

МРНТИ 52.47.00, 87.53.13

<https://doi.org/10.26577/bb202510217>

Б.Х. Хусаин¹, А.Ж. Кенесары¹, К.Т. Ибраева^{2*},
Д.Н. Деликешева², А.А. Сарсенова³

¹АО «Казахский Институт Нефти и Газа», Алматы, Казахстан

²Казахский национальный исследовательский технический университет
имени К.И. Сатпаева, Алматы, Казахстан

³Казахстанско-Британский технический университет, Алматы, Казахстан
*e-mail: k.ibrayeva@satbayev.university

КОМПЛЕКСНАЯ ОЦЕНКА МЕТОДОВ ЗАКАЧКИ СМЕШИВАЮЩЕГОСЯ ГАЗА ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ И УПРАВЛЕНИЯ ВЫБРОСАМИ CO₂: СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ И УСТОЙЧИВОСТИ

В работе представлено комплексное исследование эффективности газовых методов увеличения нефтеотдачи (УН) с применением CO₂, азота и углеводородных смесей. Для оценки минимального давления смешения (ММР) были использованы как теоретические расчёты (PVTi-анализ), так и моделирование с помощью slim tube-теста, что позволило выявить существенные расхождения между методами, особенно для CO₂ и этан-содержащих смесей. Результаты показали, что CO₂ и углеводородная смесь CH₄-C₃H₈ обладают наиболее благоприятными показателями смешиваемости и позволяют достигать оптимального сочетания технологической эффективности и практической реализуемости. Дополнительно, CO₂ продемонстрировал значительные экологические преимущества за счёт возможности его долгосрочного хранения в коллекторах в рамках технологий CCS.

Для количественной оценки эффективности агентов была построена интегрированная гидродинамическая модель в связке Petrel – ECLIPSE 300, в которой учтены фильтрационно-емкостные свойства пласта и трещинная система. Результаты моделирования подтвердили превосходство CO₂ и углеводородных смесей по нефтеотдаче и устойчивости процесса. Азот, напротив, показал низкую эффективность, что связано с высокими требованиями к рабочему давлению и увеличением капитальных затрат.

Полученные данные подтверждают целесообразность использования CO₂ и оптимизированных газовых смесей для повышения эффективности разработки месторождений и снижения углеродного следа. Работа также подчёркивает необходимость дальнейших исследований по оптимизации составов газов и условий их закачки в зависимости от особенностей коллекторов.

Ключевые слова: улавливание и хранение углерода (CCS), CO₂-EOR, экологичная нефтедобыча, фазовая диаграмма, минимальное давление смешивания, низкоуглеродные технологии.

B. Khusain¹, A. Kenessary¹, K. Ibrayeva^{2*}, D. Delikesheva², A. Sarsenova³

¹JSC "Kazakh Institute of Oil and Gas", Almaty, Kazakhstan

²Kazakh National Research Technical University named after K.I. Satbayev, Almaty, Kazakhstan

³Kazakh-British Technical University, Almaty, Kazakhstan

*e-mail: k.ibrayeva@satbayev.university

Comprehensive evaluation of miscible gas injection methods for enhanced oil recovery and CO₂ emissions management: a comparative analysis of efficiency and sustainability

This study presents a comprehensive investigation into the effectiveness of gas-based enhanced oil recovery (EOR) techniques using CO₂, nitrogen, and hydrocarbon mixtures. To assess the minimum miscibility pressure (MMP), both theoretical calculations (PVTi analysis) and slim tube test simulations were employed, revealing significant discrepancies between the methods, particularly for CO₂ and ethane-containing mixtures. The results demonstrated that CO₂ and the hydrocarbon mixture CH₄-C₃H₈ exhibit the most favorable miscibility characteristics, enabling an optimal balance between technological efficiency and practical feasibility. Additionally, CO₂ demonstrated significant environmental benefits due to its potential for long-term storage in reservoirs as part of carbon capture and storage (CCS) technologies.

To quantitatively evaluate the efficiency of the injectants, an integrated hydrodynamic model was developed using the Petrel – ECLIPSE 300 coupling, which accounted for reservoir filtration-capacity properties and fracture systems. The simulation results confirmed the superiority of CO₂ and hydrocarbon mixtures in terms of oil recovery and process stability. In contrast, nitrogen exhibited low efficiency, attributed to its high operational pressure requirements and increased capital costs.

The findings support the feasibility of using CO₂ and optimized gas mixtures to improve field development efficiency and reduce carbon footprint. The study also highlights the need for further research to optimize gas compositions and injection conditions based on reservoir-specific characteristics.

Key words: carbon capture and storage (CCS), CO₂-EOR, sustainable oil production, phase diagram, minimum miscibility pressure, low-carbon technologies.

Б.Х. Хусаин¹, А.Ж. Кенесары¹, К.Т. Ибраева^{2*}, Д.Н. Деликешева², А.А. Сарсенова³

¹АҚ «Қазақ Мұнай және Газ Институты», Алматы, Қазақстан

²Қ.И. Сәтбаев атындағы Қазақ ұлттық техникалық зерттеу университеті, Алматы, Қазақстан

³Қазақстан-Британ техникалық университеті, Алматы, Қазақстан

*e-mail: k.ibrayeva@satbayev.university

Мұнайбергіштікті арттыру үшін CO₂ және басқа газ айдау әдістерін экологиялық түрде бағалау: тиімділік пен тұрақтылықтың салыстырмалы талдауы

Жұмыста CO₂, азот және көмірсутек қоспаларын пайдалана отырып, мұнайбергіштікті арттыру (EOR) үшін газ әдістерінің тиімділігін кешенді зерттеу ұсынылған. Минамалды араластыру қысымын (MMP) бағалау үшін теориялық есептеулер де (PVTi талдауы) және жіңішке құбырлы эксперименттік зерттеулерді модельдеулері қолданылды, бұл әдістер арасында, әсіресе CO₂ және этан бар қоспалар үшін айтарлықтай айырмашылықтарды анықтады. Нәтижелер CO₂ және көмірсутек қоспасы CH₄–C₃H₈ ең қолайлы араласу көрсеткіштеріне ие екенін және технологиялық тиімділік пен практикалық орындылықтың оңтайлы үйлесіміне қол жеткізуге мүмкіндік беретінін көрсетті. Сонымен қатар, CO₂ CCS технологияларындағы коллекторларда ұзақ уақыт сақталуына байланысты қоршаған ортаға айтарлықтай пайда әкелді.

Агенттердің тиімділігін сандық бағалау үшін Petrel – ECLIPSE 300 шоғырында интеграцияланған гидродинамикалық модель құрастырылды, ол қабаттың сүзу және сыйымдылық қасиеттерін және сыну жүйесін ескереді. Модельдеу нәтижелері CO₂ және көмірсутек қоспаларының мұнай беру және технологиялық тұрақтылық тұрғысынан артықшылығын растады. Азот, керісінше, жұмыс қысымының жоғары талаптары мен күрделі шығындардың артуына байланысты төмен тиімділік көрсетті.

Нәтижелер CO₂ және оңтайландырылған газ қоспаларын пайдалануды қолдайды, бұл кеніштерді игеру тиімділігін арттыру және көміртегі ізін азайтуға әкеледі. Жұмыс сонымен қатар қабаттың сипаттамаларына байланысты газ құрамы мен айдау жағдайларын оңтайландыру үшін қосымша зерттеулер жүргізу қажеттілігін көрсетеді.

Түйін сөздер: көміртекті ұстау және сақтау (CCS), CO₂-EOR, жасыл мұнай өндіру, фазалық диаграмма, минималды араластыру қысымы, төмен көміртекті технологиялар.

1. Введение

Современная нефтегазовая отрасль сталкивается с растущими вызовами, связанными с исчерпанием легкодоступных запасов нефти, необходимостью увеличения коэффициента извлечения нефти (КИН) на зрелых месторождениях и глобальными экологическими требованиями по снижению выбросов парниковых газов. В этих условиях возрастает интерес к методам увеличения нефтеотдачи (Enhanced Oil Recovery, EOR), в частности к технологиям закачки смешивающихся газов, которые обладают двойным эффектом: способствуют повышению нефтеотдачи и одновременно реализуют задачи углеродного захоронения (Carbon Capture and Storage, CCS).

Одним из наиболее эффективных и перспективных направлений является закачка смешивающихся газов (Miscible Gas Injection, MGI), обеспечивающая достижение смешения газа и нефти на молекулярном уровне. Это приводит к снижению межфазного натяжения, уменьшению вязкости нефти и увеличению её подвижности, что позволяет эффективно извлекать остаточные запасы [1]. Среди различных типов применяемых газов особое место занимает диоксид углерода (CO₂) благодаря уникальным физико-химическим свойствам: высокой растворимости в нефти, способности к её набуханию, значительному снижению вязкости и созданию условий для формирования смешивающейся системы при достижении минимального давления смешения (Minimum Miscibility Pressure, MMP) [2, 3].

Кроме повышения нефтеотдачи, технология CO₂-EOR способствует реализации стратегий по улавливанию и хранению углекислого газа (Carbon Capture and Storage, CCS). По данным [4], до 80% закачанного CO₂ может оставаться в пласте в растворённой или остаточной форме, что делает эту технологию важным инструментом в борьбе с изменением климата.

