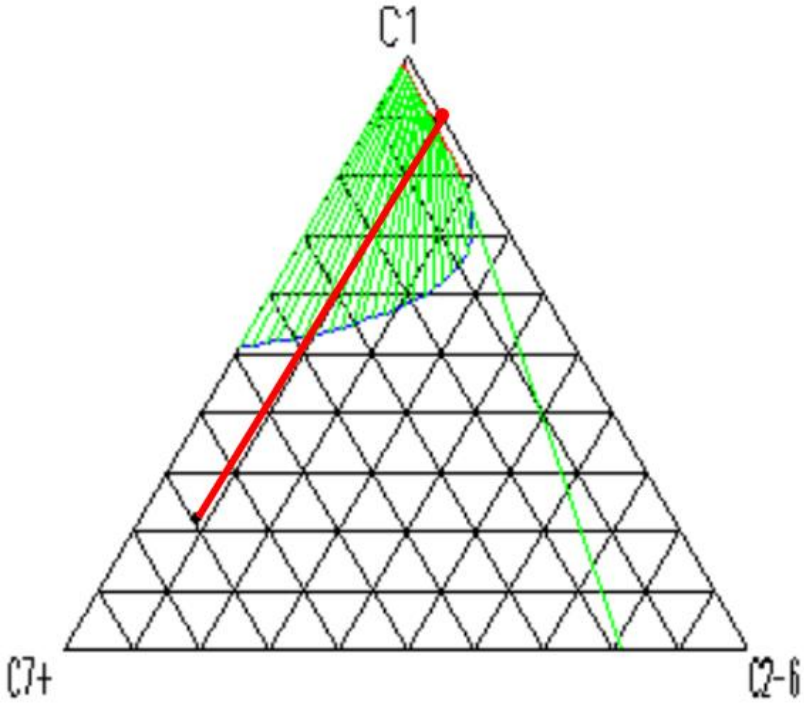


Рисунок 5.2.4 – Тройная диаграмма при закачке ШФЛУ

В результате моделирования смешивающих вытеснений появляется возможность оценки, того как будут взаимодействовать между собой нефть и закачиваемый агент. По результатам эксперимента (рисунок 5.2.2, рисунок 5.2.3, рисунок 5.2.4) можно сделать вывод, что смешивание при первом контакте происходит при закачке CO_2 и N_2, а при закачке ШФЛУ происходит многоконтактное смешивание.

Следует отметить то, что при закачке CO_2 с давлением равным 117,7 Бар, происходит полное вытеснение нефти из трубки. Это можно увидеть по шкале нефтенасыщенности (рисунок 5.2.5). Красный цвет соответствует сто процентной насыщенности, синий же наоборот, что нефть полностью вытиснилась из трубки.

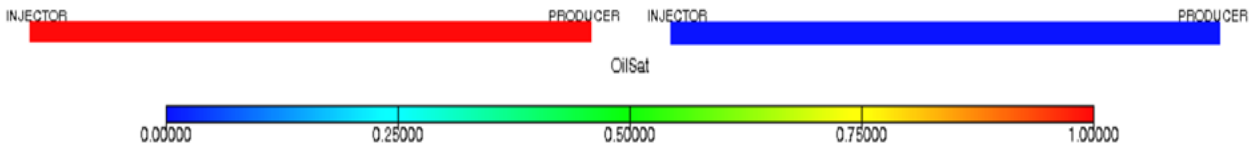


Рисунок 5.2.5 – Вытеснение нефти при закачке 100% CO_2

Закачка в пласт N_2 производилось с давлением равным 1012.8 Бар, по тройной диаграмме (рисунок 5.2.3) можно увидеть, что смешивание будет при первом контакте, однако вытеснение будет не полным. Остаточная нефть в трубке равна 12,496%.

