

**ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ
ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«РОССИЙСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ НЕФТИ И ГАЗА
(НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ) ИМЕНИ
И.М. ГУБКИНА»**

На правах рукописи

ЛЯН МЭН

**ФИЗИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ВЫТЕСНЕНИЯ НЕФТИ
ГАЗОМ (РАСТВОРИТЕЛЕМ) С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ
КЕРНОВЫХ МОДЕЛЕЙ ПЛАСТА И SLIM TUBE**

Специальность

25.00.17 – разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений
(технические науки)

Диссертация на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Научный руководитель:
Доктор технических наук, профессор
В.Н. Хлебников

Москва — 2016

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	4
Глава 1 ЛИТЕРАТУРНЫЙ ОБЗОР	8
1.1 Механизмы взаимодействия нефти с флюидами и породой.....	8
1.1.1 Снижение вязкости нефти	8
1.1.2 Набухание нефти.....	10
1.1.3 Снижение межфазного натяжения.....	11
1.1.4 Образование отложений асфальтенов	13
1.1.5 Взаимодействие нагнетаемого газа с горными породами.....	14
1.2 Режим вытеснения нефти газом (растворителем).....	16
1.3 Основные типы газовых технологий добычи нефти и повышения нефтедачи пластов	26
1.3.1 Водогазовое воздействие	28
1.3.2 Закачивание газа с пеной.....	29
1.3.3 Циклическая закачка газа (Huff-N-Puff process)	30
1.3.4 Технология термогазового воздействия на пласт	31
1.4 Проблемы физического моделирования вытеснения нефти смешивающимися агентами	34
Глава 2 МЕТОДИКА ЭКСПЕРИМЕНТА.....	39
2.1 Подготовка флюидов.....	39
2.2 Методика подготовки и проведения экспериментов с использованием slim-tube .	44
2.3 Методики проведения экспериментов с использованием составных керновых моделей пласта	48
Глава 3 ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ	55
3.1 Исследование вытеснения нефти из моделей пласта усть-кутского горизонта Северо-Могдинского месторождения с использованием слим-модели пласта	55
3.2 Исследование вытеснения нефти при закачке метана, азота, ПНГ и углекислоты с использованием составных керновых моделей пласта Северо-Могдинского месторождения	65
3.3 Результаты тестирования нефтewытесняющей способности ПНГ и модели газа ТГВ с использованием слим-моделей пласта в термобарических условиях Приобского месторождения.....	73

3.4 Вытеснение нефти ПНГ из моделей пласта Восточно-Перевального месторождения	76
Глава 4 ОБСУЖДЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ.....	79
4.1. Сопоставление результатов вытеснения нефти газовыми агентами из линейных керновых и слим-моделей пласта (slim tube)	79
4.2. Оценка нефтевытесняющей способности газового агента - продукта внутрипластовой трансформации воздуха при термогазовом методе добычи нефти	88
4.3 Влияние погребенной воды на вытеснение нефти из слим-модели пласта	94
ВЫВОДЫ.....	97
СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ	97
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	100

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы. Нефть является основным источником энергии и сырьем для нефтехимической промышленности. Основным методом добычи нефти является заводнение. «Истощенные» пласты после заводнения содержат 50-90 % начальных запасов нефти (среднее значение проектного КИН около 32-33 %). Заводнение не обеспечивает высокой степени извлечения нефти и не применимо в условиях плотных коллекторов, для добычи сланцевой нефти и т.п.

Из низкопроницаемого коллектора возможно эффективно вытеснить нефть только при использовании маловязкого вытесняющего флюида, значительного снижения или полного подавления капиллярных сил (низкое или сверхнизкое поверхностное натяжение на границе нефть/вытесняющий агент). В процессе вытеснения нефти не должна снижаться проницаемость коллектора, например, за счет набухания глинистых компонентов породы, отложения солей, выпадения АСПО и т.п. Для эффективного вытеснения нефти из низкопроницаемых коллекторов наиболее подходят газовые агенты. Газовые технологии также позволяют повысить степень извлечения нефти из заводненных «истощенных» пластов нефтяных месторождений на поздней стадии их разработки. Таким образом, арсенал методов добычи нефти необходимо дополнить газовыми агентами и растворителями для повышения нефтеотдачи и добычи трудноизвлекаемых запасов нефти. Предпринятые в последнее время усилия по снижению объемов попутно-добываемого нефтяного газа (ПНГ) вынуждают нефтяников также обратиться к технологии обратной закачки этого агента в нефтяной пласт.

При разработке и проектировании газовых технологий добычи нефти важным вопросом является определение условий (уровня) смесимости закачиваемого газа и пластовой нефти, как фактора, определяющего эффективность вытеснения нефти из пласта. Для повышения качества и надежности технических и технологических решений при разработке трудноизвлекаемых запасов нефти требуется повысить уровень исследовательских и проектных работ. Необходимо выявить наиболее надежный

метод лабораторного исследования смесимости газа и пластовой нефти, для чего недостаточно проводить исследования по традиционной методике с кернавыми моделями пласта, по ОСТ 39-195-86 Нефть. Метод определения коэффициента вытеснения нефти водой в лабораторных условиях. Также необходимо обосновать перспективность применения ПНГ и закачки воздуха для добычи нефти и повышения нефтеотдачи месторождений.

Цель работы: повышение уровня физического моделирования вытеснения нефти газовыми агентами (растворителями) и более полного выявления нефтewытесняющих свойств газовых агентов, в том числе таких, как ПНГ и продукта внутрипластовой трансформации воздуха при термогазовом методе воздействия (ТГВ).

Основные задачи исследования:

1. Сопоставительное исследование различных газовых агентов с использованием кернавых моделей пласта по ОСТ 39-195-86 и slim tube для определения возможностей физического моделирования смешивающегося вытеснения нефти газами и растворителями.

2. Уточнить методику применения slim tube, как способа получения достоверных и надежных экспериментальных данных по вытеснению нефти газом, привлечь внимание экспериментаторов к этому методу лабораторного исследования, продемонстрировать и оценить его возможности и ограничения.

3. Определить области применения кернавых моделей пласта и slim tube для обеспечения современного уровня исследования смешивающихся агентов при разработке методов добычи трудноизвлекаемых запасов нефти.

4. Определение нефтewытесняющей эффективности продукта внутрипластовой трансформации воздуха при термогазовом методе воздействия и ПНГ в условиях типичного крупного месторождения Западной Сибири.

Научная новизна. Впервые сопоставлены результаты моделирования вытеснения нефти газовыми агентами с разным уровнем смесимости из пористых сред различных геометрических характеристик. Обнаружено, что для надежного тестирования смешивающихся агентов необходимо добиться завершения процессов массообмена между нефтью и газовым флюидом, что требует значительного пути фильтрации.

Показано, что керновые модели пласта (по ОСТ 39-195-86 Нефть. Метод определения коэффициента вытеснения нефти водой в лабораторных условиях) не моделируют вытеснение нефти смешивающимися агентами и, чем выше степень смесимости (глубже массообмен) между газом и нефтью, тем хуже керновая модель позволяет выявить нефтewытесняющие характеристики флюида. Для полного выявления нефтewытесняющих характеристик смешивающихся флюидов необходимо использовать насыпные модели пласта значительной длины (slim tube).

Показано, на примере типичного восточно-сибирского месторождения, что керновые модели пласта при применении смешивающихся флюидов позволяют надежно выявить возможные осложнения при их применении для добычи нефти (например, из-за коагуляции пористой среды и т.п.).

Практическая ценность:

Результаты работы позволяют повысить уровень лабораторного тестирования смешивающихся флюидов для добычи нефти. Показано, что наиболее полную и надежную информацию о применении смешивающегося агента можно получить при одновременном использовании slim tube (оценка уровня смесимости нефти и агента) и линейных керновых моделях пласта (для оценки фильтрационных свойств флюидов).

Обнаружено, что при закачивании диоксида углерода в пласты с высокоминерализованной водой возможно затухание фильтрации, по-видимому, из-за выпадения осадков солей.

Показана высокая нефтewытесняющая активность продукта внутрипластовой трансформации воздуха при термогазовом методе воздействия в

условиях типичного крупного месторождения Западной Сибири (сопоставимая с нефтewытесняющей способностью «жирного» ПНГ).

Апробация работы. Основные результаты исследований были представлены Международной конференции «Фазовые превращения в углеводородных флюидах: теория и эксперимент» (г. Москва, 14-15 сентября 2016 г.); 70-ой Международной молодежной научной конференции «Нефть и Газ - 2016» (г. Москва, 18-20 апреля 2016 г.); XXI ГУБКИНСКИХ ЧТЕНИЯХ «Фундаментальный базис и инновационные технологии поисков, разведки и разработки месторождений нефти и газа» (г. Москва, 24-25 марта 2016 г.); XI Всероссийской научно-технической конференции «Актуальные проблемы развития нефтегазового комплекса России» (г. Москва, 8-10 февраля 2016 г.); 7th International Youth Scientific and Practical Congress “Oil and Gas Horizons” (Moscow, 24-26 November 2015 г.); Международной молодежной конференции «Научоемкие технологии в решении проблем нефтегазового комплекса» (г. Уфа, 23-29 ноября 2014 г.); 6th International Student Scientific and Practical Conference “Oil and Gas Horizons” (Moscow, 24-26 November 2014 г.); I Международной (IX Всероссийской) научно-практической конференции «Нефтепромысловая химия» (г. Москва, 26 июня 2014 г.).

Публикации. По материалам диссертации опубликовано 2 статьи в журналах из перечня ВАК, 2 статьи в иностранных журналах, индексируемых SCOPUS, и 8 тезисов докладов в сборниках материалов научно-технических конференций.

Объем и структура работы. Диссертация изложена на 118 страницах и содержит 24 таблицы и 30 рисунков. Диссертация состоит из введения, 4 глав, заключения и списка использованной литературы, который включает в себя 156 наименований.

Глава 1 ЛИТЕРАТУРНЫЙ ОБЗОР

Идея использования газа для поддержания пластового давления и восстановления продуктивности скважины была предложена еще в 1864 году [1]. В промышленных условиях нагнетание газа в пласт для повышения нефтеотдачи пластов (ПНП) испытано в начале 1950-х годов (в США и Канаде) [2]. Газовые методы широко применяются в нефтегазовой промышленности во всем мире, добыча нефти при закачке газа занимает второе место в общем объеме ПНП после тепловых методов [3]. В последнее время в России повысился интерес к газовым методам добычи, в связи с разработкой запасов нефти плотных коллекторов и сланцевой нефти, а также из-за ужесточения требований к утилизации попутно-добываемого нефтяного газа (ПНГ).

1.1 Механизмы взаимодействия нефти с флюидами и породой

При контакте нефти и газа в пласте происходит растворение газа в нефти, испарение компонентов нефти в газ, увеличение объема (набухание) нефти, уменьшение межфазного натяжения между нефтью и газом, изменение проницаемости, смачиваемости и пористости пласта, выпадение асфальтенов из нефти и т.д.

1.1.1 Снижение вязкости нефти

Наиболее заметным изменением свойств нефти при растворении в ней газа является снижение вязкости нефти. Степень снижения вязкости нефти зависит от свойств и состава газа и самой нефти (рисунок 1.1) [4, 5].

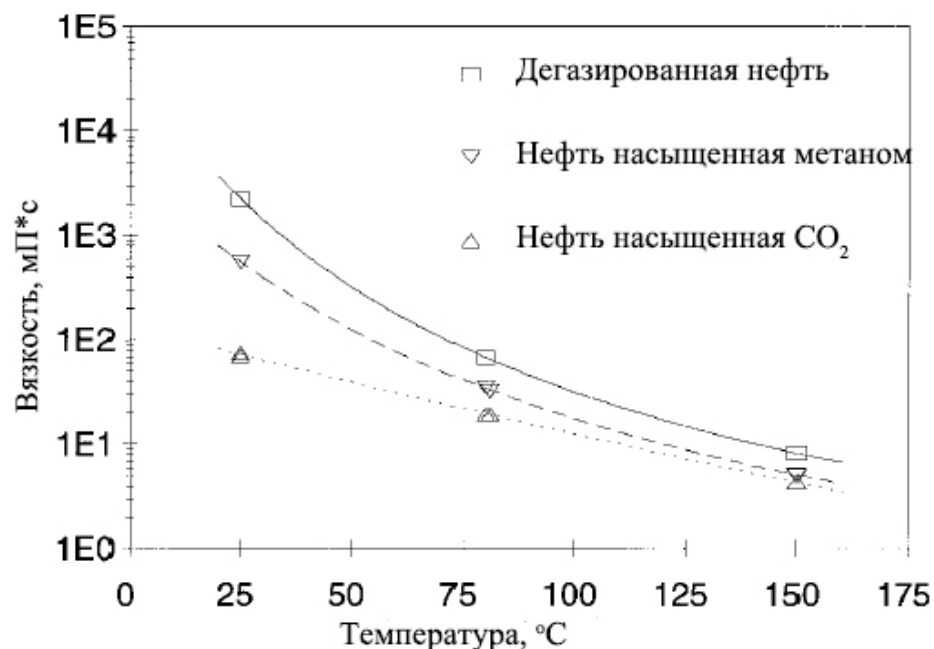


Рисунок 1.1 – Влияние газов на вязкость дегазированной нефти месторождения Senlac (Канада, Саскачеван) при 5 МПа [6]

CO₂ и сжиженный газ в наибольшей степени снижают вязкость нефти, что объясняется их хорошей растворимостью. Так CO₂ уменьшает вязкость Alaska North Slope нефти с 122 мПа*с до 17 мПа*с, а добавление 15 % сжиженного природного газа снижает вязкость до 6 мПа*с [7]. В случае тяжелой нефти месторождения Yufutsu (Hokkaido, Japan) с вязкостью 846 мПа*с (30 °C), жирный газ (C₂-C₄) вызывает снижение вязкости на 94 %, а сухой газ (метан) на 88 % [8].

Чем выше вязкость нефти, тем в большей степени насыщение ее газом снижает вязкость (рисунок 1.2). Особенно сильно снижается вязкость тяжелой нефти. Так в работе [9] наблюдали снижение вязкости тяжелой нефти (месторождение Aberfeld) с начальной вязкостью 1080 мПа*с на 95,6 % и на 98,3 % для нефти с вязкостью 4900 мПа*с после насыщения этих тяжелых нефтей субкритическим CO₂ (температура 21 °C, давление 5,5 МПа).

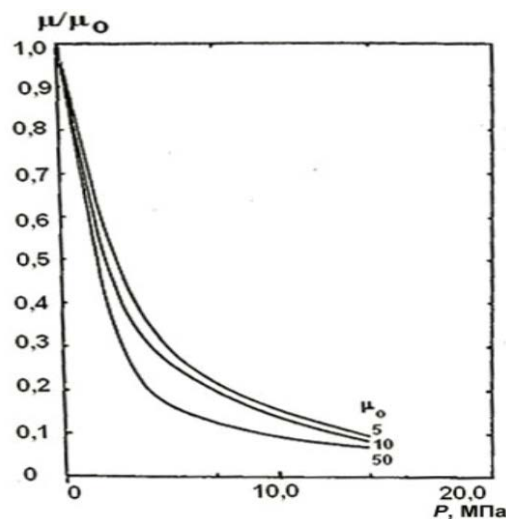


Рисунок 1.2 – Влияние растворимости (давления) диоксида углерода на относительную вязкость нефти при 32 °С (μ/μ_0 – относительная вязкость нефти) [10]

Снижение вязкости нефти повышает относительную проницаемость по нефти [11], и улучшается отношение подвижности вытесняющего и вытесняемого агентов, что способствует повышению коэффициента извлечения нефти (КИН).