Альтернативными агентами для MGI являются азот (N₂) и углеводородные смеси (C₁, C₂, C₃). Однако их использование ограничивается как технологическими, так и экономическими факторами. Азот требует более высокого давления для достижения смешиваемости (MMP более 400 бар) [5], а эффективность углеводородных смесей варьируется в зависимости от состава нефти и геологических условий, часто уступая CO₂ [6].

Настоящая работа направлена на комплексную оценку эффективности различных инъекционных газов (CO₂, N₂, углеводородные смеси) с точки зрения их способности достигать условий смешения и обеспечивать максимальную нефтеотдачу в условиях моделируемого резервуара. Исследование включает лабораторные PVT-расчёты, определение MMP с использованием slim tube-моделирования, а также полноразмерное гидродинамическое моделирование с использованием пакета ECLIPSE. Особое внимание уделяется сравнительному анализу газов с точки зрения не только технологической эффективности, но и потенциальной экологической пользы, связанной с хранением CO₂ в геологических структурах.

Таким образом, основная цель исследования – выявить оптимальный инъекционный агент и схему закачки, которые обеспечивают наибольший прирост нефтеотдачи при достижении условий смешения и одновременно способствуют реализации задач по снижению углеродных выбросов в нефтегазовой отрасли.

Анализ научных трудов и пробелы в исследованиях

Применение CO₂ для увеличения нефтеотдачи активно исследуется с 1970-х годов, начиная с работ Холма и Йосендала [1], где впервые системно было показано, что CO₂, растворяясь в нефти, снижает её вязкость и способствует эффективному вытеснению. Эти исследования стали основой для дальнейшего развития концепции минимального давления

смешения (Minimum Miscibility Pressure, MMP) – ключевого параметра, при котором CO₂ и нефть образуют одну фазу без межфазного натяжения. Последующие работы [7, 8] подтвердили, что при достижении MMP коэффициент извлечения нефти возрастает на 15–25% по сравнению с обычной водонапорной или газонапорной разработкой.

К настоящему времени эффективность CO₂-EOR подтверждена более чем в 150 промышленных проектах [9, 10], реализованных как в Северной Америке (Sagros Unit, Weyburn, Permian Basin), так и в других регионах. В этих проектах доля извлечения остаточной нефти с помощью CO₂ составляла от 8% до 25% первоначально извлекаемых запасов. Одновременно с этим CO₂ закачивался в геологические формации, снижая углеродный след разработки.

Минимальное давление смешения (MMP) – основной технологический барьер

Большинство современных исследований подтверждает, что достижение MMP является решающим фактором успеха CO₂-EOR. Экспериментально MMP определяется методами slim tube, VIT (Vanishing Interfacial Tension) и SFE (Supercritical Fluid Extraction) [11]. Также используются численные методы – ECLIPSE, CMG-GEM и современные машинные модели (LSSVM, Random Forest) [3]. Исследования показали, что MMP зависит от:

- температуры и давления пласта [12];
- состава нефти, особенно содержания лёгких компонентов C₁–C₆ [13];
- наличия примесей в закачиваемом CO₂ (N₂, H₂S) [14];
- неоднородности коллектора и трещиноватости [5, 6].

Однако в ряде публикаций подчёркивается, что существующие эмпирические корреляции не всегда дают удовлетворительную точность для трещиноватых и карбонатных коллекторов, что требует использования полевых экспериментов и калибровки моделей [3].

Проблема гетерогенности и трещиноватости коллекторов

Несмотря на обилие исследований, большинство из них сосредоточено на слабо неоднородных песчаных коллекторах [1, 15]. Однако в реальности значительная доля остаточных запасов сосредоточена в трещиноватых карбонатных системах, где:

- происходит быстрая миграция газа по трещинам с недостаточным вовлечением порового пространства;

- закачка CO_2 сопровождается преждевременным прорывом к добывающим скважинам [4];

- процессы смешения затруднены из-за разницы масштабов проницаемости пор и трещин.

Публикации последних лет [6] начали активно учитывать трещиноватость при моделировании и проектировании смешивающихся технологий. Выводы этих работ показывают, что оптимизация технологии требует перехода от классической схемы к модифицированным вариантам WAG и SWAG с учётом параметров двойной пористости.

Альтернативные газы и их ограничения

Азот и углеводородные газы ($\text{C}_1\text{--C}_3$) рассматриваются как возможные агенты для EOR. Исследования [6, 16] показали, что:

- MMP для N_2 обычно в 1.5–2 раза выше, чем для CO_2 , что требует значительных затрат на поддержание давления;

- углеводородные смеси эффективны при наличии в нефти лёгких фракций, но чувствительны к составу и термобарическим условиям;

- N_2 и HC -газы уступают CO_2 по способности к растворению в нефти и снижению её вязкости.

Тем не менее, в некоторых сценариях (при ограничениях на использование CO_2 или в условиях с высоким содержанием лёгких нефти) углеводородные смеси могут выступать как временно эффективный вариант [17].

Комбинированные схемы закачки (WAG, SWAG, Huff & Puff)

Исследования [3, 6] однозначно подтверждают, что комбинированные схемы закачки способны:

- повысить коэффициент охвата продуктивных зон за счёт регулирования фронта смешения;

- снизить риск газового прорыва;

- улучшить эффективность вытеснения в трещиноватых и неоднородных коллекторах.

SWAG признана наиболее эффективной для условий карбонатных и трещиноватых коллекторов, что подтверждено рядом численных и полевых исследований [3]. Однако большая часть публикаций ограничивается изучением песчаных резервуаров. Для карбонатных

систем нет достаточного количества валидированных промысловых кейсов.

Проведённый анализ научных трудов позволяет сделать следующие выводы:

1. CO_2 остаётся наиболее эффективным агентом для EOR благодаря способности достигать смешения при умеренных давлениях и обеспечивать дополнительный эффект за счёт захоронения CO_2 .

2. Проблема оптимизации закачки в трещиноватые и карбонатные коллекторы остаётся актуальной и требует расширенных исследований.

3. Недостаточно количественных сравнений CO_2 , N_2 и углеводородных смесей с учётом не только нефтеотдачи, но и экономических, экологических и технологических факторов.

4. Слабо проработан вопрос интеграции CO_2 -EOR с системами CCS с учётом реальной геометрии пласта, гетерогенности и многолетнего удержания CO_2 .

Настоящее исследование восполняет эти пробелы, предлагая комплексный анализ CO_2 , N_2 и углеводородных смесей с акцентом на экспериментальное определение MMP, моделирование в ECLIPSE/Petrel и экологическую оценку.

Объект, предмет и цели исследования

Объектом исследования являются процессы смешиваемой газовой закачки в карбонатных коллекторах. Предмет исследования включает влияние MMP, состава газа и методов закачки на нефтеотдачу и углеродный баланс.

Основная цель работы – оптимизация CO_2 -EOR для максимизации добычи нефти при минимизации выбросов CO_2 . Для ее достижения решаются следующие задачи:

1. Сравнение MMP для различных газов,
2. Оценка эффективности методов закачки,
3. Анализ экологических преимуществ.

В исследовании применяются лабораторные методы (фазовые диаграммы, Slim Tube), численное моделирование (ECLIPSE 300, Petrel) и статистический анализ. Гипотеза работы предполагает, что CO_2 -EOR обеспечивает более высокую нефтеотдачу и экологическую эффективность по сравнению с альтернативами.

Практическая значимость исследования заключается в разработке рекомендаций по выбору агента закачки для карбонатных коллекторов, а его экологическая ценность – в обосновании роли CO_2 -EOR для достижения углеродной нейтральности.

Данное исследование объединяет инженерные и экологические аспекты CO₂-EOR, предлагая стратегии для устойчивой нефтедобычи в условиях энергетического перехода.

2. Материалы и методы

2.1. Ключевые этапы процесса исследования

2.1.1. Построение геологической модели в Petrel

С использованием программного обеспечения Petrel тщательно создается комплексная геологическая модель. Эта модель включает важную информацию о структуре пласта, его свойствах и характеристиках. Методология основывается на обширном наборе входных данных, включающих как исходные данные, так и результаты комплексной интерпретации.

Исходные данные состоят из следующих ключевых элементов: расположение скважин, данные каротажа, результаты трассерных исследований, записи добычи и закачки, данные керновых исследований, сейсмические данные.

Результаты интерпретации включают: данные сейсмических исследований, анализ керна, стратиграфическое расчленение, интерпретацию фаций, структурные оценки, данные по контактам флюидов, тренды, статистическую информацию по аналогам [18].

В частности, **акустический импеданс** и **плотность** служат ключевыми параметрами, характеризующими упругие свойства. Эти свойства получаются из сейсмических данных с помощью методов инверсии. Извлечение упругих свойств, таких как акустический импеданс и плотность, значительно способствует пониманию характеристик подземных пластов и позволяет проводить более детальную интерпретацию геологических формаций. Интеграция исходных и интерпретированных данных, а также извлечение упругих свойств формируют основу для последующего анализа и моделирования в процессе разведки или управления пластом [19].

2.1.2. Эксперимент PVTi для закачки газа

Проведение PVT-экспериментов (давление-объем-температура) с использованием

специализированного инструмента PVTi (Eclipse) для анализа реакции образца пласта на закачку газа. Этот этап дает ценные данные о поведении пласта при различных условиях давления, температуры и объема [20, 21].