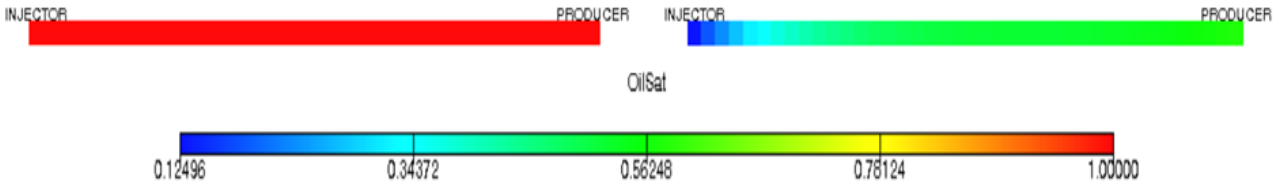


Рисунок 5.2.6 – Вытеснение нефти при закачке 100% N_2

ШФЛУ закачивали в пласт при давлении 232.46 Бар. По тройной диаграмме (рисунок 5.2.4) видно, что в данном случае смешивание будет многоконтактным. При закачке ШФЛУ происходит полное вытеснение

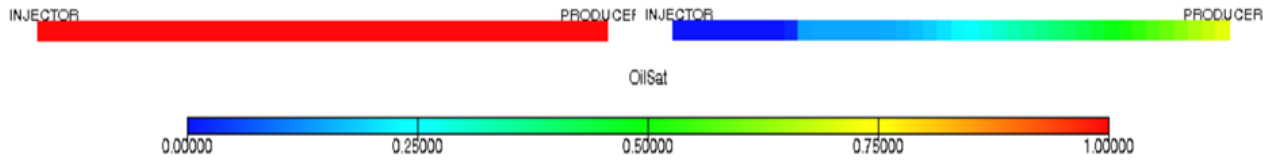


Рисунок 5.2.7 – Вытеснение нефти при закачке 100% N_2

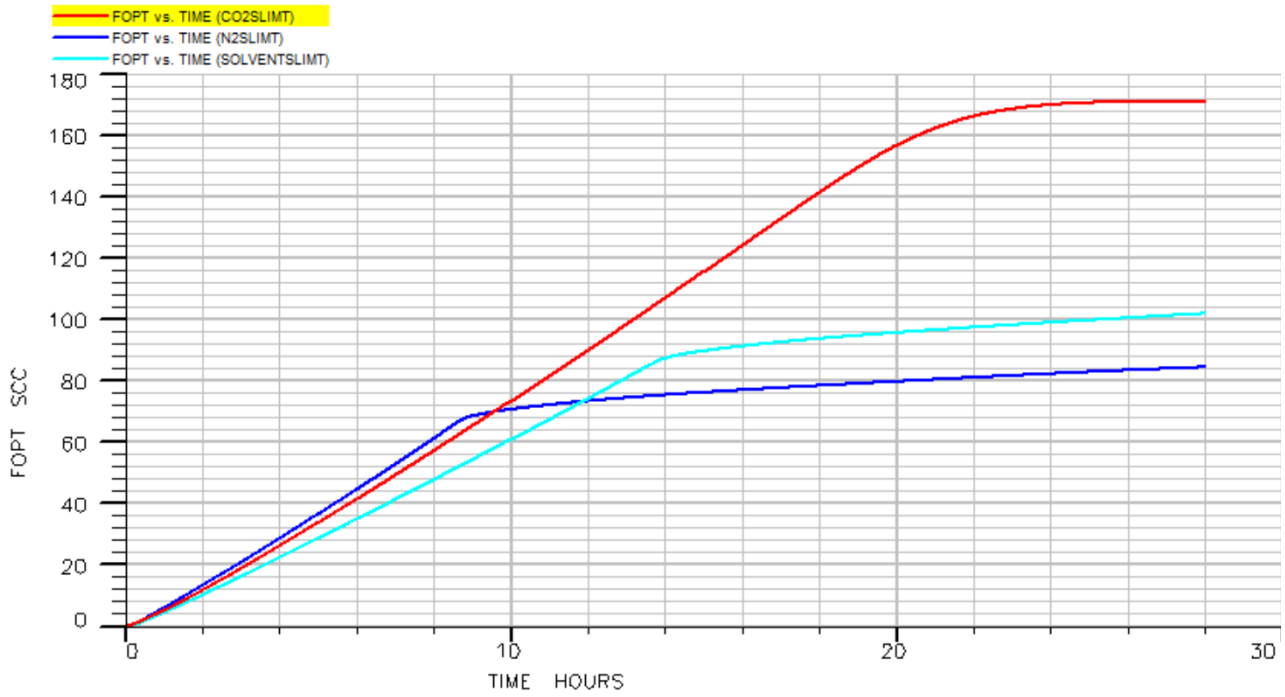


Рисунок 5.2.8 – Суммарное извлечение нефти при закачке различных агентов