1.1.2 Набухание нефти

При растворении газа в нефти происходит увеличение объема (набухание) нефти. Степень набухания зависит от давления, температуры, состава нефти и газа. Как правило, CO_2 вызывает наибольшее объемное расширение нефти. Обычно растворение CO_2 приводит к увеличению объема нефти на 10-40% [12]. По данным [13], в случае нефти месторождения Mead Strawn растворение CO_2 увеличивает ее объем на 10-60%. Жирный углеводородный газ обладает также высокой способностью увеличивать объем нефти, иногда больше, чем CO_2 [8] (рисунок 1.3). Метан и азот менее эффективно увеличивают объем нефти по сравнению с CO_2 (фактор набухания: 1,0001 для азота, 1,1022 для CO_2) [11].

Примеси в CO_2 (воздух или метан) снижают величину объемного расширения нефти. Это объясняется тем, что набухание нефти зависит от

количества растворенного газа, а при наличии в CO_2 примесей снижается растворимость его в нефти [14].

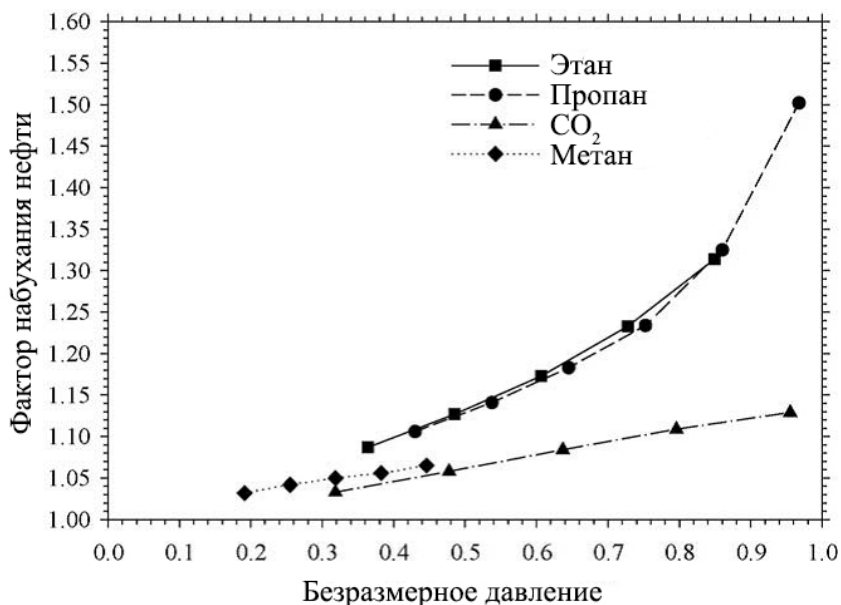


Рисунок 1.3 – Измеренные факторы набухания нефти под действием CO_2 , метана, этана и пропана [15].

Набухание нефти является важным для увеличения КИН – остаточная нефтенасыщенность обратно пропорциональна фактору набухания. Увеличение объема ганглий (капель) остаточной нефти способствует ее вытеснению из пор [11].

1.1.3 Снижение межфазного натяжения

Межфазное натяжение (IFT) определяет капиллярные силы, регулирующие движение флюидов в пористых породах. Снижение IFT играет ключевую роль в любом процессе ПНП, в том числе, и при закачке газа. Растворение газа в нефти вызывает снижение межфазного натяжения на границе раздела нефть/газ.

Обычно для CH_4 и CO_2 с повышением давления IFT уменьшается, а с ростом температуры IFT увеличивается [16-18], симбатно изменению растворимости газа в нефти (рисунок 1.4). Для азота по мере увеличения температуры IFT нефти на границе с N_2 снижается [19, 20]. Причина этого

заключается в том, что растворимость N_2 в углеводородных жидкостях увеличивается при повышении температуры (рисунок 1.5).

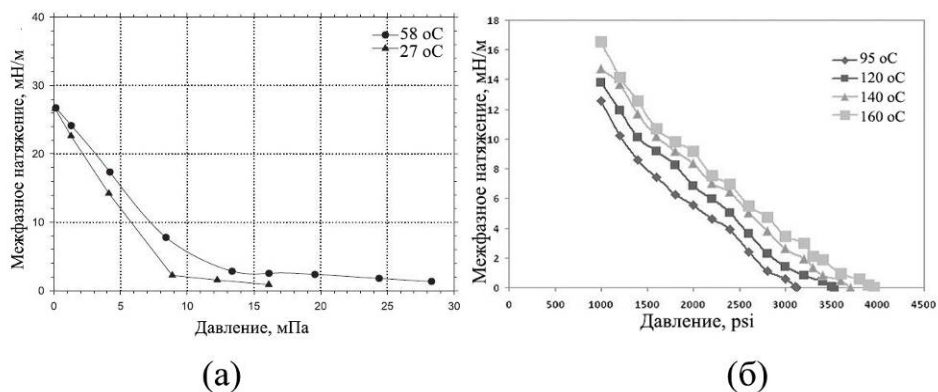


Рисунок 1.4 – Зависимость IFT нефти (а) и конденсата (б) от давления CO_2 при разных температурах [16]

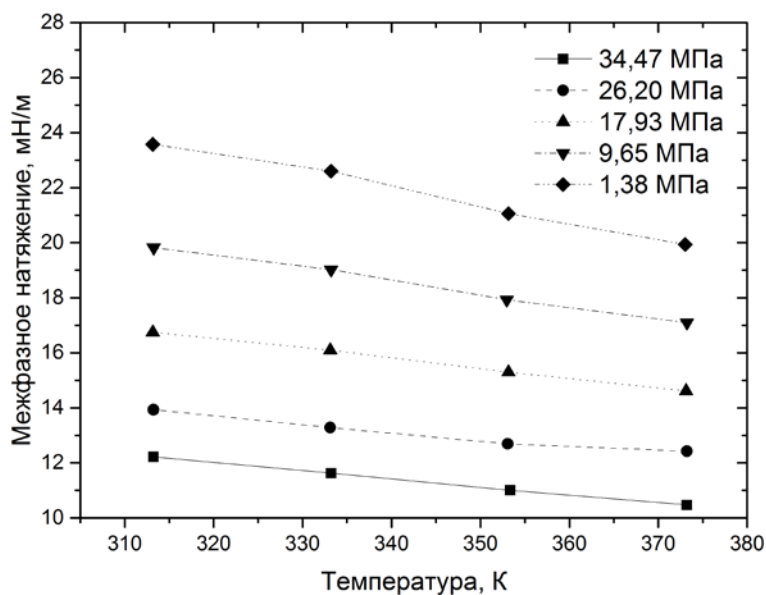


Рисунок 1.5 – Зависимость IFT нефти и азота от давления при разных температурах [19]

Новые исследования показали, что влияние температуры на IFT в случае CO_2 может быть сложным. По данным авторов [21] при низких давлениях IFT на границе дегазированной североморской нефти/ CO_2 уменьшается с ростом температуры, а при высоких давлениях IFT увеличивается с повышением температуры [22, 23]. Это объясняется тем, что при низких давлениях растворимость CO_2 в нефти (а также, гексадекане, гептане и дизельном топливе)

растет с повышением температуры, а при высоких давлениях с ростом температуры растворимость уменьшается.

Кроме температуры и давления, на снижение IFT оказывают влияние составы нефти и газа. Чем больше в нефти C_1 и меньше содержание C_2-C_{10} , тем выше IFT [17]. Повышение содержания асфальтенов в нефти приводит к увеличению IFT между нефтью и CO_2 [21]. По эффективности воздействия газа на IFT, CO_2 эффективнее, чем CH_4 [24] или N_2 [18].

При вытеснении нефти газом снижение IFT приводит к подавлению капиллярных сил, удерживающих нефть в пласте. При снижении IFT до низких и сверхнизких значений остаточная нефтенасыщенность стремится к нулю [25].

1.1.4 Образование отложений асфальтенов

Асфальтены это полиароматические высокомолекулярные углеводороды, хорошо растворимые в толуоле и плохо растворимые в низкомолекулярных алканах (н-гептан, н-пентан и т.п.) [26]. При растворении в нефти углеводородных газов (особенно, CO_2) может наблюдаться образование отложений асфальтенов из-за снижения стабильности дисперсии асфальтенов в нефти. На различную растворимость компонентов нефти в CO_2 указывают данные работы [27]. В ней показано, что при высоком давлении CO_2 почти полностью экстрагирует из легкой нефти углеводороды (C_3-C_5), частично экстрагирует промежуточные углеводороды C_6-C_8 , а в остаточной нефти концентрируются тяжелые фракции нефти, содержащие асфальтены и смолы [28]. CO_2 оказывает наибольшее влияние на выпадение асфальтенов по сравнению с другими газами [29].

Количество выпавших асфальтенов увеличивается по мере повышения мольной концентрации CO_2 в нефти. По данным работы [30], изменение концентрации CO_2 с 5 до 20 мол.% в нефти привело к увеличению количества отложений асфальтенов на 56 % при 14 МПа и 90 °С. Образование отложений асфальтенов начинается только после того, как закачиваемый газ достигает определенной концентрации в нефти, которая определяется как концентрация начала образования отложений асфальтенов [31-33] (рисунок 1.6). В случае

иранской тяжелой нефти для CO_2 , ПНГ и азота, значения концентрации (мольные доли) начала отложения асфальтенов составляют 0,25, 0,28 и 0,5, соответственно (96 °С и 27,2 МПа) [34].

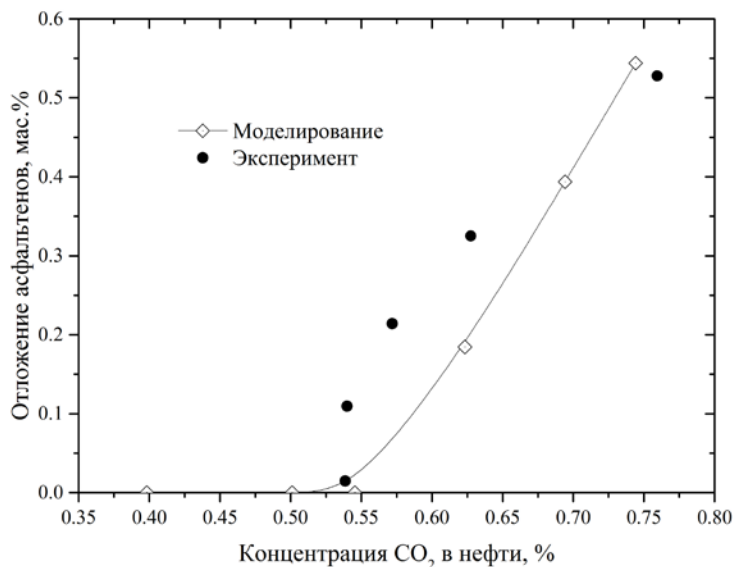


Рисунок 1.6 – Зависимость количества осажденных асфальтенов для нефти месторождения Bangestan от концентрации CO_2 при 41,4 МПа и 71,1 °С [31]

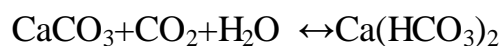
Образование отложений асфальтенов отрицательно влияет на нефтеотдачу пластов, т.к. приводит к снижению пористости [35, 36] и проницаемости [35-37], т.е. ухудшает коллекторские свойства продуктивного пласта [31, 37, 38].

1.1.5 Взаимодействие нагнетаемого газа с горными породами

В пласте закачиваемый газ может воздействовать на породу, растворяя карбонаты или меняя ее смачиваемость и относительную проницаемость для флюидов.

Влияние на проницаемость породы. При закачке CO_2 изменение проницаемости пород обусловлено рядом причин: отложением асфальтенов, изменением смачиваемости и растворением породы.

При высоком давлении нагнетания, значительное количество CO_2 может растворяться в пластовой воде и образует углекислоту, которая снижает рН до 3,3-3,7. При этом происходит растворение карбонатных минералов [39].



На равновесие реакций влияют концентрации компонентов, давление и температура. Растворение минералов может привести к изменению пористости и проницаемости [40, 41]. В работе [42] обнаружено 2-3 % увеличение пористости из-за растворения кальцитовых частиц при закачке сверхкритического CO_2 . Однако возможно протекание и обратного процесса, при повышенной концентрации кальция в пластовой воде может происходить выпадение карбоната кальция и уменьшение проницаемости [43]. В работе [44] было обнаружено 35-55 % снижение проницаемости ядра после закачки CO_2 , что объясняется отложением продуктов реакции или миграцией глинистых частиц.

Асфальтены, которые осаждаются из нефти, могут закупоривать поры пласта, по данным [31] наблюдали снижение проницаемости до 70 % из-за отложения асфальтенов.

Смачиваемость определяет фазовую проницаемость породы для флюидов [45, 46]. Смачиваемость пород характеризуется кривым углом смачиваемости θ . Он зависит от минерального состава породы, состава пластовой нефти, температуры и давления в пласте. По смачиваемости породы делятся на три группы: гидрофильные, гидрофобные и с промежуточной (мозаичной) смачиваемостью. Смачиваемость влияет на распределение флюидов (нефти и воды) в пласте; на движение флюидов и от смачиваемости породы зависит относительная проницаемость. Таким образом, в процессе повышения нефтеотдачи пластов смачиваемость играет важную роль [47].

В ряде работ обнаружено изменение смачиваемости при смешиваемом [48, 49] и несмешиваемом [50, 51] вытеснении нефти газообразным CO_2 . При вытеснении нефти сверхкритическим CO_2 , гидрофильность породы увеличивалась [41], что благоприятно для вытеснения нефти. При несмешиваемом вытеснении CO_2 обнаружено, что смачиваемость породы изменилась с гидрофобной на смешанную, и изменение смачиваемости увеличивало КИН [50].

При вытеснении нефти газом может происходить и изменение смачиваемости от гидрофильной на гидрофобную [48], что связано с отложением асфальтенов [52, 53]. Работа [54] показала, что отложение асфальтенов под действием CO_2 гидрофобизирует керн Berea, независимо от его начальной смачиваемости. При закачке углеводородных газов изменение смачиваемости породы в основном связано с отложением асфальтенов [55].

1.2 Режим вытеснения нефти газом (растворителем)

Эффективность вытеснения нефти газом (растворителем) определяется составом нефти и вытесняющего флюида, температурой и давлением [56, 57]. Максимальное вытеснение нефти обеспечивает смешивающееся вытеснение (коэффициент вытеснения нефти более 90 %), что обеспечивается полным подавлением капиллярных сил. Для низкопроницаемых коллекторов снижение межфазного натяжения до сверхнизких значений (или нуля) способствует проникновению флюида в малые по размеру поры.