Начальный состав флюида в пласте представлен в Таблице 1. Для изучения влияния на коэффициент извлечения нефти (КИН) выбрана комбинация трех различных газов, которые закачиваются в пласт. Этот выбор позволяет оценить последствия для динамики пласта и результатов нефтеотдачи. Состав закачиваемого газа представлен в Таблице 2.

Таблица 1 – Состав нефти в пласте

Компоненты	Z (Мольный процент)
H ₂ S	0.0006
C1	0.273
C2	0.4986
C3	0.0612
i-C4	0.015
n-C4	0.017
i-C5	0.0078
n-C5	0.0065
C6	0.0302
C7+	0.0901

2.1.3. Физико-гидродинамические расчеты

Проведение сложных расчетов, связанных с физическими и гидродинамическими характеристиками пласта. Это включает детальный анализ динамики потока флюидов, а также учет давления и температуры.

Тернарные диаграммы Гиббса, полученные в разделе PVTi, в основном используются для инженерных приложений. Теоретические соображения требуют применения декартовых тернарных диаграмм, полученных путем линейного преобразования диаграмм Гиббса. Как показано на **Рисунке 1**, две оси итогового графика представляют общую мольную долю легкого компонента (C1) и промежуточного компонента (C2). При этом доля тяжелого компонента определяется из гипотенузы прямоугольного треугольника [22].

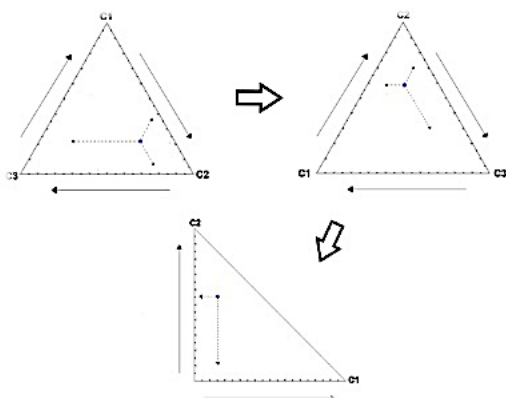


Рисунок 1 – Преобразование диаграммы Гиббса в декартову диаграмму

2.1.4. Эксперимент на тонкой трубке для определения минимального давления смешивания (ММП) с использованием Eclipse 300

Этот критически важный параметр определяет давление, при котором закачиваемый газ достигает максимальной смешиваемости с пластовыми флюидами, тем самым оптимизируя эффективность извлечения.

В эксперименте на тонкой трубке можно определить минимальный фактор смешиваемости, рассчитывая коэффициент извлечения. В ходе эксперимента задаются условия, такие как проницаемость и пористость. В отличие от реального пласта, тонкая трубка не имеет неоднородностей. Минимальное давление смешивания определяется по графику зависимости коэффициента извлечения от давления. [19, 22, 23]

Испытание в тонкой трубке (определение ММП) Тонкая трубка (slim tube) представляет собой спиралевидную трубку из нержавеющей стали с внутренним диаметром около 0,008 м и длиной от 5 до 40 м, используемую для моделирования закачки CO_2 в пласт. Трубка заполняется песком и насыщается нефтью, после чего нагревается до пластовой температуры. Регулятор обратного давления устанавливает давление в трубке, соответствующее пластовому. Чистый CO_2 закачивается с определенной скоростью для вытеснения нефти, а образцы нефти собираются с помощью фракционного коллектора.

Эксперименты проводятся при различных давлениях. Нефтеотдача увеличивается с ростом давления до достижения ММП. После достижения ММП дальнейшее повышение давления приводит к незначительному увеличению нефтеотдачи.

Метод был разработан в середине XX века, но получил широкое признание в 1980-х годах благодаря работам Холма и Йосендала [1], которые использовали его для изучения смешиваемости CO_2 и нефти в различных условиях. Испытание в тонкой трубке особенно ценно, поскольку воспроизводит динамику потока CO_2 через пористую среду, предоставляя практические данные об эффективности вытеснения. Результаты работы Холма и Йосендала [1] показали, что нефтеотдача растет с увеличением давления до достижения ММП, после чего дальнейший рост давления не приводит к существенному увеличению извлечения нефти.

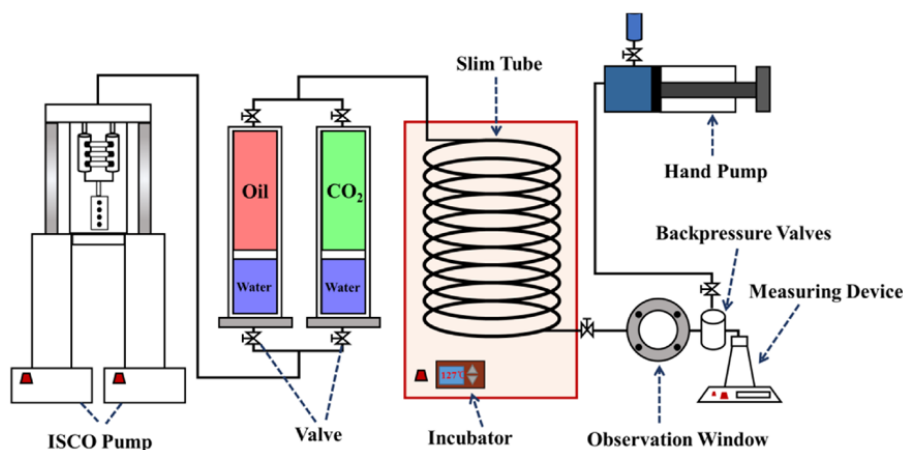


Рисунок 2 – Испытание в тонкой трубке [24]

2.1.5. Моделирование в ECLIPSE: С использованием программного обеспечения ECLIPSE для гидродинамического моделирования интегрируется геологическая модель из Petrel, включаются результаты экспериментов PVTi и другие релевантные данные. Этот ключевой этап упрощает создание численной модели, которая динамически отображает поведение пласта в различных сценариях.

В процессе выбора была определена наиболее подходящая смесь углеводородных газов (три типа). Важно отметить, что в данном случае **C1** и **диоксид углерода** закачиваются при давлении **200 бар**, тогда как для **азота** требуется значительно более высокое давление – **300 бар**.

2.2 Экспериментальная часть

2.2.1. Моделирование Slim Tube в Eclipse

Эксперимент на тонкой трубке (slim tube) – важный этап оптимизации нефтедобычи, позволяющий определить минимальное давление смешивания (ММР) – ключевой параметр для эффективного вытеснения нефти закачиваемыми газами.

Методика эксперимента:

1. Подготовка модели:

- Используется пористая среда, имитирующая пластовую породу, насыщенную нефтью.
- Закачиваются различные газы: CO_2 , N_2 и углеводородные смеси:

Смесь 1: 30% CH_4 + 70% C_2H_6 ,

Смесь 2: 40% CH_4 + 60% C_3H_8 ,

Смесь 3: 50% CH_4 + 25% C_2H_6 + 25% C_2H_8 ,
Чистый CO_2 ,

Чистый N_2 .

2. Проведение испытаний:

- Давление постепенно повышается до момента, когда коэффициент извлечения нефти (КИН) значительно возрастает.
- Точка резкого роста КИН соответствует достижению ММР, что свидетельствует о наступлении смешиваемости фаз.

Данный метод обеспечивает точное определение условий для максимальной эффективности газового вытеснения нефти. [25, 26]

Выбор этих газов и смесей основан на их способности к смешиванию с нефтью в исследуемом пласте.

Цифровое моделирование экспериментов на тонкой трубке в программном комплексе

ECLIPSE (Schlumberger) позволяет детально изучить процессы взаимодействия закачиваемых газов с пластовой нефтью. Модель представляет одномерную систему потока, разделенную на сеточные блоки с заданными характеристиками: пористостью, проницаемостью и насыщенностью флюидами.

Основные этапы моделирования:

1. Задание свойств флюидов:

- Определение характеристик пластовой нефти и закачиваемых агентов (CO_2 , N_2 , углеводородных смесей),

2. Анализ смешиваемости:

- Выявление условий фазового перехода между нефтью и закачиваемым флюидом,

3. Параметризация модели:

- Установление скорости закачки, давления, температуры и продолжительности процесса,

4. Визуализация результатов:

- Анализ фронта смешивания, определение ММР, оценка эффективности вытеснения нефти.

Данный подход обеспечивает оптимизацию методов увеличения нефтеотдачи за счет газового воздействия. [25]

2.2.2. Анализ фазового поведения

Исследование основано на декартовых тернарных диаграммах, полученных преобразованием диаграмм Гиббса (Рисунок 3). Оси координат отражают мольные доли:

- Легкий компонент (C_1),
- Промежуточный компонент (C_2),
- Тяжелый компонент (определяется расчетным путем).

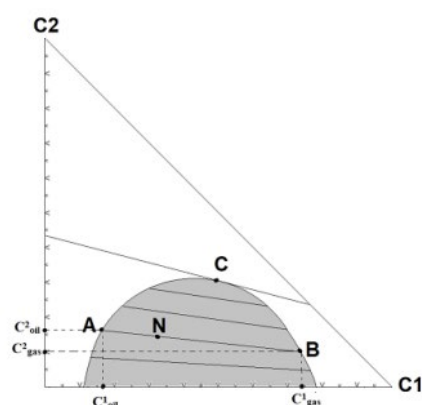


Рисунок 3 – Декартова тернарная диаграмма с внутренней структурой

Ключевые зоны диаграммы:

- Однофазное газовое состояние (высокая доля C_1),

- Однофазное жидкое состояние (преобладание тяжелого компонента),
- Сверхкритическая область (выше критической точки).