Можно сделать вывод, наибольшее извлечение происходит именно при нагнетании CO_2 (рисунок 5.2.8). Невыгодным к применению в данном случае является закачка N_2.

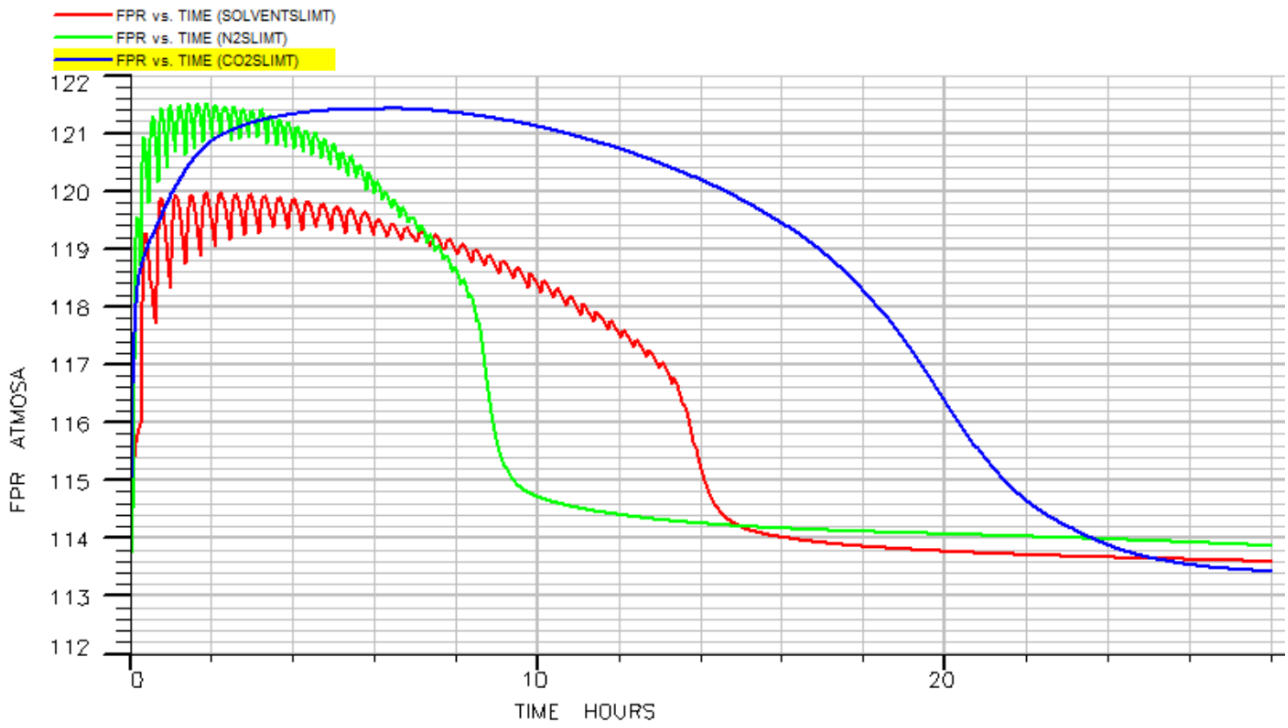


Рисунок 5.2.9 – График изменения пластового давления со временем

По графику изменения пластового давления со временем (рисунок 5.2.9) можно заметить, что во время начала закачки в пласт давление резко увеличивается. Это происходит из-за сжимаемости породы и капиллярного давления.