Смешивающееся вытеснение обычно подразделяют на смешивающееся вытеснение при первом контакте, когда вытесняющий флюид и нефть являются смешивающимися жидкостями, и многоконтakтное, когда смесимость достигается в результате массообмена между флюидами. Для достижения многоконтakтной смесимости требуется достаточно большое время и путь фильтрации газа в нефтенасыщенной пористой среде. Если массообмен между нефтью и газовым агентом не приводит к достижению полной смесимости, то имеет место режим ограниченно-смешивающегося вытеснения нефти газом. Ограниченно-смешивающийся режим менее эффективен, чем режим полной смесимости. Если массообмен между нефтью и газом незначительно влияет на состав и свойства флюидов, то имеет место крайний случай ограниченно-смешивающегося вытеснения – несмешивающееся вытеснение нефти газом. Несмешивающийся режим вытеснения нефти газом наименее эффективен.

Давление значительно влияет на процесс смесимости между нефтью и газом. В настоящее время предложена концепция минимального давления смесимости

(МДС), т.е. минимального давления, при котором достигается многоконтактная смесимость между нефтью и газом [56, 58]. Для определения МДС общепринято использовать методику slim tube.

Состав нефти и растворителя (газового агента) сильно влияет на смесимость. Легче всего смесимость достигается в случае легкой нефти и жирного газа (растворителя). Наиболее высокие МДС наблюдают в случае вытеснения нефти метаном и азотом. Повышение содержания углеводородов C_{3+} в газе снижает МДС и т.д. Температура облегчает переход средних компонентов в газ, но уменьшает растворимость газов в нефти, поэтому оказывает сложное влияние на смесимость – может, как повышать, так и снижать МДС. При вытеснении нефти CO_2 рост температуры увеличивает МДС [56, 58]. При вытеснении легкой нефти углеводородным газом при высоких температурах смешивающееся и ограниченно-смешивающееся вытеснения мало различаются по эффективности [58].

Рассмотрим механизм вытеснения нефти растворителем при постоянной температуре и давлении с помощью тройных диаграмм. Данный подход предложен известным исследователем смесимости между нефтью и газом Сталкапом (Stalkup) [56]. Дальнейшее изложение материала осуществляется на базе монографии профессора Ларри Лэйка (Larry W. Lake) [57].

Общепринято представлять состав системы «нефть-растворитель (газ)» в виде комбинации трех псевдо компонентов: легкого компонента (обычно это вытесняющий агент, например, метан, жирный газ, CO_2 и т.п.), среднего промежуточного компонента (легкие углеводороды) и тяжелого компонента (тяжелые углеводороды нефти). Примеры подобных диаграмм приведены на рисунках 1.7-1.11.

На диаграммах существует область двухфазного состояния системы, отделенная от однофазной области диаграммы бинодальной кривой. В двухфазной области составы сосуществующих равновесных фаз связаны нодами, которые называют рабочими линиями. Критическая рабочая линия представляет собой касательную к бинодальной кривой в критической точке.

Для иллюстрации механизма одноконтантного смешивающего вытеснения рассмотрим диаграмму на рисунке 1.7. На данной диаграмме представлено одномерное вытеснение нефти растворителем. Нефть находится во внутренней части тройной диаграммы, что означает, что изначально в нефти присутствует какой-то из легких компонентов. Если линия, соединяющая состав нефти и состав растворителя, т.е. прямолинейная **траектория разбавления** растворителя и нефти, не пересекает двухфазную область, т.е. их смесь будет состоять из единой фазы, которая плавно изменяется по составу от исходной нефти до неразбавленного растворителя. Вытеснение, которое полностью происходит в одной фазе, является **смешивающимся при первом контакте**.

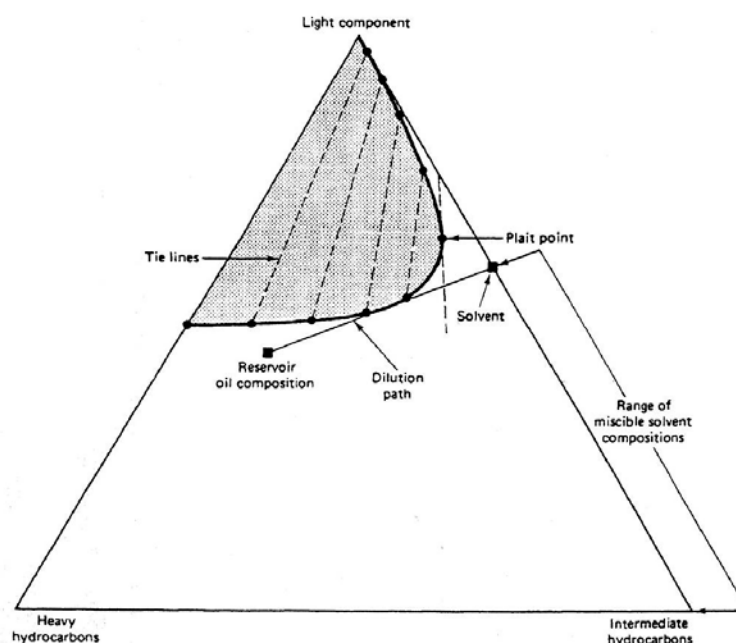


Рисунок 1.7 – Схематическое изображение процесса, смешивающегося при первом контакте (по [57])

Рассмотрим диаграмму, представленную на рисунке 1.8. Растворитель в данном случае полностью состоит из легкого компонента. Вытеснение не является смешивающимся при первом контакте, т.к. траектория разбавления проходит через двухфазную область. Представим ряд ячеек, которые представляют собой проницаемую среду при одномерном вытеснении. Первая ячейка изначально содержит нефть, к которой мы добавляем какое-то количество

растворителя, так что общий состав обозначается как M_1 . Смесь разделится на две фазы – газ G_1 и жидкость L_1 , состав которых определяется рабочими линиями равновесия. Газ G_1 обладает гораздо большей подвижностью, чем L_1 , и эта фаза поступит преимущественно во вторую ячейку смешения, образуя смесь M_2 . Жидкость L_1 остается позади, смешиваясь с более чистым растворителем. Во второй ячейке смесь M_2 разделяется на газ G_2 и жидкость L_2 ; G_2 течет в третью ячейку, образуя смесь M_3 и т.д.

В какой-то n -ячейке (после третьей) газовая фаза настолько обогатится средними компонентами, что больше не образует две фазы при смешивании с нефтью. С этого момента все составы, участвующие в вытеснении, будут располагаться на линии между составом сырой нефти и точкой, касательной к бинодальной кривой. Вытеснение становится смешивающимся при составе растворителя, заданном точкой касания к бинодальной кривой. Смесиимость с нефтью достигнута в результате того, что растворитель обогатился промежуточными компонентами. Промежуточные компоненты испаряются из сырой нефти, поэтому процесс представляет собой **режим вытеснения испаряющимся газом**.

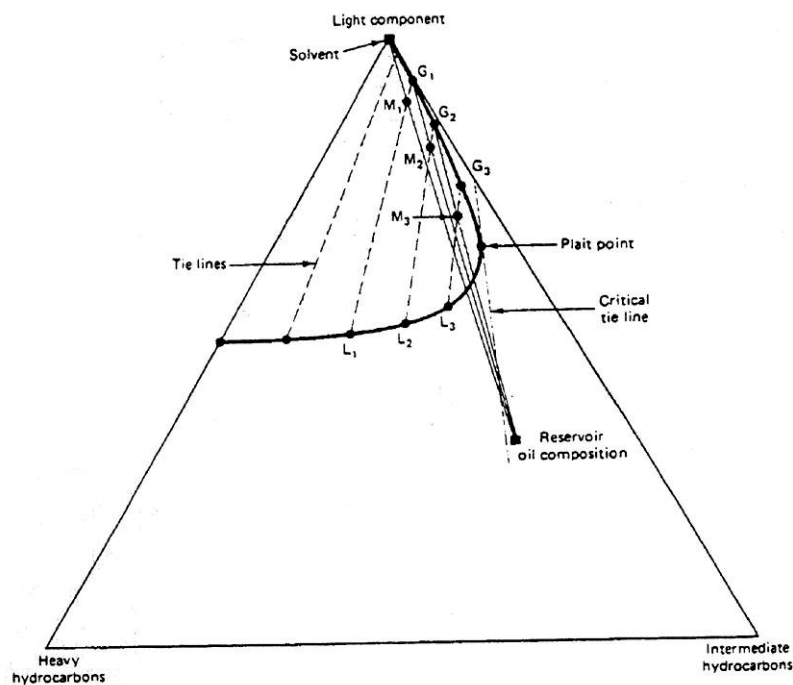


Рисунок 1.8 – Схематическое изображение процесса вытеснения за счет режима испаряющегося газа (по [56, 57])

Предположим, что составы сырой нефти и растворителя также находятся на противоположных сторонах критической рабочей линии, но в ситуации, противоположной режиму испаряющегося газа: состав газа правее критической рабочей линии, а состав нефти левее ее (рисунок 1.9). В первой ячейке смешивания общий состав M_1 разделяется на газ G_1 и L_1 . Газ G_1 движется в следующую ячейку смешивания, а жидкость L_1 смешивается со свежей порцией растворителя, образуя смесь M_2 . Затем жидкость L_2 смешивается со свежим растворителем и т.д. Таким образом, в первой ячейке смешивания этот процесс массообмена между нефтью и газом в конце концов приведет к однофазной смеси.

В данном случае смешиваемость развивается на заднем конце (в тылу) зоны смешивания растворителя с нефтью в результате обогащения жидкой фазы средними компонентами из газа. Фронт зоны смешивания является областью несмешивающегося потока. Таким образом, процесс, изображенный на рисунке 1.9, представляет собой процесс **вытеснения нефти обогащенным газом**, который также называют **процессом вытеснения нефти конденсирующим**

газом. В работе [57] указывается, что для развития смесимости в данной системе, необходимо более 12 контактов.

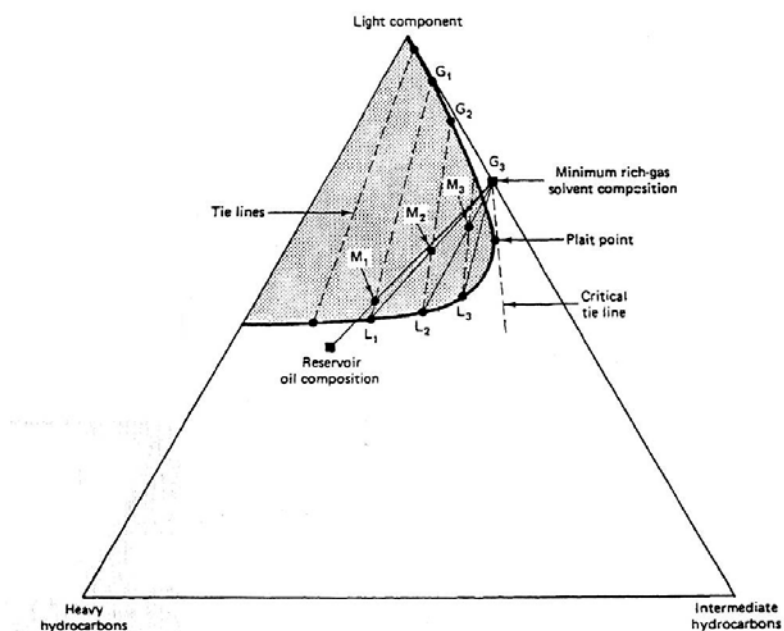


Рисунок 1.9 – Схематическое изображение процесса вытеснения за счет режима обогащенного газа (по [56, 57])

На рисунке 1.10 схематически изображен процесс несмешивающегося вытеснения. Фигуративные точки, соответствующие составам нефти и растворителя, находятся в однофазных областях по одну сторону от критической рабочей линии (касательной к бинадальной кривой в критической точке), а линия разбавления пересекает двухфазную область.

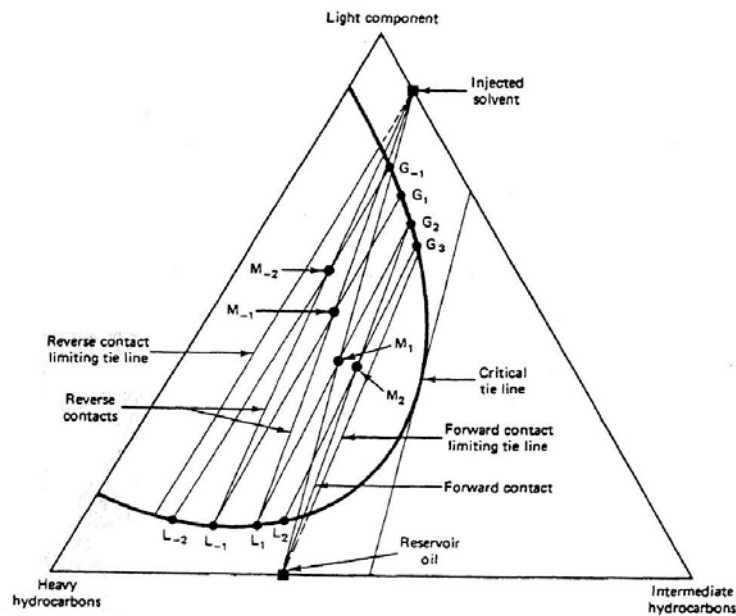


Рисунок 1.10 – Схематическое изображение несмешивающегося вытеснения
(по [57])

Исходная смесь M_1 в первой ячейке смешивания будет образовывать газ G_2 , который будет течь вперед, образуя смесь M_2 и т.д. Этот газ обогащается средними компонентами на переднем крае (передние контакты) зоны смешивания растворителя и нефти, как при режиме испаряющегося газа. Но обогащение не может продолжаться сверх состава газовой фазы, заданного рабочей линией, продолжение которой проходит через состав нефти, т.е. смесимость не может быть достигнута.

На фронте вытеснения будет происходить несмешивающееся вытеснение нефти недостаточно обогащенным газом.

Рассмотрим процесс изменения состава нефти. В первой ячейке смешивания жидкость L_1 смешивается со свежим растворителем, образует смесь M_1 , как при вытеснении конденсирующим газом. Вытеснение здесь также является несмешивающимся. Жидкая фаза постепенно освобождается от средних компонентов (L_{-1} , L_{-2} и т.д.) до тех пор, пока она не достигает другой предельной рабочей линии, связывающей состав закачиваемого газа с равновесным с ним составом жидкой фазы. Таким образом, несмотря на массообмен между газом и нефтью, смесимость не достигается, как при передних, так и при обратных

контактах. Однако ограниченно-смешивающийся режим вытеснения нефти газом может быть достаточно эффективным, особенно в случае маловязкой нефти при высоких пластовых температурах [58].