Границы двухфазной области варьируются в зависимости от давления и температуры.

Математическое описание: Конноды (линии равновесных составов) описываются уравнениями:

$$\begin{aligned} C_1 &= C_{1gas}s + C_{1oil}(1 - s), \\ C_2 &= C_{2gas}s + C_{2oil}(1 - s) \end{aligned} \quad (1)$$

где s – газонасыщенность, рассчитываемая как:

$$s = \frac{C_1 - C_{1oil}}{C_{g1} - C_{1oil}}. \quad (2)$$

Параметры α (тангенс угла наклона) и β (отрезок на оси) характеризуют фазовый состав:

$$C_2 = \alpha C_1 + \beta, \alpha = \frac{C_{2gas} - C_{2oil}}{C_{1gas} - C_{1oil}},$$

$$\beta = \frac{C_{2oil} * C_{1gas} - C_{1oil} * C_{2gas}}{C_{1gas} - C_{1oil}} \quad (3)$$

Функция распределения потока (fractional flow) анализируется через соотношение:

$$F_2 = \alpha F_1 + \beta \quad (4)$$

где F_1 – доля компонента 1 в общем потоке.

Представленные уравнения и диаграммы составляют теоретическую основу для анализа многокомпонентных систем в различных термодинамических условиях.

3. Результаты и обсуждение

На рисунке 4 представлена построенная в Petrel 3D-модель месторождения, отображающая:

- Структурные особенности пласта,
- Распределение коллекторских свойств,
- Пространственную изменчивость параметров.

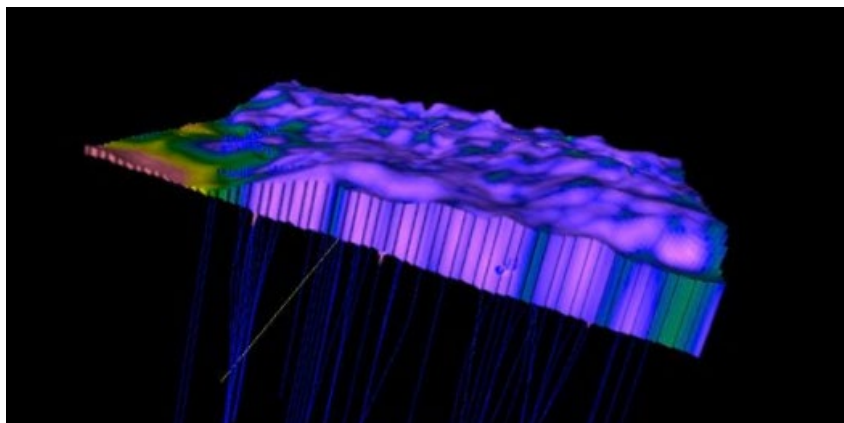


Рисунок 4 – Геологическая модель (вид спереди)

3.1. Сравнительный анализ методов определения ММР

В таблице 3 приведены сравнительные данные по минимальному давлению смешивания:

Таблица 3 – Результаты определения ММР различными методами

Инъектируемый агент	PVTi, бар	Slim Tube, бар	Отклонение
CO ₂	209.8	190	+10.4%
N ₂	419.3	410	+2.3%
30% CH ₄ + 70% C ₂ H ₆	202.2	220	-8.1%
40% CH ₄ + 60% C ₃ H ₈	189.2	190	-0.4%
50% CH ₄ + 25% C ₂ H ₆ + 25% C ₃ H ₈	206.2	210	-1.8%

3.1 Основные наблюдения при сравнении методов определения ММР

Проведённый анализ показал существенные различия между результатами, полученными с помощью методов PVTi и slim tube. Для CO_2 было установлено, что значения ММР, рассчитанные в PVTi, оказались завышены в среднем на 10,4% по сравнению с экспериментальными данными slim tube теста. Подобное расхождение объясняется тем, что метод PVTi, основанный на уравнениях состояния, не учитывает реальных физических взаимодействий нефти и газа в пористой среде, включая капиллярные силы и неоднородности пласта.

Особо выделяется случай углеводородной смеси, состоящей из 40% метана (CH_4) и 60% пропана (C_3H_8). Для этой смеси расчётные и экспериментальные значения ММР совпали практически полностью. Это свидетельствует о высокой предсказательной способности PVTi для данной системы и подтверждает корректность как теоретического, так и экспериментального подхода для данной смеси.

Иная тенденция была зафиксирована для смесей с преобладанием этана. Для них, напротив, PVTi занижает значения ММР относительно данных slim tube. Вероятно, это связано с особенностями фазового поведения этана и усиленным влиянием капиллярных эффектов в пористой среде, что не учитывается в уравнениях состояния.

3.1.1 Обоснование расхождений между PVTi и slim tube

Причины расхождений обусловлены фундаментально разной природой подходов:

- Метод PVTi строится на теоретических уравнениях состояния и не учитывает влияние реальной пористой среды, что часто приводит к отклонениям порядка 5–10% от реальных значений.

- Метод slim tube позволяет физически смоделировать процесс вытеснения в условиях, – приближенных к реальному пласту, включая эффект капиллярного давления и влияние неоднородности.

- На сегодняшний день slim tube считается промышленным стандартом и наиболее надёжным методом определения ММР, особенно при проектировании CO_2 -EOR.

3.1.2 Рекомендации по выбору агента для смешивающейся закачки

На основании полученных данных обоснован выбор оптимальных агентов для смешивающейся закачки.

1. Диоксид углерода (CO_2)

CO_2 продемонстрировал минимальное значение ММР (190 бар), что делает его наиболее эффективным агентом для реализации смешивающейся закачки. Помимо технологических преимуществ, CO_2 обладает высокой экологической значимостью, позволяя реализовать стратегию секвестрации углерода и сократить выбросы CO_2 в атмосферу.

2. Углеводородные смеси (C_1 , C_2 , C_3 в различных соотношениях)

Показали значения ММР в диапазоне от 189 до 220 бар. Они обладают высокой гибкостью за счёт возможности варьировать состав смеси в зависимости от состава нефти и пластовых условий. Такие агенты потенциально могут использоваться как альтернатива CO_2 , особенно в случае ограничений по доступности или стоимости последнего, однако требуют дополнительной оптимизации для конкретных объектов.

3. Азот (N_2)

Показал наиболее высокие значения ММР (около 410 бар), что требует существенных энергозатрат для обеспечения условий смешения. С учётом слабой растворимости в нефти, высокой чувствительности к пластовому давлению и низкой эффективности вытеснения, применение N_2 в качестве агента для смешивающейся закачки следует считать ограниченным и оправданным лишь в специфических случаях.

3.1.3 Анализ фазового поведения системы нефть–газ

Дополнительно фазовые диаграммы, полученные в ходе работы (см. рис. 5–9), наглядно подтвердили выявленные закономерности.

Для CO_2 наблюдается выраженное снижение межфазного натяжения на 30–40%, увеличение объёма нефти за счёт её набухания до 15–25%, а также снижение вязкости нефти в 1.5–2 раза, что является ключевыми механизмами повышения нефтеотдачи.

В случае азота область смешиваемости ограничена, а достижение ММР возможно лишь при давлениях свыше 400 бар. Даже при достижении этих условий эффективность вытеснения остаётся низкой, что подтверждено как по фазовым диаграммам, так и по данным моделирования.

Для углеводородных смесей результаты оказались промежуточными. Наблюдается достаточно эффективное смешение и положительное

влияние на вязкость нефти, однако требуется подбор оптимального соотношения компонентов смеси в зависимости от состава нефти.

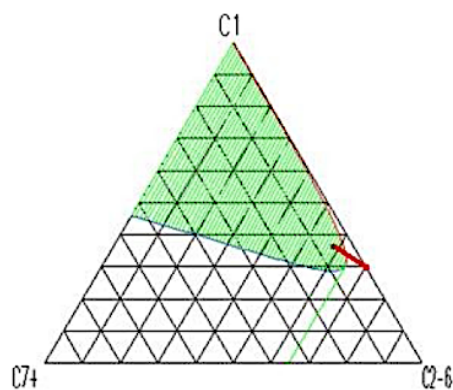


Рисунок 5 – Фазовая диаграмма смеси нефти с углеводородными газами (C1 и C2)

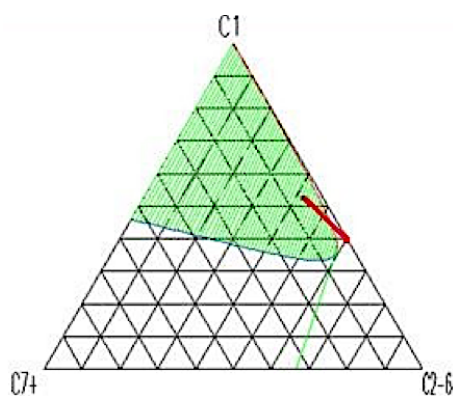


Рисунок 6 – Фазовая диаграмма смеси нефти с углеводородными газами (C1 и C3)