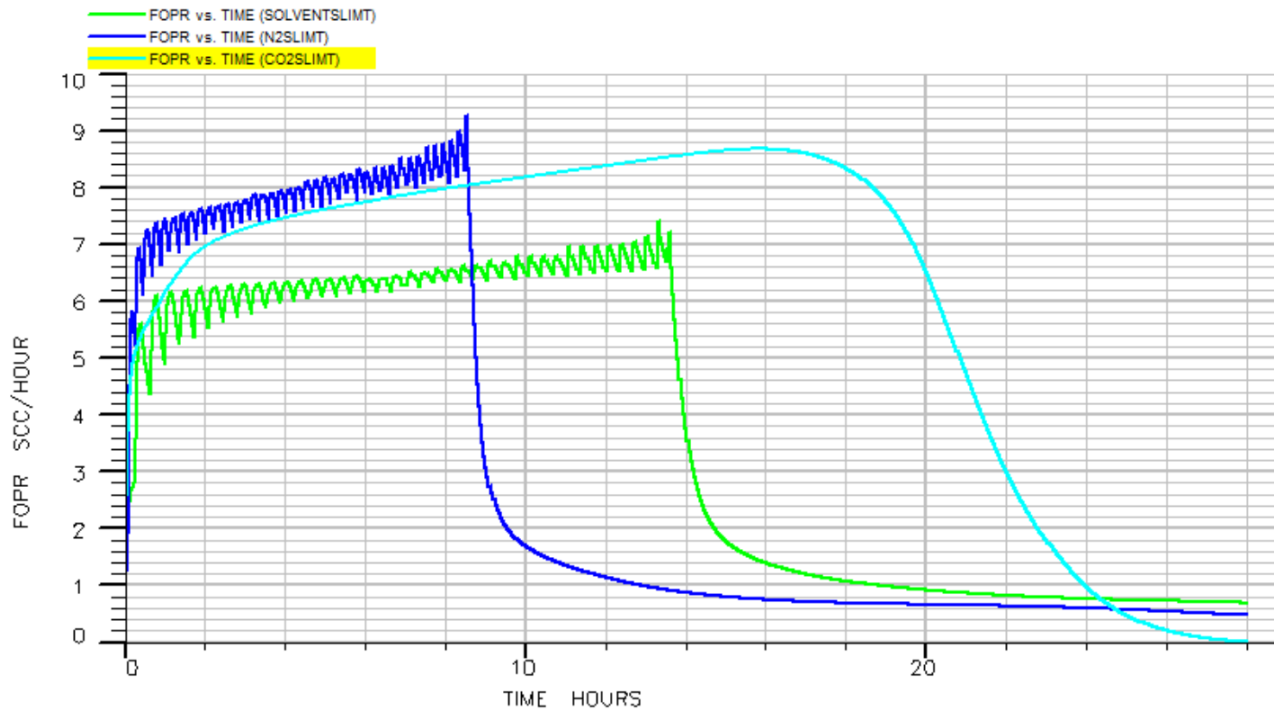


Рисунок 5.2.10 – График добычи нефти при закачке различных агентов

По данному графику (рисунок 5.2.10) видно, что наиболее оптимальная добыча происходит при закачке CO_2. Также на графике заметно, что наибольшая добыча была достигнута при закачке N_2 в первые 8 часов эксперимента.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

По итогам выполнения дипломного проекта можно сделать следующие выводы:

По математическим вычислениям было решено, что при закачке ШФЛУ с концентрацией 90% CH_4 и 10% C_2H_6 происходит многоконтактное смешивание и полное извлечение нефти.