На рисунке 1.11 суммирована классификация процесса вытеснения нефти растворителями в зависимости от состава нефти и растворителя. Траектория разбавления ($I_2 - J_3$), которая не проходит через двухфазную область, представляет собой вытеснение, смешивающееся при первом контакте. Траектория разбавления, полностью находящаяся на двухфазной стороне критической рабочей линии, составляет несмешивающееся вытеснение ($I_1 - J_1$). Когда исходные и закачанные составы находятся на противоположных сторонах критической рабочей линии, вытеснение представляет собой процесс, протекающий либо в режиме испаряющегося газа ($I_2 - J_1$), либо в режиме конденсирующего газа ($I_1 - J_2$). Два последних случая представляют собой многоконттактное смешивающееся вытеснение.

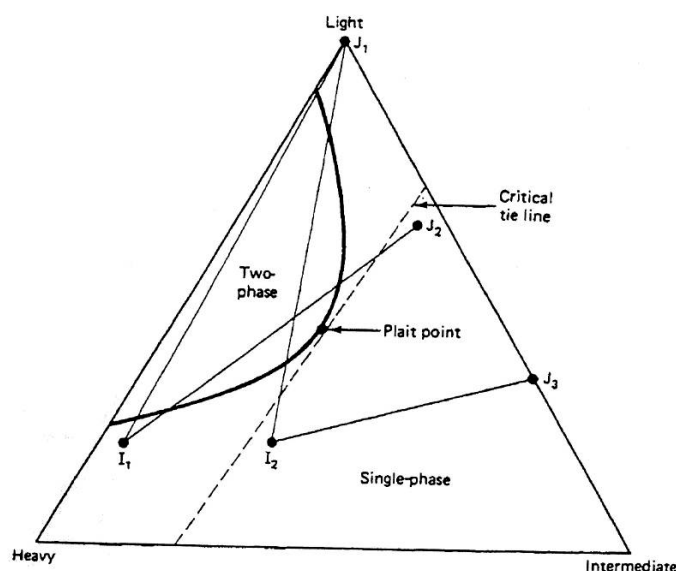


Рисунок 1.11 – Изображение смесимости и развившейся смешиваемости (по [57])

Данные работы [58] показывают, что в условиях высокотемпературных коллекторов легкой нефти нефтевытесняющая способность газа при смешивающемся вытеснении и близким к нему ограниченно-смешивающимся режиме вытеснения относительно невелика (рисунок 1.12).

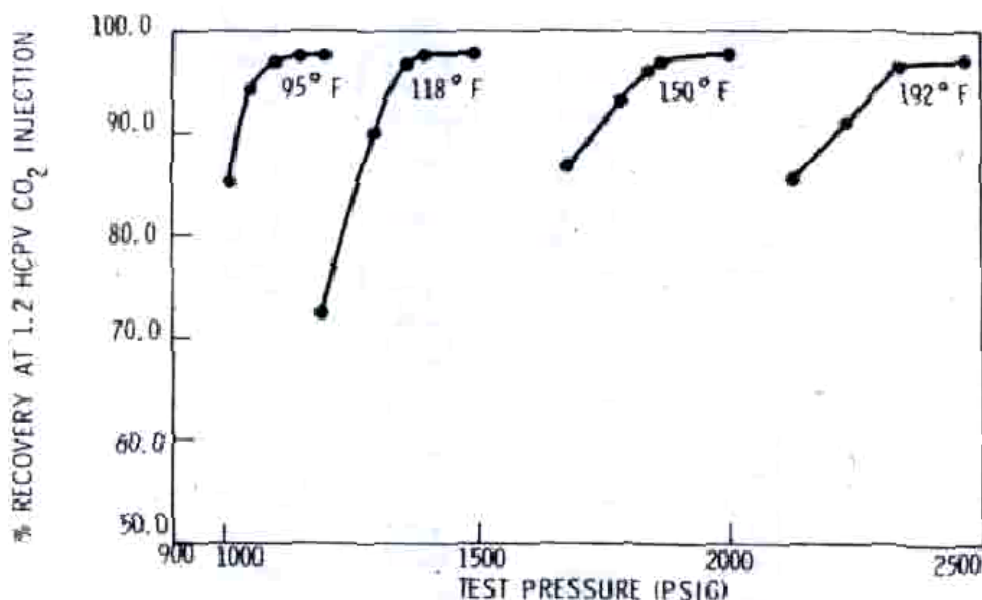


Рисунок 1.12 – Зависимость степени вытеснения нефти CO_2 из slim-tube от давления при четырех температурах. Данные работы [58]. (Ось X – давление в эксперименте, пси; ось Y – степень вытеснения нефти при закачке CO_2 в количестве 1,2 объема нефтенасыщенных пор).

Методы определения минимального давления смесимости (МДС). МДС является параметром, определяющий начало области смесимости между нефтью и газом (растворителем). Для определения МДС применяют следующие основные экспериментальные методы: слим-методика (slim tube) [59-62], метод всплывающего пузырька (Rising Bubble Apparatus - RBA) [63, 64], метод, основанный на измерении поверхностного натяжения (Vanishing Interfacial Tension - VIT) [65, 66], и метод построения тройных диаграмм [67].

В методе с использованием slim tube, МДС есть минимальное давление, при котором достигается степень вытеснения нефти 90-95% и более после прокачки 1,0-1,5 п.о. газа. Обычно МДС определяется по перегибу на кривой зависимости степени вытеснения нефти от давления (рисунок 1.12). Подобным образом с помощью slim tube определяется минимальная степень обогащения газа (МСО) [68, 69], т.е. минимальная концентрация жирных углеводородных компонентов или CO_2 , которую необходимо добавить в вытесняющий газ для того, чтобы добиться смешивающегося вытеснения нефти.

В методе RBA определяют МДС визуально по форме и плотности пузырька газовой фазы [63]. Данный метод носит полуколичественный характер. Метод RBA обеспечивает высокую скорость измерения МДС [70], однако данные работы [70] показывают, что он дает менее воспроизводимые результаты, чем slim tube, и определенное данным методом МДС сильно зависит от субъективного видения оператора [70].

Построение тройных диаграмм очень трудоемкое исследование и проводят его в основном с дегазированной (мертвой) нефтью. В литературе имеется всего несколько примеров определения режима смесимости газа и нефти с использованием тройных диаграмм [71, 72].

Метод VIT требует вискозиметра (сталагмометра) высокого давления, основанным на визуальном измерении объема всплывающих капель [73]. Значение IFT, измеряемое сталагмометром, составляет 0,1-0,2 мН/м и выше, поэтому ограниченно смешивающийся и смешивающийся режимы вытеснения сложно различить. В методе VIT для определения МДС ($IFT = 0$) используют экстраполяцию зависимости IFT от давления [65].

Кроме этого, в настоящее время предложены другие экспериментальные методы для определения МДС, например, основанные на тестировании степени набухания нефти [74, 75], способ, основанный на построении диаграмм «плотность газовой фазы - давление» [76], способ, основанный на использовании магнитно-резонансной томографии [77], метод, основанный на исследовании измерения флюоресценции нефти [78], а также аналитические (численные) методы расчета МДС с использованием термодинамических параметров флюидов при пластовых условиях [79-82]. Однако данные методы пока не являются общепринятыми, часто требуют специального и дорогостоящего оборудования и недостаточно исследованы. При их разработке в качестве основного «стандартного» метода сравнения используются результаты, полученные с помощью slim tube.

Таким образом, в настоящее время общепринятой и наиболее надежной является методика [61, 72, 83], основанная на применении slim tube (насыпных

моделей пласта значительной длины и малого диаметра). Данная методика используется как базовая при определении надежности всех прочих методов определения МДС и МСО. Методика с применением slim tube не лишена недостатков, главным из которых является отсутствие стандартизированной методики проведения экспериментов при измерении МДС и МСО (длина модели пласта, объем закачки газа или растворителя, скорость фильтрации и т.п.). Однако в рамках одного исследования (например, построения зависимости коэффициента вытеснения нефти газом или растворителем от давления) slim tube дает надежные результаты [58, 84].

Многочисленные исследования по определению МДС [85, 86] привели к построению различных корреляций для вычисления МДС для различных газов и нефти, что представляет большой интерес для установления главных факторов, влияющих на смесимость нефти и газа. В мире существует огромное количество месторождений и пластов, содержащих различную по составу нефть при разных давлениях и температурах. Поэтому часто предпочитают экспериментально определить МДС для условий конкретного пласта (месторождения), чем пользоваться литературными корреляциями, точность которых не всегда высока [87].

В последнее время наблюдается рост интереса к определению МДС и МСО. Причина этого заключается в развитии методов секвестрации углекислого газа (основного техногенного парникового газа) в нефтяных месторождениях, которые рассматриваются как геологические ловушки [78]. Секвестрация парникового газа предлагается использовать не только для захоронения CO_2 , а также для повышения нефтеотдачи пластов и добычи трудно-извлекаемых запасов нефти [88-90].

1.3 Основные типы газовых технологий добычи нефти и повышения нефтеотдачи пластов

Закачка газа в нефтяные пласты широко применяется для добычи нефти и повышения нефтеотдачи пластов. По объему дополнительно добываемой нефти

газовые технологии занимают второе место в мире после тепловых методов [3]. Газовые технологии рассматривают как метод добычи нефти из плотных коллекторов и сланцевой нефти, т.е. они являются перспективными методами добычи трудноизвлекаемых запасов нефти [91, 92].

В газовых технологиях наиболее широко применяемыми газами являются N_2 , CO_2 , воздух и углеводородные газы (метан и попутный нефтяной газ, содержащий кроме метана углеводороды C_2-C_5). Успешность метода закачки газа в пласт зависит от (1) механизма, по которому газ вытесняет нефть (эффективности вытеснения); (2) степени охвата пласта флюидом (коэффициент охвата).

Основным недостатком газа, как вытесняющего агента, является неустойчивость фронта вытеснения из-за большой разницы в вязкости и плотности газа и нефти, и как следствие быстрый прорыв газа к добывающим скважинам. По мере роста вязкости нефти степень вытеснения нефти газом снижается, что объясняется неустойчивостью фронта вытеснения. Отрицательное влияние на эффективность газового агента оказывает неоднородность пласта [93]. Быстрый прорыв газа также связан с влиянием гравитационного раздела флюидов различной плотности в пласте. Так в работе [94] показано, что при линейной закачке газа или воды в однородные пласты, разделение флюидов вследствие гравитационной сегрегации приводит к тому, что степень вытеснения нефти в момент прорыва вытесняющего агента составляет не более 20 %. Если же гравитационное разделение невелико, то в плоских однородных пористых средах степень вытеснения нефти в момент прорыва вытесняющего агента приближается к 40 %. В ряде случаев прорыв газа в добывающих скважинах приводил к аварийным ситуациям [95]. Общепринято, что непрерывная закачка газа может быть эффективной только в условиях месторождений купольного типа или крутопадающих пластов.

Для регулирования в пласте фронта вытеснения нефти газом применяются следующие способы:

- Водогазовое воздействие (ВГВ), которое заключается в последовательной, чередующейся или одновременной закачке газа и воды;
- применение пенообразующих составов (растворов ПАВ);
- технические приемы (закачка газа в верхние интервалы пласта, а отбор жидкости из нижних, использование горизонтальных скважин для закачки газа и отбора нефти и т.д.);
- использование потокоотклоняющих технологий, для уменьшения (прекращения) движения флюидов через проницаемые пропластки неоднородного пласта.

1.3.1 Водогазовое воздействие

Водогазовое воздействие было запатентовано Parrish D. [96] в 1966 г. Первая отечественная публикация о способности чередующейся закачки воды и газа выравнивать фронт вытеснения появилась в 1950 г. (Гейман М.А. по данным [97]). За рубежом данная технология была впервые предложена в Канаде [98]. Совместная закачка воды и газа в пласт была впервые испытана в 1962 (месторождение Seelington) [99]. ВГВ может быть использовано для вытеснения как легкой, так и тяжелой нефти [100, 101].

Первые качественные эксперименты показали [102], что ВГВ в условиях слоисто неоднородного пласта позволяет улучшить вытеснение жидкостей газом и замедлить прорыв газа. В опытах с прозрачными моделями послойно неоднородного пласта было показано, что чередующаяся закачка газа (воздуха) и воды позволяет выравнивать фронт вытеснения (по сравнению с закачкой воды или газа). В некоторых экспериментах [95, 103] прорыв газа при водогазовом воздействии происходил не только позже, чем при закачке одного газа, но и позже, чем прорыв воды при вытеснении нефти водой.

Главным фактором, влияющим на эффективность совместной закачки воды и газа в пласт, является состав водогазовой смеси (ВГС). Было исследовано влияние содержания газа в водогазовой смеси на КИН и построены зависимости

коэффициента вытеснения нефти от величины газосодержания в смеси [104-106]. Как показано на рисунке 1.13, оптимальное газосодержание водогазовой смеси должно находиться в пределах 25-75%, при котором степень вытеснения нефти максимальна и не зависит от состава ВГС.

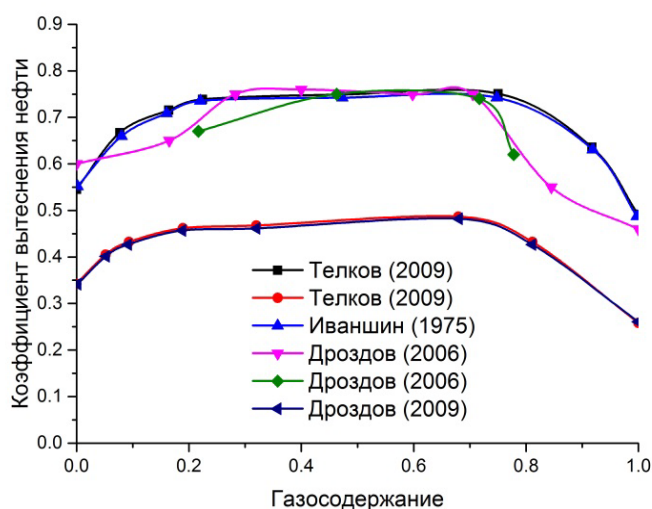


Рисунок 1.13 – Зависимость КИН от газосодержания водогазовой смеси [107]

Более высокая нефтewытесняющая способность смесей газа и воды по сравнению с водой или газом объясняется несколькими причинами. Во-первых, выравниванием фронта вытеснения нефти при ВГВ [108-110], что является причиной увеличения степени вытеснения нефти из слоисто-неоднородного пласта. Также обнаружено, что при ВГВ улучшается эффективность вытеснения нефти на микро уровне (уровне поры)[111], а также из неоднородностей сантиметрового размера [101].

1.3.2 Закачивание газа с пеной

Впервые предложили использовать пенообразующие растворы для регулирования фронта вытеснения нефти газом в 50-60 гт. применительно к технологиям CO_2 [112], а также при закачке углеводородных и прочих инертных газов. Использование пены позволяет добиться лучшего извлечения нефти по сравнению с технологиями вытеснения водой, CO_2 и ВГВ [113], благодаря чему этот метод привлекает внимание нефтяных компаний и научно-исследовательских институтов [114].