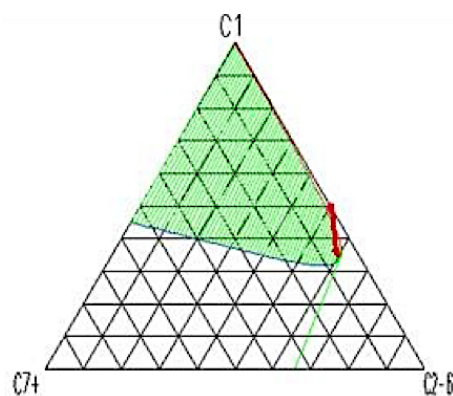


Рисунок 7 – Фазовая диаграмма смеси нефти с углеводородными газами (C1+C2+C3)

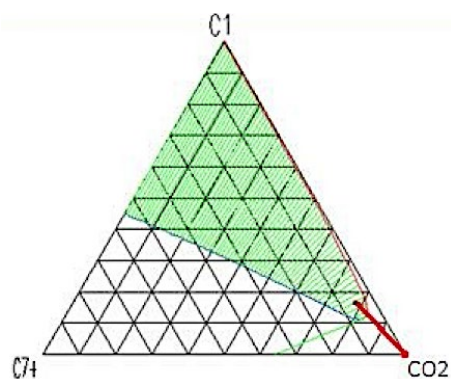


Рисунок 8 – Фазовая диаграмма смеси нефти с диоксидом углерода

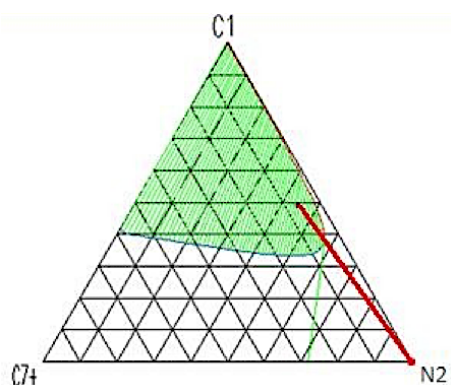


Рисунок 9 – Фазовая диаграмма смеси нефти с азотом

Представленные диаграммы наглядно демонстрируют ключевые механизмы влияния различных газов на процесс нефтеотдачи. В случае CO_2 наблюдается комплексное воздействие, включающее три основных эффекта: значительное снижение межфазного натяжения (на 30–40%), увеличение объема нефти за счет набухания (15–25%) и заметное уменьшение вязкости (в 1.5–2 раза). Что касается азота, его применение в качестве вытесняющего агента требует создания существенно более высоких давлений для достижения смешиваемости с пластовой нефтью, что ограничивает его практическое применение.

Таким образом, полученные результаты подтвердили общую тенденцию: наиболее эффективным агентом для процессов смешивающейся закачки остаётся CO_2 , в то время как применение N_2 целесообразно лишь в ограниченных условиях. Углеводородные смеси могут рассматриваться как возможная альтернатива в случае необходимости.

3.2. Методика определения ММР в Eclipse 300

Проведенное моделирование методом тонкой трубки в Eclipse 300 позволило экспериментально определить минимальное давление смешивания для пяти различных газовых составов. Методика исследования включала следующие этапы:

1. Импорт основных параметров пласта (проницаемость, пористость) в упрощенную модель, сознательно исключающую природные неоднородности реального коллектора (Рисунок 10);
2. Построение характеристических кривых “коэффициент извлечения – давление”, где:
 - По вертикальной оси откладывается коэффициент извлечения нефти,
 - По горизонтальной оси – давление закачки;
3. Анализ полученных зависимостей, где первоначальный рост коэффициента извлечения сменяется плато после достижения ММР.

Для каждого из пяти тестируемых газов были получены индивидуальные кривые, позволившие точно определить значения минимального давления смешивания. Характерной особенностью всех кривых является их поведение:

после достижения ММП дальнейшее увеличение давления не приводит к существенному росту нефтеотдачи, что подтверждает правильность определения критического давления смешивания.

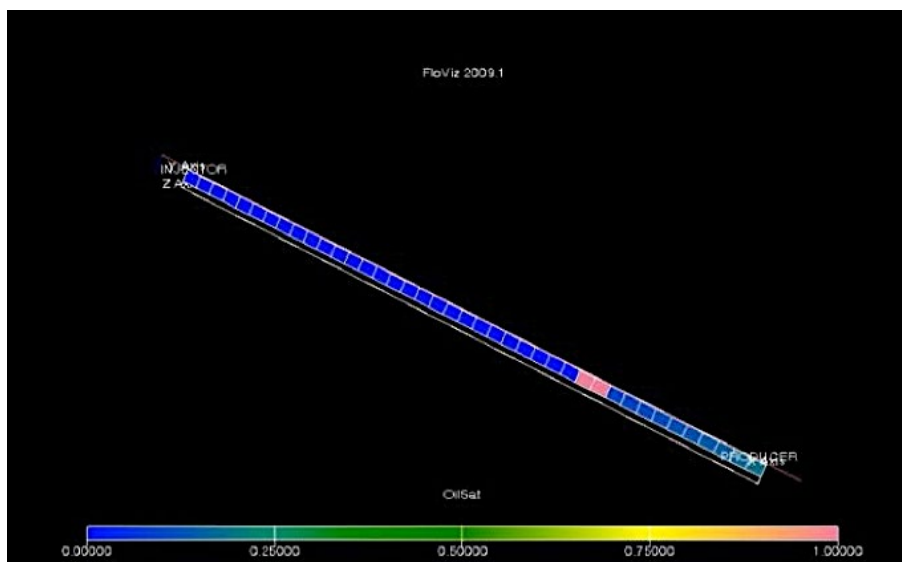


Рисунок 10 – Модель тонкой трубки в FloViz

Сравнительный анализ результатов ММП

Результаты определения минимального давления смешивания (ММП), полученные различными методами, демонстрируют высокую степень согласованности. Это подтверждает достоверность прогнозирования эффективности методов увеличения нефтеотдачи (УН). Наибольшую эффективность показали CO_2 и Смесь 1, что делает их наиболее перспективными агентами для УН (Рисунок 11). Несмотря на лучшие теоретические показатели Смесь 2 по ММП, предпочтение отдается CO_2 и Смесь 1 благодаря оптимальному сочетанию нефтеотдачи и практичности применения.

Ключевые преимущества выбранных агентов включают:

- **Технологическую готовность:** CO_2 имеет отработанную систему применения,
- **Экономическую целесообразность:** доступная стоимость и инфраструктура,
- **Экологичность:** возможность улавливания и хранения углерода.

Такой многофакторный анализ подтверждает обоснованность выбора CO_2 и Смесь 1 в качестве оптимальных решений для повышения нефтеотдачи, сочетающих технические, экономические и экологические преимущества.

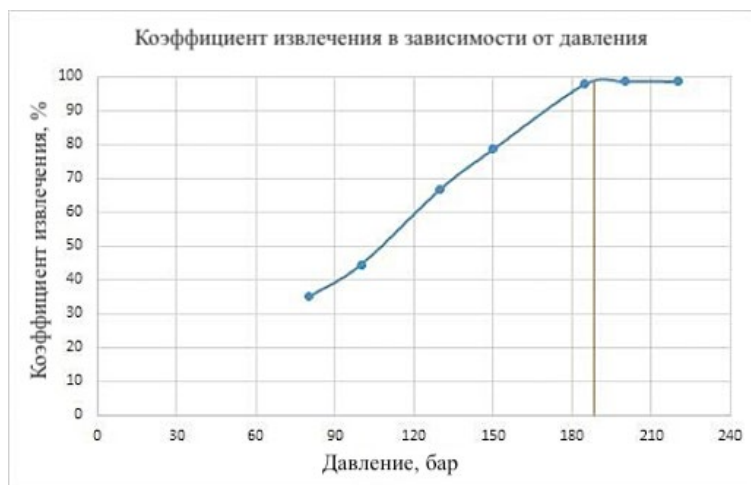


Рисунок 11 – Результаты ММР для CO_2



Рисунок 12 – Результаты ММР для N_2

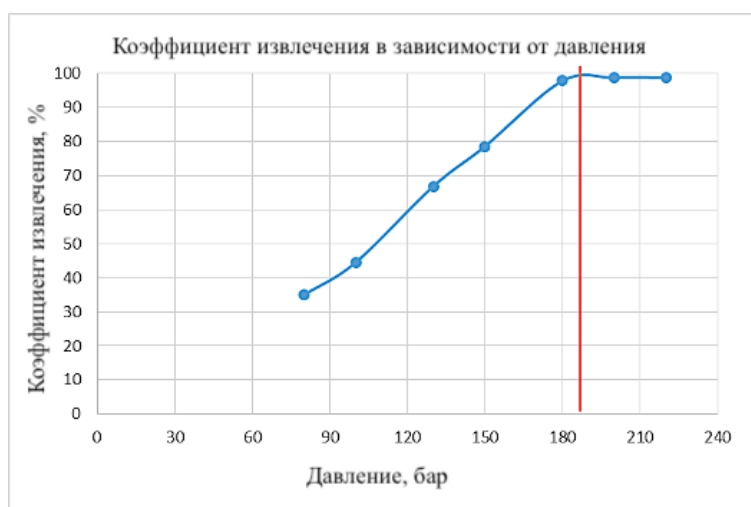


Рисунок 13 – Результаты ММР для Смеси 1 (C_1+C_2)