При закачке 100% N_2 смешивание происходит при первом контакте, но полное вытеснение нефти не происходит. Это связано с тем, что закачку N_2 производят в основном на месторождениях где вязкость нефти очень высокая. Так как на месторождении Узень вязкость нефти средняя, использование данного реагента является нерентабельным.

При закачке 100% CO_2 происходит полное вытеснение нефти и смешивание происходит при первом контакте. Таким образом, CO_2 являются наилучшим вариантом для достижения максимального вытеснения нефти, с применением к нашей модели.

Из трех реагентов рентабельным будет признано использование в качестве закачиваемого агента ШФЛУ, так как использование CO_2 является дорогим методом с точки зрения экономики. Закачка же ШФЛУ может производится путем обратной закачки добытого газа с близлежащих газовых месторождений.

Зная композиционный состав нефти, пластовые условия, были построены графики двухфазной области, тройные диаграммы, 1D модель, функции потока, и были решены проблемы смешивания.

Согласно анализу методов увеличения нефтеотдачи в программе для гидродинамического моделирования Eclipse наиболее эффективным методом является смешивающееся вытеснение, так как оно дает наиболее высокие значения дебитов и коэффициента извлечения нефтеотдачи.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. В. Алварадо. Методы увеличения нефтеотдачи пластов. Планирование и стратегии применения / перевод с английского Фалалеев Б. Л. под редакцией Палия А. О. — Москва: Премиум Инжиниринг, 2011. — 244 с.

2. Сургучев М.Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи. — Москва: Недра, 1985. — 308 с.

3. Авторский Надзор За Реализацией Проектного Документа На Разработку 13-18 Горизонтов Месторождения Узень (Нефть) По Состоянию На 01.07.2018г. – АО «КазНИПИмунайгаз»

4. Larry W. Lake. Enhanced oil recovery / Society of petroleum engineers. — Остин, Техас: Prentice Hall, 1989. — 550 с.

5. Ибатуллин Р.Р. Увеличение нефтеотдачи на поздней стадии работки месторождений. Теория. Методы. Практика. / Ибрагимов Н.Г., Тахаутдинов Ф., Хисамов Р.С. — Москва. ООО Недра-Бизнесцентр, 2004. — 292 с.

6. Забродин П.И. Вытеснение нефти из пласта растворителями / П. И. Забродин, Н. Л. Раковский, Розенберг М.Д., – Москва: Недра, 1968. – 223 с.

7. BP Statistical Review of World Energy June 2017 / British Petroleum, 2018-52 с.

8. Антониади Д.Г. Увеличение нефтеотдачи пластов газовыми и парогазовыми методами. – Краснодар: Советская Кубань, 2000. – 464 с.

9. Желтов Ю.П. Разработка нефтяных месторождений: учеб. для вузов. – Москва: Недра, 1998. – 332 с.

10. Уточненный проект разработки месторождения Узень / АО КМГ. — 2016.

11. Лян Мэн Физическое Моделирование Вытеснения Нефти Газом (Растворителем) С Использованием Керновых Моделей Пласта И Slim Tube – Москва, 2016

12. Mikhail PANFILOV Physico-Chemical Hydrodynamics of Oil Recovery – Edited by the Institut Nationale Polytechnique de Lorraine, october 2011

13. Drilling Engineering. Manual / Heriot Watt University. — Edinburgh, Scotland: Heriott Watt Insitute of Petroleum Engineer`, 2005. — 572 p.

14. Лян Мэн, С.В. Антонов, А.С. Мишин, В.Н. Хлебников, В.А. Винокуров РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина, Москва, Влияние Уровня Смесимости На Физическое Моделирование Вытеснения Нефти Газом (Растворителем)

15. Ahmed Tarek. Reservoir Engineering Handbook / Ahmed Tarek. — Second edition. — Houston, Texas: Gulf Professional Publishing, 2011. — 1186 p.

16. Gas Processors Suppliers Association. GPSA Engineering Data Book / GPSA. — 13th Edition, complied and edited by Gas Processors Association. — Tulsa, Oklahoma: Global Publishing, 2012. — 908 p.