Пена может повысить нефтеотдачу пластов за счет сочетания действия различных механизмов. Отмечается, что для получения устойчивой и эффективной пены концентрация пенообразователя (ПАВ) должна быть выше критической концентрации пенообразования. Применение пенообразующих систем позволяет при вытеснении нефти газом [115]:

- уменьшить гравитационное разделение флюидов,
- уменьшить неустойчивость фронта вытеснения,
- селективно блокировать газ в высокопроницаемых пропластках,
- значительно снизить проницаемость по газу при высокой насыщенности газом пористой среды.

При одинаковой насыщенности пенообразующие растворы ПАВ в 10 и более раз сильнее снижают относительную проницаемость пористой среды по газу, чем вода [112]. При этом зависимость относительной проницаемости по воде и раствору ПАВ от насыщенности газом пористой среды описывается близко расположенными кривыми.

Методы, основанные на применении пены, могут быть применены для добычи нефти из сильно неоднородных коллекторов с пропластками высокой проницаемости, а также из разрезов, включающих водонасыщенные интервалы [113]. Эксперимент в условиях месторождения Дацин показал, что метод закачки пены на основе CO_2 позволяет повысить коэффициент вытеснения нефти с 60 % (вытесняющий агент - раствор ПАА) до 88 % [116].

1.3.3 Циклическая закачка газа (Huff-N-Puff process)

В процессе Huff-N-Puff газ нагнетается в скважину. Потом скважина останавливается на время выдержки, чтобы газ растворился в нефти. Затем скважина включается в работу и нефть добывается. После чего цикл воздействия может быть повторен.

Циклическая закачка CO_2 часто является более эффективной, чем непрерывная закачка CO_2 . Первые циклы обычно являются наиболее эффективными [117, 118]. В работе [5, 119] показано, что 2 и 3 цикла наиболее

эффективны при циклической закачке CO₂ (рисунок 1.14). Повышение времени выдержки (реагирования) способствует увеличению эффективности [120].

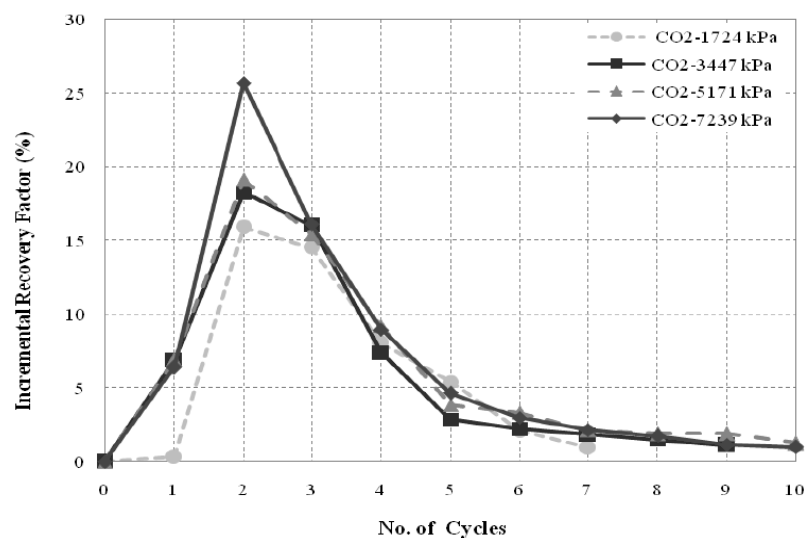


Рисунок 1.14 – Зависимость коэффициента вытеснения нефти от числа цикла CO₂ huff-n-puff [5]

В исследовании [121] было обнаружено, что для легкой нефти с МДС CO₂ равным 2400 psi (16,55 МПа) при циклической закачке CO₂ вытеснение нефти происходило более эффективно при низком давлении (11,03 МПа, несмешивающееся вытеснение), чем при высоком давлении (16,55 МПа), т.е. при смешивающемся вытеснении. Для добычи легкой нефти из плотных коллекторов с низким давлением **huff-n-puff** является перспективным методом.

Технология циклической закачки CO₂ может быть применена для добычи сланцевой нефти (месторождение Bakken) [92]. Результаты показывают, что диффузия CO₂ играет важную роль при добыче нефти из плотных нефтяных пластов методом **huff-n-puff**.

1.3.4 Технология термогазового воздействия на пласт

Среди газовых агентов для вытеснения нефти наиболее доступным и дешевым является воздух. Поэтому уже более 70 лет проводят поиски эффективных путей использования данного газового агента для разработки нефтяных месторождений и повышения нефтеотдачи пластов. Предложен метод

внутрипластовой трансформации кислорода воздуха (метод термогазового воздействия – ТГВ), основанный на закачке воздуха в нефтяной пласт и его трансформации в эффективный вытесняющий агент за счет внутрипластовых низкотемпературных окислительных процессов [122, 123]. Метод ТГВ возник в результате последовательного развития метода внутрипластового горения нефти.

Следует отметить, что термогазовый метод воздействия принципиально отличается от всех вариантов внутрипластового горения (сухого, влажного и супервлажного горения) тем, что по механизму воздействия он относится к газовым методам, а не к тепловым. Если при внутрипластовом горении основной процесс вытеснения нефти связан с выделяющимся теплом, то при ТГВ основным нефтевытесняющим агентом является газ. Принципиально различен и химический механизм процесса. Горение нефти (точнее высококипящих и твердых остатков тяжелой нефти) происходит при высокой температуре (500-1000 °С), а при ТГВ процесс идет как жидкофазное окисление нефти при температуре 100-300 °С. Соответственно различаются и характеристики фронта, в котором протекают химические реакции горения и окисления нефти. Если при внутрипластовом горении глубина фронта составляет не более нескольких десятков сантиметров, то при ТГВ область протекания реакций окисления значительна и достигает несколько десятков метров в глубину. Поэтому при внутрипластовом горении легко происходит прорыв воздуха через фронт горения к добывающим скважинам, а при ТГВ вероятность прорыва существенно ниже из-за значительных размеров (глубины) области, в которой происходит полное поглощение кислорода из воздуха.

Внутрипластовое горение может быть применено только в тех случаях, когда нефть содержит значительное количество тяжелых углеводородных компонентов, без чего невозможно образования фронта устойчивого горения. В отличие от методов внутрипластового горения метод ТГВ применим для месторождений маловязкой нефти.

Различаются данные методы по экономическим и техническим параметрам. Для поддержания процесса внутрипластового горения скорость закачивания

воздуха должна быть значительной, иначе процесс горения прекратится. При высокотемпературном горении образуются кокс и большое количество коррозионно-агрессивных продуктов (оксиды серы). При осуществлении ТГВ скорость закачки газа кратно ниже, чем при горении, поэтому могут быть использованы менее производительные компрессора, что облегчает внедрение метода. Температура, при которой протекает ТГВ, недостаточна для протекания процессов коксования и глубокого пиролиза нефти. Образование оксидов серы также не наблюдается при ТГВ [124, 125].

Поскольку при реализации термогазового метода тепловое воздействие не является определяющим для извлечения нефти, то нет необходимости «выжигать» большие объемы пласта. Поэтому, как в случае применения газовых методов, можно ограничиться созданием оторочки вытесняющего газового агента в размере 5-20 % от порового объема объекта [122, 124]. Метод применим для добычи нефти из низкопроницаемых коллекторов, что показали многочисленные лабораторные и промысловые эксперименты, которые будут описаны ниже. К условиям рассматриваемого месторождения тюменской свиты наиболее близки результаты исследования ТГВ, проведенные на примере и в условиях Приобского месторождения Западной Сибири [126].

Таким образом, по техническим и экономическим соображениям метод ТГВ является достаточно привлекательным для применения на месторождениях с высокими пластовыми температурами и маловязкой нефтью.

Термогазовый метод может быть использован для повышения нефтеотдачи заводненных месторождений [124]. Конечная нефтеотдача при применении на обводненных месторождениях может повыситься до 6-12 % [124-127]. В процессах окисления при ТГВ расходуется незначительное количество нефти [122-127], причем эта та нефть, которая содержится в призабойной зоне пласта (ПЗП) и извлечь ее невозможно. Из окисляемой нефти испаряются в газовую оторочку наиболее ценные легкокипящие компоненты.

Механизм термогазового метода заключается в следующем. В результате окисления нефти происходит выделение тепла, образование диоксида углерода

(углекислого газа), испарение углеводородных газов и легких жидких углеводородов. В результате процесса окисления формируется нефтewытесняющая оторочка (азот + углекислый газ + смесь газообразных и легких жидких углеводородов), которая способна значительно увеличить степень вытеснения нефти из пласта. Температуру окисления регулируют скоростью закачивания воздуха в пласт и чередованием закачивания газа и воды.

Опыт промысловых работ в СССР, США, Китае и т.п. показал, что закачивание воздуха в пласт является эффективным и безопасным процессом. Наиболее показателен опыт месторождения Буффало (США, [128]), где за 30 лет без особых проблем и аварий было закачено в пласт 7,42 миллиарда м³ воздуха (262,1 миллиардов куб. футов), что позволило добыть за счет ТГВ более 2,5 млн. т (18,1 млн. баррелей) дополнительной нефти.

1.4 Проблемы физического моделирования вытеснения нефти смешивающимися агентами

При проведении лабораторных экспериментальных исследований важно знать насколько полно и точно полученные закономерности и опытные данные отражают явления, происходящие в исследуемом (моделируемом) натуральном объекте. В случае физического моделирования нефтяных и газовых пластов наиболее сложно воспроизвести масштабный фактор L/\sqrt{K} (L – длина пористой среды, K – проницаемость), связанный с несоизмеримостью размеров пласта и его физической модели.

Рассмотрение этой проблемы в классических работах [129-133] показало, что невозможно точное физическое моделирование даже процесса одномерного вытеснения нефти водой. Причиной этого является непреодолимая трудность в соблюдении равенства критерия L/\sqrt{K} для модели пласта и реального пласта [133, 134]. Длина лабораторного образца пористой среды, как правило, составляет 20-100 см, как для кернов, так и для насыпных пористых сред. Если принять за характерный размер пласта – сто метров, а проницаемость – 0,1 мкм², то тогда проницаемость лабораторного образца длиной один метр должна составлять

$0,1 \times 10^{-4}$ мкм², т.е. в 10000 раз ниже. Дело даже не в трудностях создания моделей пласта такой проницаемости и проведении с ними фильтрационных экспериментов. При течении флюидов через пористую среду такой проницаемости мы будем иметь дело с совершенно иными физическими явлениями, имеющими мало отношения к процессу извлечения нефти. В частности, уменьшение проницаемости пористой среды (точнее диаметра поровых каналов) неминуемо приведет к изменению роли капиллярных сил – параметра, определяющего весь механизм вытеснения нефти. Выход из создавшегося тупика дает нахождение условий автомодельности процесса, т.е. для обоснованного переноса результатов опытов на реальные объекты необходимо при проведении исследований соблюдать определенные критерии подобия [133-135].

На практике это означает определение зависимости параметра, характеризующего процесс вытеснения нефти (например, коэффициента вытеснения нефти водой или раствором полимера), от определенных безразмерных критериев. Если обнаружено, что характеризующий процесс вытеснения нефти параметр не зависит от выбранного критерия в области значений, совпадающих с лабораторными и пластовыми значениями, то возможен перенос экспериментальных зависимостей на условия реального пласта. Такой подход получил название приближенного моделирования.

Для процесса одномерного вытеснения нефти водой эти условия были найдены в работах [133, 134], что позволяет при некоторых допущениях моделировать и исследовать в лабораторных условиях процесс вытеснения нефти водой. Для обеспечения подобия для фазовых проницаемостей необходимо выполнение условия:

$$[\sigma/K \text{ grad}P]_{\text{мод}} = [\sigma/K \text{ grad}P]_{\text{нат}} \quad (\text{критерий } \Pi_1),$$

а для соблюдения подобия для капиллярного давления:

$$\left[\frac{\sigma}{\nabla P \sqrt{K}} \right]_{\text{нат}} = \left[\frac{\sigma}{\nabla P \sqrt{K}} \right]_{\text{мод}} \quad (\text{критерий } \Pi_2),$$

где m – пористость, σ – межфазное натяжение, индекс «мод» относится к физической модели пласта, индекс «нат» – к реальному пласту.

Важно отметить, что условия автомодельности, установленные в работах [133, 134], относятся только к **случаю одномерного (линейного) вытеснения нефти водой**. Изменение условий проведения исследований (например, использование другого вытесняющего агента) приводят к необходимости пересмотра исходных определяющих безразмерных критериев (как правило, добавлению новых) и экспериментальный поиск новых условий автомодельности. В качестве примера такого подхода можно привести работу [135], в которой рассматривался процесс вытеснения нефти полимерными растворами. На основании анализа размерности был введен новый безразмерный критерий (время установления сорбционного равновесия) и найдены условия автомодельности процесса вытеснения относительно этого параметра. К сожалению, при исследовании процессов вытеснения растворами ПАВ, щелочей, кислот, газов, растворителей, теплоносителей этот вопрос не рассматривался в научной литературе. В лучшем случае отмечается, что при проведении экспериментов соблюдали условия автомодельности, введенные Д.А.Эфросом и В.П.Онопrienко, либо указывается, что исследования проводили в соответствии с ОСТ 39-195-86 Нефть. Метод определения коэффициента вытеснения нефти водой в лабораторных условиях. Следует отметить, что методика ОСТ 39-195-86 разработана для физического моделирования несмешивающегося вытеснения нефти водой, однако в России применяется для исследования и моделирования вытеснения нефти газами (например, [136-138] и др.). При этом методика по ОСТ 39-195-86 рассматривается в России (и ранее в СССР), как единственно надежный метод физического моделирования пластовых процессов при вытеснении нефти.

Добыча нефти из низкопроницаемых коллекторов и сланцев требует применения газовых и смешивающихся агентов для вытеснения нефти, т.к. при их применении уменьшаются или полностью подавляются капиллярные силы, удерживающие нефть в коллекторе. При закачивании в нефтяной пласт газовых агентов и CO_2 может реализовываться несмешивающееся, частично

смешивающееся и смешивающееся вытеснение нефти [56, 57]. Тип смесимости газового агента и нефти определяется глубиной массообмена между нефтью и газом. Наиболее эффективное смешивающееся вытеснение нефти обычно достигается по многоконтактному механизму, что требует значительного времени и фильтрационного пути. Часть пласта, в которой в результате массообмена достигается многоконтактная смесимость, называется переходной зоной (зона изменения состава контактирующих фаз). Переходная зона может иметь достаточно большую протяженность (например, для системы азот-нефть длина переходной зоны составляет 14-25 м при давлениях 34,5-27,5 МПа [139]), т.е. для исследования процессов многоконтактной смесимости необходимо использовать значительные по длине модели пласта. Исследование вытеснения нефти газом или водогазовой смесью с использованием коротких моделей пласта (точнее моделей пласта, длина которых уступает или соизмерима с переходной зоной) может дать искаженные результаты.