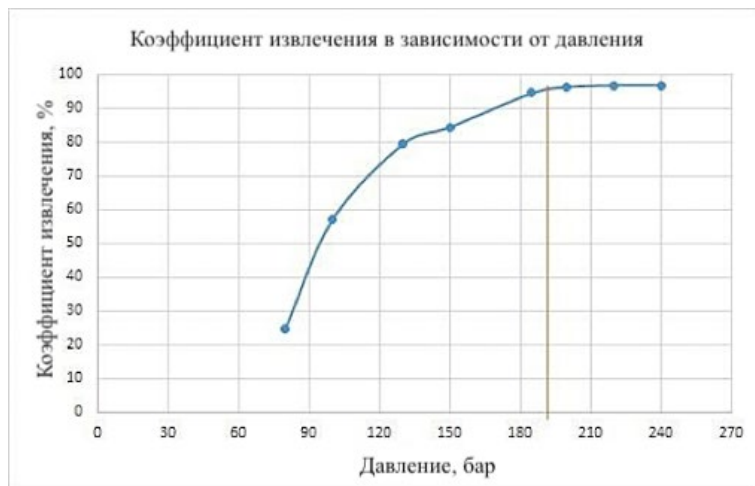


Рисунок 14 – Результаты ММР для Смеси 2 (C1+C3)

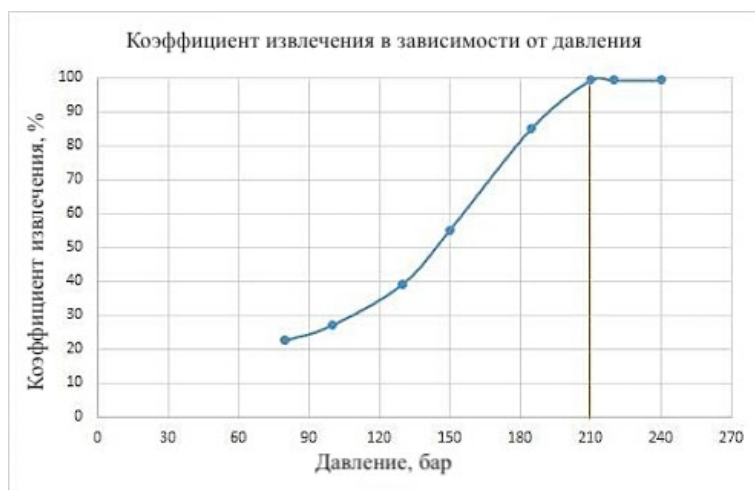


Рисунок 15 – Результаты ММР для Смеси 3 (C1+C2+C3)

Проведённый графический и количественный анализ минимального давления смешения (ММР) показал чёткие различия между исследованными агентами. Наиболее благоприятные показатели смешиваемости были зафиксированы при применении CO_2 и углеводородных смесей. Эти газы обеспечили достижение смешиваемости при сравнительно низких давлениях, что напрямую повлияло на эффективность процессов увеличения нефтеотдачи. В противоположность этому, азот (N_2) показал наихудшие результаты – его ММР существенно превышало значения, полученные

для CO_2 и углеводородных смесей, что обусловило низкую эффективность при вытеснении нефти.

При анализе добычных показателей наблюдалась схожая тенденция. Закачка азота сопровождалась наименьшим приростом добычи и худшими показателями по динамике извлечения нефти. В то время как как CO_2 , так и углеводородная смесь №1 (40% CH_4 + 60% C_3H_8) обеспечили практически одинаково высокие результаты, показав сопоставимые объёмы извлечённой нефти и стабильность во времени.

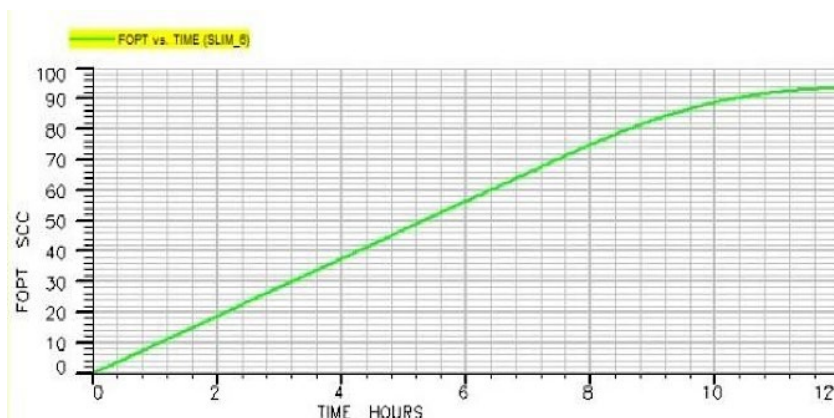


Рисунок 16 – Общая добыча нефти при закачке CO₂

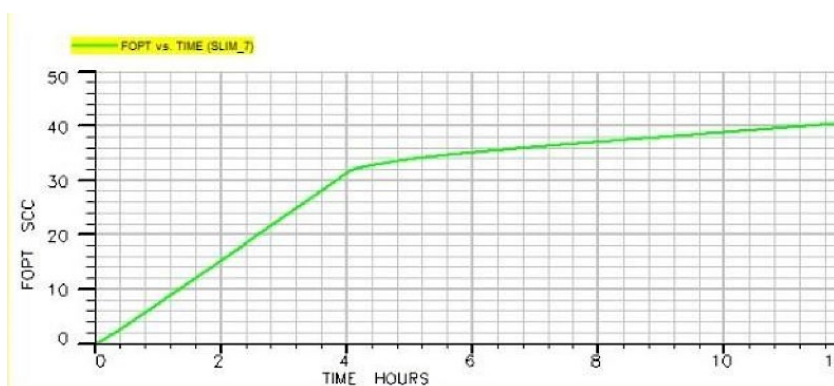


Рисунок 17 – Общая добыча нефти при закачке N₂

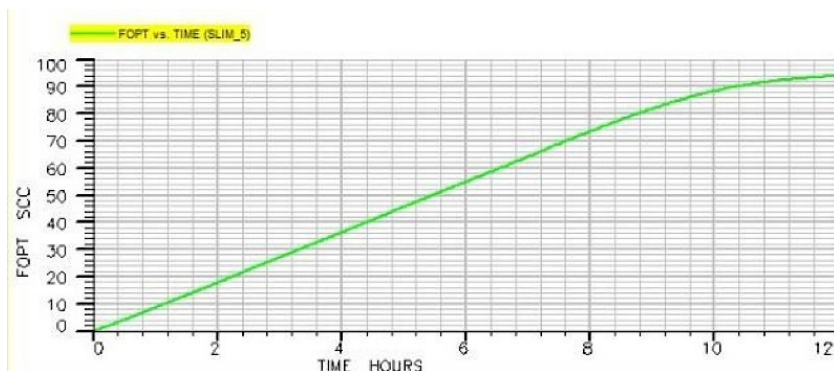


Рисунок 18 – Общая добыча нефти при закачке Смесь 1

Интегрированное моделирование в ECLIPSE

В рамках исследования была выполнена интеграция геологической модели, созданной в Petrel, с гидродинамическим симулятором ECLIPSE 300 для моделирования процессов газовой закачки. В модели были учтены филь-

трационно-ёмкостные свойства пласта и трещинная система, что позволило более реалистично воспроизвести особенности движения флюидов.

Выбор ECLIPSE 300 объясняется его способностью моделировать динамику фазовых переходов и изменения состава флюидов при закачке газа. Для CO₂ и углеводородной смеси

№1 закачка проводилась при давлении 200 бар, что соответствовало достигнутому значениям ММР. Для азота, из-за его высокого ММР, закачка осуществлялась при повышенном давлении – 300 бар.

Результаты моделирования подтвердили низкую эффективность азота. Его применение

сопровождалось меньшим приростом добычи и потребовало значительных затрат на поддержание необходимого давления. На этом фоне CO_2 и углеводородные смеси показали гораздо лучшие результаты, что подтверждает ограниченность применения N_2 в современных проектах EOR.