17. William D. McCain. Properties of Petroleum Fluids / William D. McCain. — Second edition. — Tulsa, Oklahoma: PennWell Books, 1990. — 528 p.

California Oil & Gas Fields // California Division of Oil, Gas and Geothermal Resources — 1998.

18 A Laboratory Investigation of Miscible Displacement by Carbon Dioxide", Rathmell, J.J., Stalkup, F.I., SPE No. 3483, 1971

19. P. Delaplace. History of Matching a Successful Polymer Flooding Pilot in Pelican Lake Heavy Oil Field (Canada) / P. Delaplace, E. Delamaide, F. Roggero, G. Renard // OnePetro. — 2013. — SPE166256

20. Delaplace. History of Matching a Successful Polymer Flooding Pilot in Pelican Lake Heavy Oil Field (Canada) / P. Delaplace, E. Delamaide, F. Roggero, G. Renard // OnePetro. — 2013. — SPE166256

21. Panait-Patrica. Suplacu de Barcau Field – A Case History of Successful In-Situ Combustion Exploitation / A. Panait-Patricia, D. Serban // OnePetro. — 2006. — SPE100346

22. E. Manrique. EOR: Current Status and Opportunities / E. Manrique, C. Thomas, R. Ravikran, M. Izadi, M. Lantz, J. Romero, V. Alvarado // OnePetro. — 2013. — SPE130113

23. J.H. Hyatt. Enhanced Oil Recovery In East Texas / J.H. Hyatt, D.A. Hutchinson // OnePetro. — 2005. — SPE93631

24. Справочное руководство Eclipse / Версия 2003A_1, Schlumberger, 2003. — 1318 с.

25. Parametric Analysis on the Determination of the Minimum Miscibility Pressure in Slim Tube Displacements", Flock, D.L. and Nouar, A., JCPT, 1984.

26. A Laboratory Investigation of Miscible Displacement by Carbon Dioxide", Rathmell, J.J., Stalkup, F.I., SPE No. 3483, 1971.

ОТЗЫВ

научного руководителя

на дипломный проект

Зурбаев А. К., Әбдуова Н.Т., Сламбек Н.Қ.

5В070800 — Нефтегазовое дело

Тема: Оценка возможности применения смешивающегося вытеснения на месторождении Узень

В дипломном проекте соблюдены все методологические требования и присутствуют все необходимые разделы в пояснительной записке и в основной части на 50 страницах.

В содержание проекта входит литературный обзор, геологическая часть, материальный баланс (функция Бакли–Леверетта), расчеты для построения тройной диаграммы, функции фракционного потока и лабораторный эксперимент.

В процессе подготовки дипломанты проявляли хорошие навыки в освоении большого объема теоретического материала, сплоченную командную работу, а также соблюдали сроки выполнения календарного графика.

Тема дипломного проекта является актуальной и ее результаты могут быть рекомендованы к применению на практике. В целом, работа была выполнена на хорошем теоретическом и практическом уровне и заслуживает высокой оценки.

Научный руководитель

Ильясова Д.А.

(должность, уч. степень, звание)

Ф.И.О.

(подпись)

«08» мая 2019 г.

Краткий отчет

Университет:	Satbayev University
Название:	Оценка возможности применения смешивающегося вытеснения на месторождении Узень_Әбдуова Н.Т., Зурбаев А. К, Сламбек Н. К..doc
Автор:	Әбдуова Н.Т., Зурбаев А.К., Сламбек Н.К.
Координатор:	Жанар Байбусинова
Дата отчета:	2019-05-06 18:33:20
Коэффициент подобия № 1:	**27,9%**
Коэффициент подобия № 2:	**13,8%**
Длина фразы для коэффициента подобия № 2:	25
Количество слов:	5 203
Число знаков:	39 999
Адреса пропущенные при проверке:	
Количество завершенных проверок:	24