Применение метода приближенного физического моделирования и нахождение параметров автомодельности при вытеснении нефти газами или растворителями (аналогично вытеснению нефти водой или полимерными растворами), по-видимому, является очень сложным, потребуются добавить много дополнительных параметров автомодельности. В литературе подобных попыток не обнаружено. Исследователи пошли путем вычленения процесса массообмена между нефтью и газом из общего механизма вытеснения нефти. Для этого в 50-годах прошлого столетия в качестве моделей пласта (пористых сред) начали использовать так называемые тонкие трубки (slim tube), заполненные песком или другим аналогичным материалом (длина до 40 м при диаметре 4-10 мм). Значительная длина слим-моделей пласта позволяет минимизировать влияние переходной зоны на показатели вытеснения. При такой конфигурации пористой среды процесс вытеснения является максимально приближенным к линейной одномерной фильтрации (трубка тока), что позволяет полностью исключить вязкостную неустойчивость (образование языков).

В экспериментах со слим-моделями воспроизводят термобарические условия пласта, обычно применяется глубинная нефть или рекомбинированная модель нефти. Необходимо отметить, что слим-методика моделирует только один физико-химический процесс – массообмен между нефтью и вытесняющим газовым агентом. Основным недостатком слим методики является невозможность воспроизвести породу коллектора, а также структуру порового пространства и проницаемость, что является важнейшими отличиями ее от методики с керновыми моделями пласта по ОСТ 39-195-86.

Таким образом, существует проблема физического моделирования вытеснения нефти газами и растворителями, т.е. в тех случаях, когда состав агента и нефти значительно меняются при фильтрации в пласте. Проведенный обзор литературы не выявил исследований по сопоставлению результатов вытеснения нефти различными агентами с использованием керновых моделей пласта и слим-моделей пласта, что не позволяет однозначно оценить надежность разного типа методик физического моделирования пластовых процессов. В небольшом количестве работ сравнивают результаты исследования только одного вытесняющего флюида (обычно CO_2) с использованием керновой или насыпной модели пласта с результатами slim tube [140-144].

По-видимому, наиболее важным для повышения качества физического моделирования вытеснения нефти газами (растворителями) является сопоставление данных по вытеснению нефти из керновых моделей пласта и из slim tube, т.е. сопоставление результатов наиболее известных методов физического моделирования. Важно это сравнение провести с различными газами и растворителями применительно к условиям одного месторождения при несмешивающемся, ограниченно-смешивающемся и смешивающемся вытеснении нефти, т.е. сопоставить результаты в условиях различной глубины массообмена между нефтью и флюидом.

Глава 2 МЕТОДИКА ЭКСПЕРИМЕНТА

2.1 Подготовка флюидов

Приготовление рекомбинированной модели нефти. Первоначально обезвоживали свежие пробы нефти западно-сибирских и восточно-сибирского месторождений методами центрифугирования и отстоя. Были получены образцы нефти с остаточным содержанием воды не более 0,1 %.

Рекомбинированную модель нефти готовили следующим образом. В поршневую колонку объемом 805-815 мл подавали последовательно рассчитанное количество этана и метана (или одного метана). Количество метана и этана измеряли весовым методом. Прочие жидкие компоненты (пропан, н-бутан и изобутан и т.п.) закачивали дозировочным насосом, а затем закачивали рассчитанное количество дегазированной нефти месторождения. Для улучшения растворения газов в нефти колонку периодически покачивали. Сжатие нефти и газа продолжали до пластового давления, при этом происходило полное растворение компонентов газа в нефти. Растворение газа в нефти проводили при комнатной температуре, а в случае нефти Восточно-Сибирского месторождения температуру поддерживали не выше 19,5 °С.

Для определения вязкости нефти использовали капиллярный вискозиметр, который представлял собой 10 м капилляр с внутренним диаметром 1 мм, через который прокачивали нефть с четырьмя различными скоростями при пластовом давлении и пластовой температуре. Для калибровки вискозиметра использовали очищенный керосин, вязкость которого определяли стеклянным капиллярным вискозиметром ВПЖ-3 (вязкость 1,00-1,08 мПа*с при 18-24 °С). Калибровку капилляра по керосину проводили, измеряя перепады давления при прокачке керосина при четырех различных скоростях (при постоянной комнатной температуре).

Состав ПНГ и его моделей, приведен в таблицах 2.1-2.3.

Таблица 2.1 – Состав газа проб ПНГ нефти Северо-Могдинского горизонта

Компонент	Состав ПНГ нефти			Модельный состав ПНГ нефти
	Проба 2	Проба 3	Среднее значение	
	Мольная доля, %			
Гелий	0,015	0,015	0,015	-
Диоксид углерода	0,064	0,046	0,055	-
Азот	0,972	0,619	0,795	-
Метан	75,480	76,994	76,24	78,080
Этан	12,253	12,205	12,23	12,525
Пропан	6,788	6,372	6,58	6,740
Изобутан	0,916	0,805	0,86	0,882
Н-бутан	1,875	1,586	1,73	1,773
Изопентан	0,454	0,382	0,418	-
Н-пентан	0,451	0,373	0,412	-
Гексаны	0,455	0,372	0,413	-
Гептаны	0,188	0,154	0,171	-
Октаны	0,073	0,060	0,067	-
Группа C ₉ +остаток	0,017	0,018	0,0173	-
Сумма	100,00	100,00	100	100
Средний молекулярный вес	22,0	21,5	21,8	21,8
Газосодержание по данным стандартной сепарации, м ³ /м ³	113,94	110,13	112,03	110
Давление насыщения, МПа	11,68	17,66	17,67	-

Таблица 2.2 – Состав ПНГ Приобского месторождения и газа ТГВ

Компоненты	Попутный нефтяной газ, мольн. %	Модель попутного нефтяного газа, мольн. %	Модель газа ТГВ, мольн. %
CO ₂	0,47	0	10
N ₂	0,69	0	60
CH ₄	67,44	72,6	0
C ₂ H ₆	10,06	0	0
C ₃ H ₈	12,45	17,45	15
изо-C ₄ H ₁₀	1,38	1,38	0
н-C ₄ H ₁₀	4,41	6,24	12,5
Σ C ₅ H ₁₂	1,54	0	0
C ₆ H ₁₄	1,56	2,33	2,5
Средняя молекулярная масса	25,55	25,77	37,24
Газосодержание, м ³ /м ³	48-50	50	-

Таблица 2.3 – Состав газовых смесей Восточно-Перевального месторождения

Компоненты	Попутный нефтяной газ, мольн. %	Модель сухого углеводородного газа, мольн. % (опыт 2/13)	Модель ПНГ, мольн. % (опыты 3/13 и 4/13)
CO ₂	0,46	0	0
N ₂	1,31	0	0
CH ₄	85,1	100	80,9
C ₂ H ₆	1,84	0	0
C ₃ H ₈	2,12	0	14,3
изо-C ₄ H ₁₀	1,87	0	2,9
н-C ₄ H ₁₀	3,00	0	1,90
изо- C ₅ H ₁₂	1,31	0	0
н- C ₅ H ₁₂	1,4	0	0
Средняя молекулярная масса	21,95	16,0	22,1
Газосодержание, м ³ /м ³	45-47	-	45

Приготовление модели минерализованной воды Северо-Могдинского месторождения. На основе данных о составе воды (таблица 2.4) была приготовлена модель закачиваемой воды (таблица 2.5). После растворения солей полученный раствор дважды профильтровали через плотный бумажный фильтр и хранили в плотно закрытом стеклянном сосуде. При хранении из воды не наблюдалось выпадения осадка, на стенках не осаждался налет, т.е. приготовленная модель воды является устойчивой.

Таблица 2.4 – Ионный состав закачиваемой воды Северо-Могдинского месторождения

Ионы	Cl	HCO ₃ ⁻	SO ₄ ²⁻	Ca ²⁺	Mg ²⁺	Na ⁺
Содержание, мг/л	9000	200	730	1000	730	3600

Таблица 2.5 – Состав модели закачиваемой воды Северо-Могдинского месторождения

Наименование компонента	Концентрация, г/л
Бикарбонат натрия	0,275
Хлорид натрия	8,965
Хлорид кальция	2,775
Сульфат магния (7 водный)	7,483
Плотность при 22 °С, кг/м ³	1010
pH	7,96

Модель пластовой воды была приготовлена по данным таблицы 2.6. Модель пластовой воды готовили аналогично модели закачиваемой воды.

Таблица 2.6 – Состав модели пластовой воды

Компонент	Концентрация, г/л
CaCl ₂	222,44
KBr	4,17
MgSO ₄ *7H ₂ O	0,96
MgCl ₂ *6H ₂ O	90,63
NaCl	71,87
NaHCO ₃	0,9
KCl	33,64

Закачиваемые газы. В работе использовали сжатые метан и азот с содержанием основного вещества не менее 99,9 %. Для увеличения давления газа до требуемого уровня давления использовали поршневые колонки.

Попутный нефтяной газ (ПНГ) и модель газа ТГВ. Модели газов готовили в поршневой колонке объемом 809 мл. В нее вводили рассчитанное количество метана, этана или азота, содержание газов контролировали весовым методом. Расчетное количество сжиженных компонентов (пропана, н-бутана, изобутана и др.) подавали мерным насосом. Затем газ в модели пласта сжимали до требуемого давления. Перед закачиванием в модели пласта ПНГ западно-сибирских месторождений и модель газа ТГВ в поршневой колонке подогревали до 80 °С, чтобы все компоненты испарились, и чтобы увеличить давление газа.

Модель газа ТГВ готовили на основе данных, предоставленных специалистами ООО «Григ».

Углекислота. В эксперименте использовали углекислоту с содержанием основного вещества не ниже 99,8 %. При пластовых условиях восточно-сибирского месторождения углекислота является жидкостью. Углекислоту закачивали в модель пласта поршневой колонкой на 450 мл.

2.2 Методика подготовки и проведения экспериментов с использованием slim-tube

Описание фильтрационной установки. Исследования проводили с использованием модернизированной фильтрационной установки УИК-5 (ООО «Глобел-нефтесервис», г.Москва). Фильтрационная установка УИК-5 включает в свой состав четыре насоса высокого давления (три для закачивания флюидов в модель пласта, один для поддержания горного давления – обжима в керновой модели пласта, который в слим-эксперименте не использовали), датчики давления, двух/трехфазный ультразвуковой сепаратор-измеритель объемов фаз на выходе из модели пласта (использовали двухфазный вариант сепаратора), клапан противодавления (поддержание пластового давления на выходе из установки), пневматические клапаны, ручные вентили, управляющую ЭВМ вместе с

необходимыми преобразователями сигналов. Насосы высокого давления плунжерного типа, двухкамерные (рабочий объем камеры – 30 мл). Непрерывную подачу флюидов обеспечивала система из пневматических клапанов и датчиков давления (для измерения давления в камерах насоса) под управлением ЭВМ. Установка была доукомплектована разделительными поршневыми колонками для приготовления и закачивания рекомбинированной модели нефти и модели углеводородного газа.

Давление на входе и выходе из модели пласта измеряли высокоточные датчики давления и дифференциальные манометры. Калибровку датчиков давления производили по образцовому манометру класса точности 0,25. Давление в системе (противодавление) поддерживалось автоматическим обратным клапаном, управляемым ЭВМ. На выходе из обратного клапана буферную жидкость (фильтрованную воду) собирали и периодически измеряли ее количество с помощью весов с точностью 0,001 мл (г).

Для измерения объемов нефти и газа, выделившихся из модели, использовали двух- или трехфазный сепаратор-измеритель с ультразвуковым датчиком. Перед началом эксперимента в двухфазный сепаратор-измеритель помещали керосин. При использовании трехфазного сепаратора измерителя его перед экспериментом заполняли углеводородной жидкостью (керосином или его смесью с вазелиновым маслом) и воду. Давление в сепараторе поднимали до требуемого с помощью подачи азота или метана высокого давления и подкачки керосина.

Калибровку сепаратора-измерителя по нефти проводили следующим образом. С помощью дозирующего насоса в сепаратор-измеритель закачивали керосин при пластовом давлении. По полученным данным строили зависимость уровня жидкости в сепараторе-измерителе от объема закаченного керосина.

Фильтрационный эксперимент по вытеснению нефти CO_2 и сжиженным газом проводили с использованием другой схемы эксперимента. В состав установки УИК-5 (по сравнению с экспериментами по вытеснению нефти азотом, ПНГ и метаном) были внесены следующие изменения.

1. На выходе из модели пласта (вместо сепаратора-измерителя и штатной системы поддержания пластового давления) установили автоматический гидравлический клапан, обеспечивающий сброс давления флюидов с пластового до атмосферного.

2. На выходе из гидравлического клапана измеряли объем дегазированной нефти с помощью двухфазного сепаратора-измерителя.

3. На выходе из сепаратора-измерителя были установлены газовые часы для измерения объема газа.

Слим-модель пласта. Слим-модель пласта представляла собой трубку из нержавеющей стали длиной 9,9 м, внутренним диаметром 8 мм и стенками толщиной 2 мм. Трубка была свернута в спираль с диаметром витков около 0,35 м. Для заполнения слим-модели пласта использовали крупный кварцевый песок. Внешний вид слим-модели приведен на рисунке 2.1.



Рисунок 2.1 – Вид слим-модели пласта

Подготовка слим-моделей пласта без остаточной воды. Подготовка моделей пласта включала следующие этапы. Остатки флюидов в модели пласта после предыдущего опыта удаляли спирто-бензольной смесью и сушили

пористую среду при 70-80 °С в постоянном токе воздуха. Затем модель под вакуумом насыщали керосином при давлении 2 МПа (для полного удаления воздуха) и измеряли проницаемость модели пласта по керосину. Поровый объем (п.о.) слим-модели пласта определяли весовым методом, нефтенасыщенный объем модели пласта принимали равным поровому объему. Затем керосин в модели пласта заменяли в ходе фильтрации на рекомбинированную модель нефти (при пластовом давлении и температуре ниже температуры разгазирования нефти).

Подготовка слим-моделей пласта с остаточной водой. После очистки слим-модели пласта спирто-бензольной смесью пористую среду сушили при 70-80 °С в токе воздуха. Затем модель под вакуумом заполняли пресной водой и давление в модели пласта поднимали до 2 МПа для растворения воздуха. Поровый объем (п.о.) определяли весовым методом. Затем через модель пласта фильтровали не менее 4,5 п.о. керосина, измеряя количество воды на выходе. Нефтенасыщенный объем модели (н.п.о.) пласта принимали равным объему воды, вытесненной керосином из слим-модели пласта. Затем керосин в модели пласта заменяли в ходе фильтрации на рекомбинированную модель нефти при пластовом давлении при комнатной температуре.

Методика проведения эксперимента. Эксперимент по вытеснению нефти газом проводили в термобарических условиях месторождений. В слим-модели с помощью воздушного термостата поддерживали температуру с точностью не хуже $\pm 0,2$ °С. Скорость закачивания вытесняющего флюида составляла 12-21 см³/час.

В ходе эксперимента в режиме реального времени следили за перепадом давления, количеством вытесненной нефти и газа, температурой модели пласта и количеством флюидов на выходе из модели пласта. Автоматическое измерение и запись результатов измерения параметров (давления в системе, перепада давления, уровней в сепараторе-измерителе, температуры и количество (вес) воды на выходе из модели пласта) проводили с интервалом в 1-3 минуты.