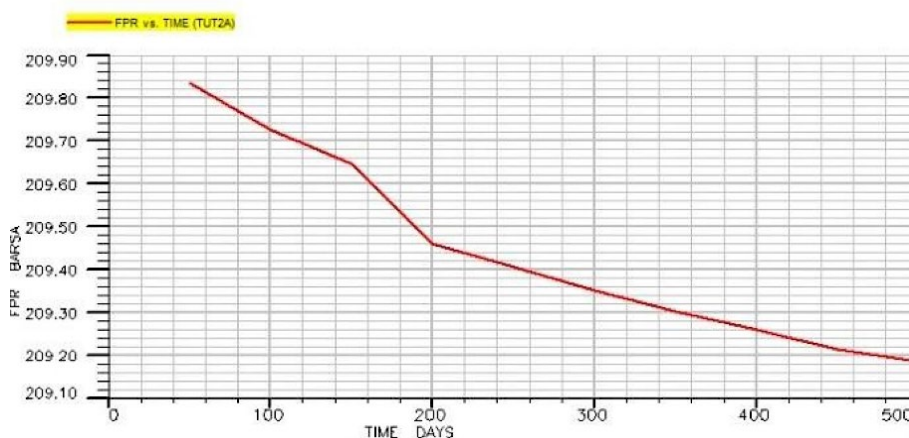


Рисунок 19 – Профиль пластового давления для УВ газа (Смесь 1)

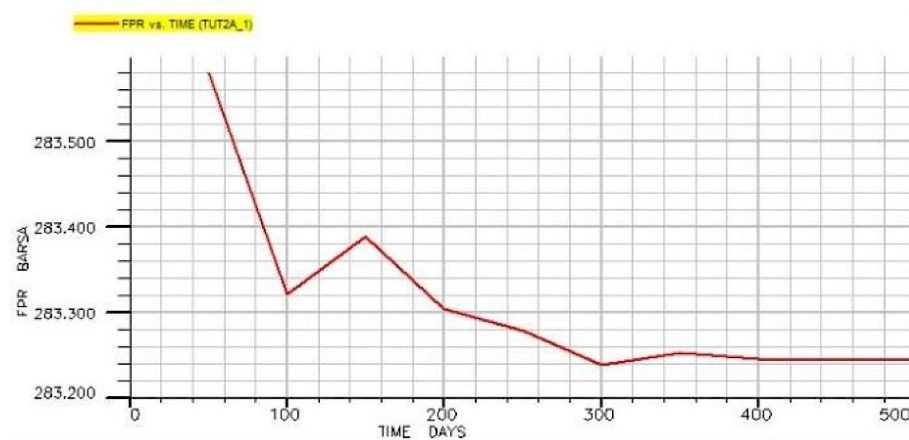


Рисунок 20 – Профиль пластового давления для CO_2

Анализ динамики пластового давления

Динамика пластового давления при закачке различных газовых агентов представлена на рисунках 19 и 20. Для углеводородной смеси (рисунок 19) наблюдался устойчивый нисходящий тренд с плавной и стабильной динамикой снижения давления. Это указывает на умеренное и равномерное вытеснение нефти без резких фронтов газа.

В случае закачки CO_2 (рисунок 20) общий тренд также характеризуется снижением пластового давления, однако в процессе отмечаются незначительные флуктуации. Подобные колебания могут быть связаны с более интенсивным и локализованным воздействием газа, что обычно ассоциируется с активным вытеснением нефти, проникновением газа в трещиноватые зоны или в зоны с высокой проницаемостью.

Интерпретация полученных зависимостей показала, что плавная динамика давления, характерная для углеводородной смеси (рисунок 19), отражает менее агрессивное воздействие на пласт по сравнению с CO_2 . В то время как наличие флуктуаций в динамике давления при закачке CO_2 (рисунок 20) свидетельствует о более эффективном вовлечении остаточной нефти, что подтверждает его высокую эффективность в условиях исследуемого коллектора.

Таким образом, сравнение поведения агентов по динамике давления позволило не только оценить эффективность вытеснения, но и выявить особенности взаимодействия газа с неоднородностями пласта. Эти результаты имеют практическую ценность для оптимизации схем закачки и выбора агента с учётом геолого-физических условий месторождения.

Заключение

Проведённое исследование подтвердило эффективность применения смешивающейся газовой закачки для увеличения нефтеотдачи. Результаты сравнения показали, что наилучшие технологические показатели были достигнуты при использовании CO_2 и углеводородной смеси $40\% \text{CH}_4 + 60\% \text{C}_3\text{H}_8$. Эти агенты обеспечили не только высокие коэффициенты извлечения нефти, но и относительно низкие значения минимального давления смешения (ММР). В частности, для CO_2 ММР составило 190 бар в slim tube испытании против 209,8 бар, рассчитанных методом PVTi. Смесь $\text{CH}_4\text{--C}_3\text{H}_8$ продемонстрировала практически полное совпадение расчётных и экспериментальных данных, что подтверждает её стабильность и предсказуемость поведения.

Применение CO_2 обладает дополнительным важным преимуществом – возможностью долговременного геологического хранения закачиваемого газа в коллекторе. Это превращает CO_2 -EOR в не только технологически эффективную, но и экологически устойчивую технологию, позволяя реализовать принципы декарбонизации и соответствовать глобальным климатическим

требованиям. Показано, что закачка CO_2 приводит к снижению вязкости нефти в 1,5–2 раза, увеличивает её объём на 15–25%, а также снижает межфазное натяжение на 30–40%, что значительно улучшает вытеснение нефти.

В то же время, углеводородные смеси показали гибкость в настройке состава в зависимости от свойств нефти и условий пласта. Например, смеси с преобладанием этана характеризуются более высокой чувствительностью к капиллярным и фазовым эффектам, что отражается в расхождении между результатами PVTi и slim tube.

Азот показал ограниченную применимость для рассматриваемых условий. При значении ММР, достигающем 410 бар, его применение требует создания высоких давлений закачки и приводит к существенным капитальным затратам, что ограничивает эффективность данной технологии в большинстве карбонатных и трещиноватых коллекторов.

Таким образом, оптимальным агентом для смешивающейся закачки в условиях исследуемого коллектора является CO_2 , как с точки зрения нефтеотдачи, так и с позиции экологии. Углеводородные смеси могут быть применимы в качестве альтернативы, однако требуют дополнительной оптимизации под конкретные особенности пласта. Азот, учитывая результаты экспериментов, может применяться лишь в специфических условиях с высок

Конфликт интересов

Все авторы прочитали и ознакомлены с содержанием статьи и не имеют конфликта интересов.

Источник финансирования

Работа выполнена при финансовой поддержке по программе целевого финансирования МОН РК ИРН BR21882241 «Исследование и разработка комплексной системы улавливания и хранения CO_2 на промышленных объектах Республики Казахстан для сокращения выбросов парниковых газов»

Литература

1. Holm L. W., Josendal V. A. Mechanisms of oil displacement by carbon dioxide // *Society of Petroleum Engineers Journal*. – 1982. – Vol. 22(6) – P. 883–898.
2. Ning Z. The effect of CO₂ on crude oil viscosity reduction // *Fuel*. – 2011. – Vol. 90(2). – P. 898–905.
3. Cai H., Li P., Zhang J., Zhang L., Liu W. Experimental study on CO₂ flooding using nuclear magnetic resonance (NMR) technique in Chang72 Formation, China // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2021. – Vol. 196. – P. 167–182.
4. Eke P. E., Naylor M., Curtis A., Haszeldine R. S. CO₂-Enhanced Oil Recovery: Challenges and opportunities for monitoring, verifying and accounting for CO₂ storage // *International Journal of Greenhouse Gas Control*. – 2011. – Vol. 5(1). – P. 125–134.
5. Kristanto D., Awang M. B., Hossain M. E. Evaluation of miscible CO₂ injection in KMJ Layer of HKY Field // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2023. P. 210.
6. Chen Y., Liu J., Liu C., Zhao Y. Enhanced oil recovery in Lunnan Oilfield by alternate CO₂–water injection // *Energy*. – 2023. – Vol. 266. – P. 126–153.
7. Jarrell P. M., Fox C. E., Stein M. H., Webb, S. L. Practical Aspects of CO₂ Flooding. Society of Petroleum Engineers. – 2002.
8. Lake, L. W., & Walsh, M. P. Enhanced Oil Recovery // In *Petroleum Engineering Handbook*. Society of Petroleum Engineers. – 2008. – Vol. 5.
9. Verma M. K. Fundamentals of Carbon Dioxide-Enhanced Oil Recovery (CO₂-EOR) // *U.S. Geological Survey*. – 2015.
10. Perry K. M., Miller, B. M. CO₂-EOR: Current Status and Future Prospects. // *Oil & Gas Journal* – 2010. -Vol. 108(15). -P. 55-62.
11. Rao D. N. Gas injection EOR: A new field-proven approach for effective IOR and CO₂ sequestration // *Journal of Canadian Petroleum Technology*. – 2001. – Vol. 40(11). – P. 18–23.
12. Zhang L., Yang D. Effect of oil composition on the phase behavior and properties of CO₂/oil systems // *Fuel*. – 2014. -Vol. 121. – P. 1-10.
13. Ahmadi M. A., Zendehboudi S., James L. A. A reliable strategy to calculate minimum miscibility pressure of CO₂-oil system in miscible gas flooding processes // *Fuel*. – 2017.
14. Dargahi-Zarandi A., Hemmati-Sarapardeh A., Shateri M., Menad N. A., Ahmadi M. *Modeling minimum miscibility pressure of pure/impure CO₂-crude oil systems using adaptive boosting support vector regression: Application to gas injection processes* // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2019.
15. Rogers J. D., Grigg R. B. A literature analysis of the WAG injectivity abnormalities in the CO₂ process // *Society of Petroleum Engineers*. – 2000.
16. Han D. Gu Y. Wettability alteration of oil-wet sandstone by crude oil/brine/CO₂ interactions during CO₂ flooding // *Fuel*. – 2014. -Vol. 117. P. 570-578.
17. Oyejide A., James A., Sam D. Comparative Analysis of WAG and SWAG Injection Schemes in Offshore Reservoirs // *SPE Nigeria Annual International Conference and Exhibition*. – 2019.
18. Alqahtani M. Innovative method to determine minimum miscibility pressure for gas injection processes: CO₂ flooding // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2021. – Vol. 197. -P. 107–140.
19. Dandekar A. Y., Sharma M. M. A compositional simulation study of miscible gas injection in heterogeneous reservoirs // *SPE Reservoir Engineering* – 1994. – Vol. 9(1). – P. 25–34.
20. Al-Attar H.H., Al-Khafaji A.H., Flori, R.E., Al-Jawad M.S., Al-Hadithi A.I. Enhanced Oil Recovery (EOR) by Miscible CO₂ and Water Flooding of Asphaltenic and Non-Asphaltenic Oils // *Energies* – 2009. – Vol. 2. – P. 714–737.
21. Chandra S., Aziz P., Naufal M., Daton W. Well Integrity Study for CO₂ WAG Application in Mature Field X, South Sumatra Area for the Fulfillment as CO₂ Sequestration Sink // *Scientific Contributions Oil and Gas*. – 2021.
22. Hamouda A. A., Sidra C. Miscible CO₂ Flooding for EOR in the Presence of Natural Gas Components in Displacing and Displaced Fluids // *Energies* 11. – 2018. – Vol. 2. – P. 391.
23. Deng M. Experimental study of huff-n-puff CO₂ foam flooding for enhanced oil recovery // *Journal of Petroleum Science and Engineering* – 2021. – Vol. 199 – P. 108–138.
24. Su Y. The Influence of Slim Tube Length on the Minimum Miscibility Pressure of CO₂ Gas–Crude Oil Systems // *Processes*. – 2024. -Vol. 12(4). – P. 650.
25. Mohammadzadeh B. Experimental investigation of nanoparticle-stabilized CO₂ foam for enhanced oil recovery // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2021. – Vol.198. – P. 108–301.
26. Li R. A systematic investigation on the performance of CO₂-based enhanced oil recovery in tight oil reservoirs through experimental and numerical simulation studies // *Journal of Natural Gas Science and Engineering*. – 2021. – Vol. 91. -P. 104–023.