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 47

>> Самые длинные фрагменты, определеные, как подобные

№	Название, имя автора или адрес гиперссылки *(Название базы данных)*	Автор	Количество одинаковых слов
1	URL_ http://earthpapers.net/razrabotka-nauchnyh-osnov-i-sposobov-osvoeniya-trudnoizvlekaemyh-zapasov-nefti-v-rezhime-smeshivayuschegosya-vytesneniya		66
2	URL_ https://www.natural-sciences.ru/ru/article/view?id=35849		65
3	URL_ https://www.natural-sciences.ru/ru/article/view?id=35849		52
4	URL_ https://www.natural-sciences.ru/ru/article/view?id=35849		51
5	URL_ https://www.fundamental-research.ru/ru/article/view?id=39486		41
6	URL_ https://www.fundamental-research.ru/ru/article/view?id=39486		40
7	URL_ https://www.natural-sciences.ru/ru/article/view?id=35849		38
8	URL_ http://earthpapers.net/razrabotka-nauchnyh-osnov-i-sposobov-osvoeniya-trudnoizvlekaemyh-zapasov-nefti-v-rezhime-smeshivayuschegosya-vytesneniya		38
9	URL_ https://stud.kz/ru/referat/show/32489		37
10	URL_ https://www.fundamental-research.ru/ru/article/view?id=39486		35

>> Документы, в которых найдено подобные фрагменты: из RefBooks

Не обнаружено каких-либо заимствований

>> Документы,содержащие подобные фрагменты: Из домашней базы данных

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

№	Название *(Название базы данных)*	Автор	Количество одинаковых слов (количество фрагментов)
1	Проектирование установки каталитического риформинга прямогонной бензиновой фракции производительностью 500000 т/год на Шымкентском нефтеперерабатывающем заводе *Satbayev University (И_Х_И)*	Ибадуллаева Азиза Жаркынбековна	68 (6)
2	Переработка цинковых концентратов месторождения «Шалкия» *Satbayev University (Г_М_И)*	Қаблақатов Ермек	15 (1)
3	Расчет электроосвещения учебных аудиторий с использованием DIALUX.docx *Satbayev University (И_И_В_Т)*	Жайықбай Бекзат	5 (1)

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

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

№	Название *(Название базы данных)*	Автор	Количество одинаковых слов (количество фрагментов)
1	Документ из базы НЭУ 51dcd8f4-12d0-40d3-af89-3932c0a80d1d.docx *NARXOZ (NEU) (Information Technology Center)*	na	22 (3)

>> Документы,содержащие подобные фрагменты: Из интернета

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

			Количество одинаковых

№	Источник гиперссылки	слов (количество фрагментов)
1	**URL_ https://www.fundamental-research.ru/ru/article/view?id=39486**	**391 (22)**
2	**URL_ https://www.natural-sciences.ru/ru/article/view?id=35849**	**385 (17)**
3	**URL_ http://earthpapers.net/razrabotka-nauchnyh-osnov-i-sposobov-osvoeniya-trudnoizvlekaemyh-zapasov-nefti-v-rezhime-smeshivayuschegosya-vytesneniya**	**206 (8)**
4	URL_ https://2dip.su/%D1%80%D0%B5%D1%84%D0%B5%D1%80%D0%B0%D1%82%D1%8B/264223/	170 (14)
5	**URL_ https://stud.kz/ru/referat/show/32489**	**116 (9)**
6	URL_ http://stud.wiki/geology/2c0a65635b3bc79b5d53a89521306d37_0.html	43 (3)
7	URL_ https://docplayer.ru/56811836-Redakcionnaya-kollegiya.html	26 (2)
8	URL_ https://wiki2.org/ru/%D0%9A%D0%B0%D0%B7%D0%B0%D1%85%D1%81%D0%BA%D0%B8%D0%B9_%D0%BD%D0%B0%D1%86%D0%B8%D0%BE%D0%BD%D0%B0%D0%BB%D1%8C%D0%BD%D1%8B%D0%B9_%D1%82	7 (1)

Copyright © Plagiat.pl 2002-2019