В качестве основного параметра, характеризующего степень смесимости нефти и газа, использовали коэффициент вытеснения нефти после закачки 1-1,2 п.о. газового агента. В случае высокотемпературного месторождения использовали объем закачки 1-1,2 п.о. газа (массообмен идет быстрее при повышенных температурах), в случае низкотемпературного месторождения объем закачки газа составлял не менее 1,2 п.о. Было принято:

- При коэффициенте вытеснения нефти 90 % и выше – смешивающийся режим вытеснения нефти газом.
- При коэффициенте вытеснения нефти 60 % и выше – ограниченно смешивающийся режим вытеснения нефти газом.
- При коэффициенте вытеснения нефти менее 60 % несмешивающийся режим вытеснения нефти газом.

Вспомогательным параметром является момент прорыва газового агента. Если прорыв газа произошел после закачивания газового агента в количестве менее 50 % от нефтенасыщенного порового объема слим-модели пласта, то режим вытеснения нефти газом – несмешивающийся.

2.3 Методики проведения экспериментов с использованием составных керновых моделей пласта

Подготовка керновых моделей пласта усть-кутского горизонта Северо-Могдинского месторождения. В эксперименте использовали модели пласта усть-кутского горизонта Северо-Могдинского месторождения. Каждая модель пласта состояла из пяти кернов. Выбраны керны были таким образом, чтобы они относились к определенному литологическому типу и к единой выборке по зависимости проницаемости от пористости. Подготовку моделей пласта осуществляли под руководством проф. Постниковой О.В.

Полученные образцы кернов, насыщенные керосином и содержащие связанную воду, помещали в манжету кернодержателя в порядке уменьшения проницаемости (от входа к выходу). Направление фильтрации флюидов через каждый образец керна также определялось на основании литологического

исследования. Характеристика кернов и моделей пласта приведена в таблицах 2.7 и 2.8.

Керны помещали в манжету кернодержателя, кернодержатель опрессовывали и через модель пласта фильтровали керосин до стабилизации перепада давления (при противодавлении в 10 МПа). В случае модели пласта СМ1 фильтрацию керосина проводили при трех скоростях фильтрации и было обнаружено, что перепад давления при фильтрации керосина линейно зависит от скорости фильтрации (рисунок 2.2), т.е. для низкопроницаемой модели пласта с остаточной водонасыщенностью выполняется закон Дарси. В случае прочих моделей пласта СМ2 – СМ5 фильтрацию керосина осуществляли при одной скорости подачи (или при постоянном перепаде давления). Затем через модели пласта фильтровали рекомбинированную модель нефти до стабилизации перепада давления. Результаты эксперимента приведены в таблицах 2.9-2.10.

Количество профильтрованных флюидов измеряли в нефтенасыщенных поровых объемах (н.п.о.), т.к. погребенная вода в фильтрации не участвует и является неподвижной фазой.

Следует отметить очень низкую проницаемость моделей пласта для керосина и нефти, что создавало значительные трудности при проведении экспериментов. В случае модели СМ1 проницаемость ниже $0,001 \text{ мкм}^2$, а в случае моделей СМ2 – СМ4 проницаемость для нефти и керосина ниже $0,0001 \text{ мкм}^2$. Причина сверхнизкой проницаемости моделей пласта для нефти и керосина связана с низкой пористостью, малыми размерами пор и высокой остаточной водонасыщенностью (37,3-48,0 %). Сверхнизкая проницаемость потребовала применения моделей пласта меньших по длине, чем обычно принято.

Таблица 2.7 – Характеристика кернов моделей пласта Северо-Могдинского месторождения

Модель пласта	Проницаемость по газу*10 ³ , мкм ²	Пористость, %	Начальная водонасыщенность, %	Объем пор, мл	Длина, см	Диаметр, см
СМ1	13,5	7,48	21,6	1,72	3,33	2,95
	8,92	9,17	43,5	2,1	3,35	2,95
	6,44	8,35	48,5	1,91	3,34	2,95
	3,45	6,74	52,4	1,55	3,33	2,95
	3,18	6,00	49,1	1,38	3,34	2,95
СМ2	16,3	8,23	42,3	1,89	3,35	2,95
	7,85	8,36	46,8	1,92	3,35	2,95
	4,97	2,3	46,4	1,67	3,27	2,95
	4,15	6,13	46,6	1,41	3,32	2,95
	2,86	1,49	52,1	1,03	3,34	2,95
СМ3	15,35	7,78	41,6	1,78	3,28	2,95
	9,32	8,02	50,9	1,85	3,34	2,95
	5,13	7,06	58,7	1,62	3,3	2,95
	3,47	8,59	56,7	1,51	3,36	2,95
	1,69	1,21	23	0,97	3,32	2,95
СМ4	9,832	1,70	44,3	0,95	3,34	2,95
	6,762	1,65	40,7	0,98	3,34	2,95
	6,150	1,50	48,9	0,76	3,33	2,95
	7,851	1,90	46,8	1,01	3,33	2,95
	6,683	1,55	55,8	0,69	3,35	2,95
СМ5	4,107	41,1	3,34	2,95	1,18	0,70
	4,851	47,3	3,33	2,95	1,23	0,65
	4,481	45,9	3,33	2,95	1,35	0,73
	4,472	19,8	3,345	2,95	1,85	1,48
	4,993	40,4	3,33	2,95	1,45	0,86

Таблица 2.8 – Характеристика моделей пласта Северо-Могдинского месторождения

Модель пласта	Проницаемость по газу*10 ³ , мкм ²	Объем пор, мл	Начальная нефтенасыщенность, %	Длина, см	Диаметр, см
СМ1	7,09	8,66	57,3	16,69	2,95
СМ2	7,24	7,92	53,7	16,63	2,95
СМ3	6,97	7,73	52,0	16,60	2,95
СМ4	7,46	8,30	52,9	16,69	2,95
СМ5	4,58	7,05	62,7	16,675	2,95

Таблица 2.9 – Насыщение керосином и нефтью моделей пласта Северо-Могдинского месторождения

Модель пласта	Флюид	Объем закачки, н.п.о.	Перепад давления, МПа	Скорость закачки, мл/час
СМ1	Керосин	1,47	0,233	1,8
		0,96	0,161	1,2
		1,68	0,0826	0,6
	Нефть	3,93	0,301	0,38
СМ2	Керосин	3,05	0,343	0,60
	Нефть	3,14	1,25	0,20
СМ3	Керосин	3,82	0,665	0,60
	Нефть	3,26	1,06	0,30
СМ4	Керосин	3,34	0,360	0,36
	Нефть	1,67	2,19	0,19
СМ5	Керосин	2,30	0,441	0,58
	Нефть	2,02	0,602	0,26

Таблица 2.10 – Результаты насыщения керосином и нефтью моделей пласта Северо-Могдинского месторождения

Номер модели пласта	Проницаемость*10 ³ мкм ²		
	По газу	По керосину	По нефти
СМ1	7,09	0,55	0,27
СМ2	7,24	0,08	0,07
СМ3	6,97	0,07	0,07
СМ4	7,46	0,026	0,019
СМ5	4,58	0,098	0,091

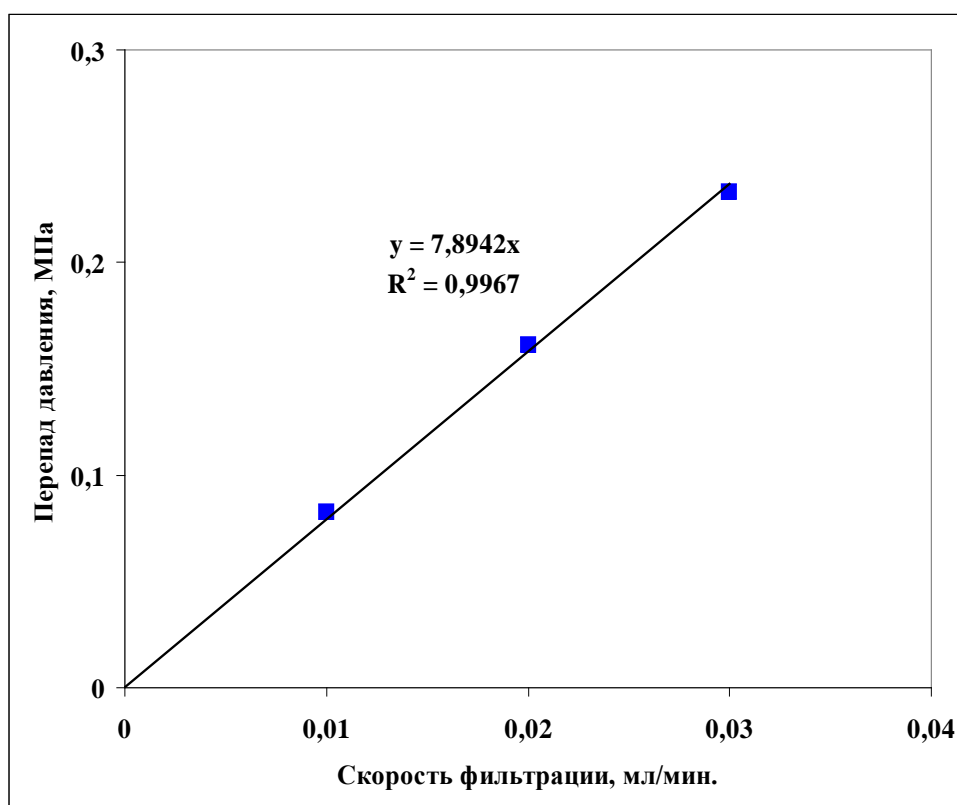


Рисунок 2.2 – Зависимость перепада давления от скорости фильтрации керосина в опыте СМ1

Проведение фильтрационного эксперимента. После насыщения модели пласта керосином и нефтью переходили к последовательной закачке газов или углекислоты или воды. Исследования проводили с использованием фильтрационной установки УИК-5, описанной выше.

Подачу газов и углекислоты осуществляли с помощью разделительных поршневых колонок, подачу моделей пластовой или закачиваемой воды – с помощью напорной колонки с жидким поршнем из вазелинового масла.

Закачивание флюидов предполагалось вести при постоянном расходе закачиваемых флюидов. Однако из-за низкой проницаемости закачку вели, ограничивая (программно с помощью установки) перепад давления при значениях около 2-2,5 МПа.

При проведении экспериментов использовали обжим моделей пласта, который был на 5,0 МПа выше входного давления в модель пласта.

Для измерения объемов нефти и газа, выделившихся из модели, использовали двух/трехфазный сепаратор-измеритель с ультразвуковым датчиком. Перед началом эксперимента в сепаратор-измеритель помещали керосин и воду. Затем в сепараторе с помощью подачи азота или метана высокого давления и подкачки керосина создавали давление, равное требуемому пластовому (21,7 МПа). Во время опыта проводили отбор только жидкой (нижней) фазы (воды) из сепаратора-измерителя. Объем газа и нефти измеряли по снижению уровней раздела фаз в сепараторе-измерителе (нефть и газ в сепараторе накапливались).

Пластовую температуру поддерживали с помощью термостата-криостата. Для этого модели пласта и колонки с закачиваемыми флюидами обматывали гибким шлангом, через который прокачивали теплоноситель. Измерение температуры в кернодержателе осуществляли платиновым термосопротивлением с точностью не хуже $\pm 0,2$ °С.

В опыте СМЗ с вытеснением нефти углекислотой метод измерения флюидов был изменен. Первоначально предполагали, что измерение объема нефти и газа на выходе из модели пласта будет проводиться после сброса давления флюидов с пластового до атмосферного с помощью специального клапана (как в опытах со слим-моделью пласта). Однако данные опытов СМ1 и СМ2 показали, что фильтрация флюидов будет идти со столь низкой скоростью, что не позволит использовать имеющийся в составе установки гидравлический клапан для

поддержания пластового давления из-за крайне низкой скорости фильтрации. Поэтому использовали для определения объема вытесненной нефти в опыте СМЗ уточненный метод измерения, основанный на химическом разделении флюидов. Для этого двухфазный сепаратор-измеритель был заполнен 150 мл 20 % раствора гидроксида натрия, что достаточно было для полного поглощения не менее, чем 16,5 г углекислоты.

Глава 3 ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ

3.1 Исследование вытеснения нефти из моделей пласта усть-кутского горизонта Северо-Могдинского месторождения с использованием слим-модели пласта

Вытеснение нефти метаном (опыт Слим 1/СМ). Результаты эксперимента приведены в таблице 3.1 и на рисунке 3.1. В ходе эксперимента исследовали уровень смесимости и нефтевытесняющие характеристики метана высокого давления.

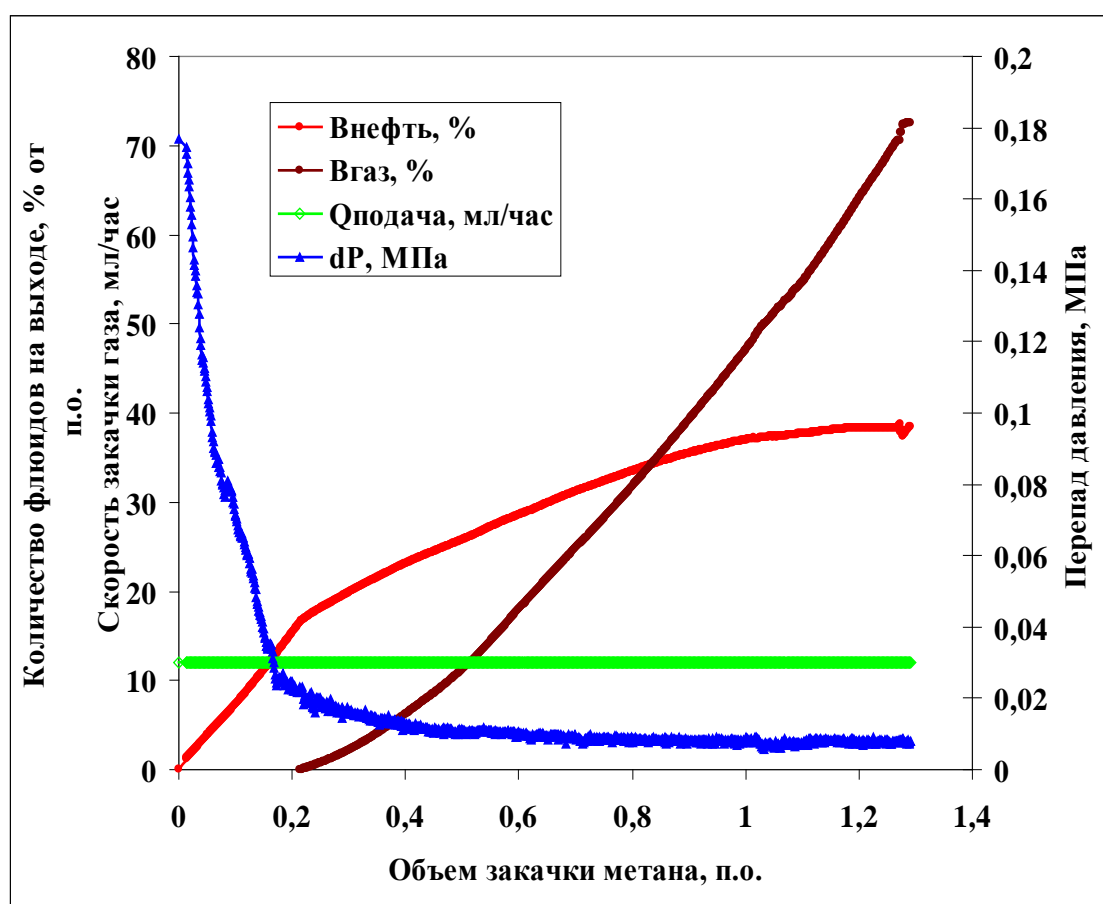


Рисунок 3.1 – Динамика фильтрации в опыте Слим 1/СМ (вытеснение нефти метаном)

В ходе фильтрации первоначально наблюдали рост перепада давления до значения равного 0,180 МПа. Рост перепада давления на динамике фильтрации (рисунок 3.1) не показан, т.к. происходит за время прокачки паразитного объема

модели пласта. После достижения максимального значения перепад давления быстро снижался, что связано с замещением в пористой среде более вязкой нефти на маловязкий газ. После закачки в модель пласта 0,21 п.о. метана на выходе из слим-модели пласта наблюдали прорыв газа. После прорыва газа вытеснение нефти продолжилось с заметно меньшей и быстро снижающейся скоростью. После закачивания 0,6-0,8 п.о. метана перепад давления стабилизировался и в дальнейшем практически не менялся. После закачивания в модель пласта 1 п.о. газа вытеснение нефти газом практически прекратилось. Закачка дополнительно 0,29 п.о. метана привела к росту коэффициента вытеснения нефти с 37,0 до 38,5 %, т.е. незначительно.