References

1. Ahmadi, M. A., Zendehboudi, S., & James, L. A. (2017) A reliable strategy to calculate minimum miscibility pressure of CO₂-oil system in miscible gas flooding processes. *Fuel*.
2. Al-Attar H.H., Al-Khafaji A.H., Flori, R.E., Al-Jawad M.S., Al-Hadithi A.I. (2009) Enhanced Oil Recovery (EOR) by Miscible CO₂ and Water Flooding of Asphaltenic and Non-Asphaltenic Oils. *Energies*, vol. 2, pp. 714–737.
3. Alqahtani M. (2021) Innovative method to determine minimum miscibility pressure for gas injection processes: CO₂ flooding. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, vol. 197, pp. 107–140.

4. Cai H., Li P., Zhang J., Zhang L., Liu W. (2021) Experimental study on CO₂ flooding using nuclear magnetic resonance (NMR) technique in Chang72 Formation, China. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, vol. 196, pp. 167–182.
5. Chandra S., Aziz P., Naufal M., Daton W. (2021) Well Integrity Study for CO₂ WAG Application in Mature Field X, South Sumatra Area for the Fulfillment as CO₂ Sequestration Sink // Scientific Contributions Oil and Gas.
6. Chen Y., Liu J., Liu C., Zhao Y. (2023) Enhanced oil recovery in Lunnan Oilfield by alternate CO₂–water injection. *Energy*, vol. 266, pp. 126–153.
7. Dandekar A. Y., Sharma M. M. (1994) A compositional simulation study of miscible gas injection in heterogeneous reservoirs. *SPE Reservoir Engineering*, vol. 9(1), pp. 25–34.
8. Dargahi-Zarandi A., Hemmati-Sarapardeh A., Shateri M., Menad N. A., Ahmadi M. (2019) Modeling minimum miscibility pressure of pure/impure CO₂-crude oil systems using adaptive boosting support vector regression: Application to gas injection processes. *Journal of Petroleum Science and Engineering*.
9. Deng M. (2021) Experimental study of huff-n-puff CO₂ foam flooding for enhanced oil recovery. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, vol. 199, pp. 108–138.
10. Eke P. E., Naylor M., Curtis A., Haszeldine R. S. (2011) CO₂-Enhanced Oil Recovery: Challenges and opportunities for monitoring, verifying and accounting for CO₂ storage. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, vol. 5(1), pp. 125–134.
11. Hamouda A. A., Sidra C. (2018) Miscible CO₂ Flooding for EOR in the Presence of Natural Gas Components in Displacing and Displaced Fluids. *Energies* 11, vol. 2, pp. 391.
12. Han, D. & Gu, Y. (2014) Wettability alteration of oil-wet sandstone by crude oil/brine/CO₂ interactions during CO₂ flooding. *Fuel*, vol. 117, pp. 570–578.
13. Holm L. W., Josendal V. A. (1982) Mechanisms of oil displacement by carbon dioxide. *Society of Petroleum Engineers Journal*, vol. 22(6), pp. 883–898.
14. Jarrell, P. M., Fox, C. E., Stein, M. H., & Webb, S. L. (2002) Practical Aspects of CO₂ Flooding. *Society of Petroleum Engineers*.
15. Kristanto, D., Awang, M. B., & Hossain, M. E. (2023) Evaluation of miscible CO₂ injection in KMJ Layer of HKY Field. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, vol. 210, 109820.
16. Lake, L. W., & Walsh, M. P. (2008) Enhanced Oil Recovery. In *Petroleum Engineering Handbook*. Society of Petroleum Engineers, vol. 5.
17. Li R. (2021) A systematic investigation on the performance of CO₂-based enhanced oil recovery in tight oil reservoirs through experimental and numerical simulation studies. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, vol. 91, pp. 104–203.
18. Mohammadzadeh B. (2021) Experimental investigation of nanoparticle-stabilized CO₂ foam for enhanced oil recovery. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, vol. 198, pp. 279–301.
19. Ning Z. (2011) The effect of CO₂ on crude oil viscosity reduction. *Fuel*, vol. 90(2), pp. 898–905.
20. Oyejide, A., James, A., & Sam, D. (2019) Comparative Analysis of WAG and SWAG Injection Schemes in Offshore Reservoirs. *SPE Nigeria Annual International Conference and Exhibition*.
21. Perry, K. M., & Miller, B. M. (2010) CO₂-EOR: Current Status and Future Prospects. *Oil & Gas Journal*, vol. 108(15), pp. 55–62.
22. Rao D. N. (2001) Gas injection EOR: A new field-proven approach for effective IOR and CO₂ sequestration. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, vol. 40(11), pp. 18–23.
23. Rogers, J. D., & Grigg, R. B. (2000) A literature analysis of the WAG injectivity abnormalities in the CO₂ process. *Society of Petroleum Engineers*.
24. Su Y. (2024) The Influence of Slim Tube Length on the Minimum Miscibility Pressure of CO₂ Gas–Crude Oil Systems. *Processes*, vol. 12(4), pp. 650.
25. Verma M. K. (2015) Fundamentals of Carbon Dioxide-Enhanced Oil Recovery (CO₂-EOR). *U.S. Geological Survey*.
26. Zhang, L., & Yang, D. (2014) Effect of oil composition on the phase behavior and properties of CO₂/oil systems. *Fuel*, vol. 121, pp. 1–10.

Information about authors:

Khusain Bolatbek – candidate of technical science, scientific adviser, JSC “Kazakh Institute of Oil and Gas” (Kazakhstan, Almaty, email: b.khusain@ifee.kz)

Kenessary Abzal – Master, deputy director for Geology, Development and R&D Projects, JSC “Kazakh Institute of Oil and Gas” (Kazakhstan, Almaty, email: a.kenessary@king.kz)

Ibrayeva Korlan – PhD student and Assistant at the Department of Petroleum Engineering, Kazakh National Research Technical University named after K.I. Satbayev (Kazakhstan, Almaty, email: k.ibrayeva@satbayev.university)

Delikesheva Dinara – Master, senior lecturer, Kazakh National Research Technical University named after K.I. Satbayev (Kazakhstan, Almaty, email: d.delikesheva@satbayev.university)

Sarsenova Adel – Senior Lecturer, Kazakh-British Technical University (Kazakhstan, Almaty, email: a.sarsenova@king.kz)

Информация об авторах:

Хусаин Болатбек – кандидат технических наук, научный руководитель, АО «Казахский Институт Нефти и Газа» (Республика Казахстан, г. Алматы, email: b.khusain@ifee.kz)

Кенесары Абзал – магистр, заместитель директор по геологии, разработке и проектам НИОКР, АО «Казахский Институт Нефти и Газа» (Республика Казахстан, г. Алматы, email: a.kenessary@king.kz)

Ибраева Корлан – докторант и ассистент кафедры “Нефтяная инженерия”, Казахский национальный исследовательский технический университет имени К. И. Сатпаева (Республика Казахстан, г. Алматы, email: k.ibrayeva@satbayev.university)

Деликешева Динара – магистр, старший преподаватель, Казахский национальный исследовательский технический университет имени К. И. Сатпаева (Республика Казахстан, г. Алматы, email: d.delikesheva@satbayev.university)

Сарсенова Адель – сениор лектор, Казахстанско-Британский технический университет (Республика Казахстан, г. Алматы, email: a.sarsenova@king.kz)

Поступило 21 октября 2024 года
Повторно загружено 15 февраля 2025 года
Принято 20 февраля 2025 года