Закачивание 1,2 п.о. метана привело к вытеснению из модели пласта 38,3 % нефти, т.е. в термобарических условиях усть-кутского горизонта Северо-Могдинского месторождения наблюдается несмешивающийся режим вытеснения нефти газом. Быстрый прорыв газа подтверждает данный вывод.

Сопоставление объема закачивания газа и отбора флюидов показывает, что метан растворяется в нефти при пластовом давлении и температуре (различие между объемом закачки газа и отбором флюидов на выходе из модели пласта составило $1,29 \text{ п.о.} - 1,09 \text{ п.о.} = 0,20 \text{ п.о.}$). Однако, несмотря на растворимость метана в нефти, смесимость по механизму конденсирующегося газа в данном случае не достигается. Низкая пластовая температура не способствует испарению легких компонентов нефти в газ и газ мало обогащается, т.е. смесимость не достигается и по механизму испаряющего газа. Проведенный эксперимент показывает, что массообмен между нефтью и метаном не приводит к достижению даже ограниченной смесимости между нефтью и вытесняющим агентом.

Вытеснение нефти азотом (опыт Слим 2/СМ). Результаты эксперимента приведены в таблице 3.1 и на рисунке 3.2.

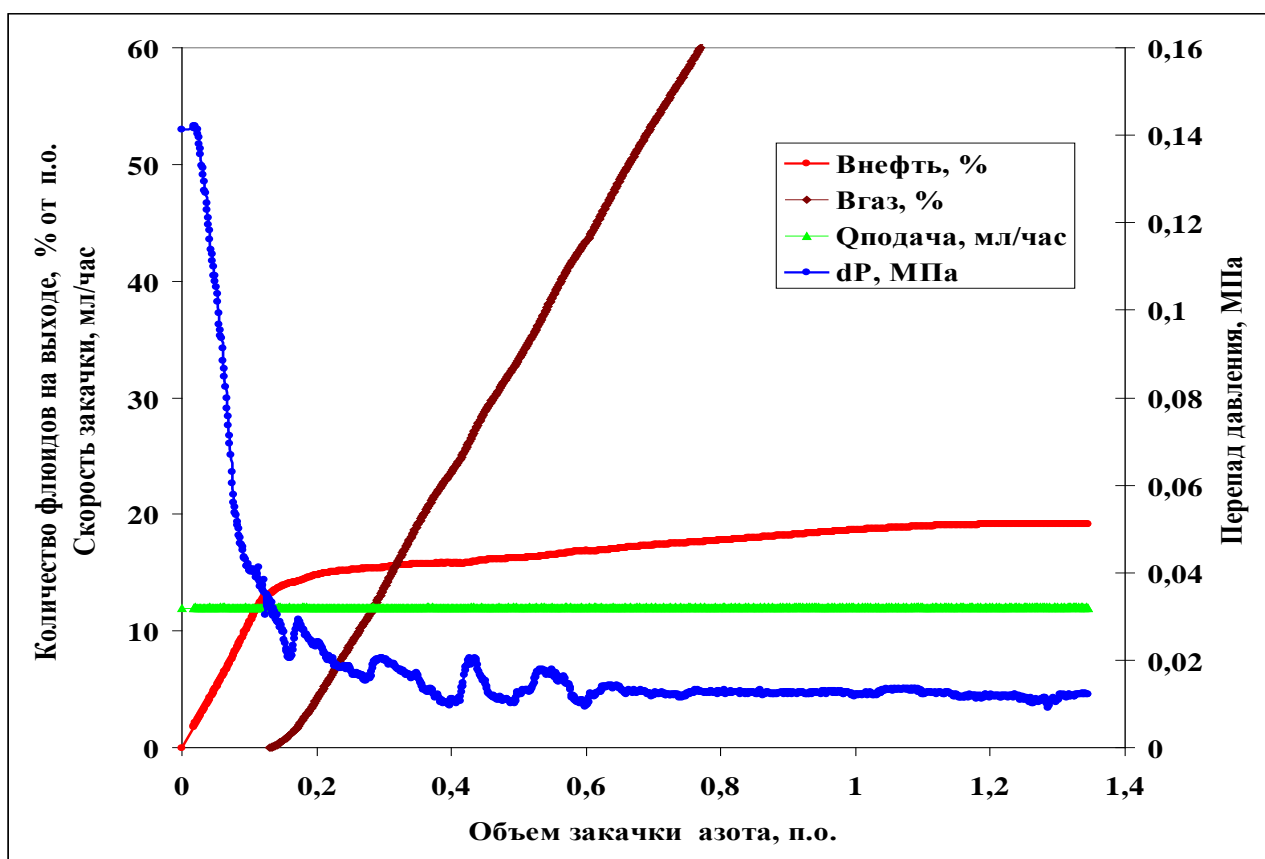


Рисунок 3.2 – Динамика фильтрации в опыте Слим 2/СМ (вытеснение нефти азотом)

Закачивание азота в модель пласта начали при перепаде давления равном нулю. Первоначально наблюдали рост перепада давления до значения равного 0,142 МПа (рост перепада давления на динамике фильтрации не показан, т.к. происходит за время закачки паразитного объема модели пласта). После достижения максимального значения перепад давления быстро снижался, что связано с замещением в пористой среде более вязкой нефти на азот. После закачки в модель пласта 0,13 п.о. азота на выходе из слим-модели пласта наблюдали прорыв газа. После прорыва газа скорость вытеснения нефти быстро уменьшилась, а после закачки 0,8-1,0 п.о. азота практически прекратилось.

Перепад давления в основном снижался на этапе фильтрации до прорыва газа. После закачивания 0,6-0,8 п.о. азота перепад давления стабилизировался и до конца эксперимента практически более не менялся. К концу эксперимента в результате закачивания 1,345 п.о. азота коэффициент вытеснения нефти составил 19,2 %.

Закачивание 1,2 п.о. азота привело к вытеснению из модели пласта 19,1 % нефти, т.е. в термобарических условиях усть-кутского горизонта Северо-Могдинского месторождения наблюдается жесткий несмешивающийся режим вытеснения нефти газом. Сравнение результатов опытов показывает, что азот является значительно менее эффективным вытесняющим агентом, чем метан. Сопоставление объема закачивания газа и отбора флюидов показывает, что азот мало растворим в нефти при пластовых давлении и температуре (разность между объемом закачки газа и отбором флюидов на выходе из модели пласта составила $1,345 \text{ п.о.} - 1,313 \text{ п.о.} = 0,032 \text{ п.о.}$). Таким образом, проведенный эксперимент показал, что массообмен между газонасыщенной нефтью и азотом незначителен.

Таблица 3.1 – Результаты опытов со слим-моделями пласта

Начальная нефтенасыщенность – 100 %, длина – 990 см, диаметр – 0,8 см.

Опыт	Этап	Флюид	Объемы закачки флюидов, п.о.	Перепад давления, МПа		Скорость закачивания, мл/час	Т, °С	Противодавление, МПа	Коэффициент вытеснения нефти, %	Прорыв газа, п.о.
				максимальный	в конце опыта					
1/СМ	1	Керосин	2,09	-	0,0812	24	24,2	2,0	-	-
	2	Нефть	1,50	-	0,199	12	19,1+/-0,3	21,7	-	-
	3	Метан	1,20	0,180	0,0078	12	19,2+/-0,2	21,7	38,3	0,21
			1,29	-	0,0078				38,5	-
2/СМ	1	Керосин	4,02	-		24	24,2	2,0	-	-
	2	Нефть	1,51	-		12	19,4+/-0,3	21,7	-	-
	3	Азот	1,20	0,142	0,0120	12	19,2+/-0,2	21,7	19,1	0,13
			1,345	-	0,0122				19,2	
7/СМ	1	Керосин	3,24	-	0,101	30	22,3	10,0	-	-
	2	Нефть	1,51	-	0,204	12	19,0	21,7	-	-
	1	ПНГ	1,20	0,219	0,0108	12	19,2	21,7	68,3	0,255
	2		1,31	-	0,0104				69,7	-

Результаты опыта Слим 7/СМ (вытеснение нефти ПНГ). Результаты эксперимента по вытеснению нефти ПНГ приведены в таблице 3.1 и на рисунке 3.3.

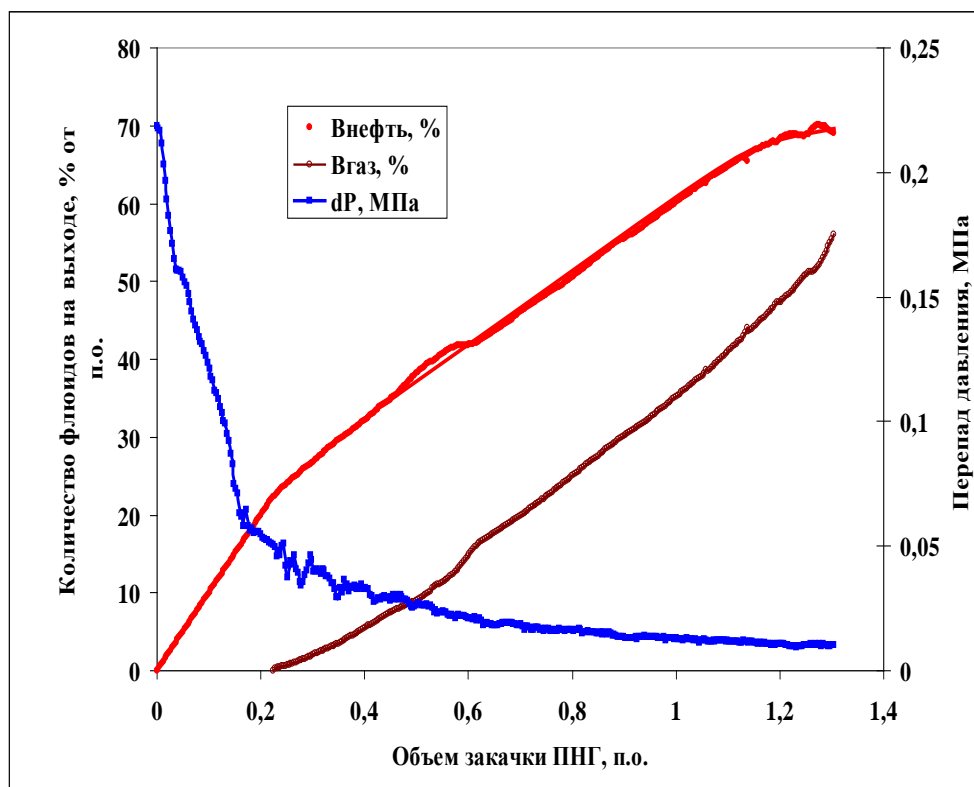


Рисунок 3.3 – Динамика фильтрации в опыте слим 7/СМ (вытеснение нефти попутным нефтяным газом)

Закачивание в слим-модель пласта ПНГ сопровождалось ростом перепада давления с 0 до 0,219 МПа (на рисунке 3.3 этот участок динамики не показан, т.к. подъем перепада давления произошел за время прокачки паразитного объема). В дальнейшем перепад давления только снижался. Прорыв газа произошел после прокачки 0,225 п.о. ПНГ. После прорыва газа скорость снижения перепада давления замедлилась. Прорыв газа замедлил вытеснение нефти из слим-модели пласта, однако длительное время выделение нефти из модели пласта продолжалось достаточно интенсивно, что типично для ограниченно-смешивающегося вытеснения нефти газом. Всего в результате прокачки 1,2 п.о. газа коэффициент вытеснения нефти составил 68,3 %, а после прокачки 1,31 п.о. газа – 69,7 %. Результаты опыта Слим 7/СМ показывают, что ПНГ значительно

превосходит по нефтевытесняющей способности метан и азот. При вытеснении нефти ПНГ в условиях усть-кутского горизонта Северо-Могдинского месторождения реализуется ограниченно-смешивающийся режим вытеснения нефти газом.

Вытеснение нефти жидкой углекислотой (опыт Слим 6/СМ).

Эксперимент проводили по измененной методике с использованием клапана на выходе из слим-модели пласта (описана выше), что связано с характером использованного флюида – жидкой углекислотой. Результаты эксперимента приведены в таблице 3.2 и на рисунках 3.4-3.5.

Таблица 3.2 – Результаты опыта Слим 6/СМ

Этап	Флюид	Объем закачки флюида в, п.о.	Перепад давления, МПа		Степень вытеснения нефти, %	Скорость закачки, мл/час	Т, °С	Противодавление, МПа
			максимальный	в конце этапа				
1	Керосин	2,77	-	0,0161	-	30	23,6	10
2	Нефть	1,306	-	0,1405	-	12	19	21,7
3	Углекислота*	1,2	0,18	0,0299	94,8	12	19	21,7
		1,56	-	0,0292	95,8			

Примечание: * - прорыв углекислоты после закачивания 0,85-0,87 п.о. углекислоты

Вытеснение нефти углекислотой началось с роста давления (рисунок 3.4). Максимальное значение перепада давления, равное 0,180 МПа, было достигнуто после закачки 0,035 п.о. углекислоты, после чего перепад давления начал снижаться. После закачки 0,8-0,9 п.о. углекислоты перепад давления стабилизировался и в дальнейшем практически не менялся.

Вытеснение нефти углекислотой шло в поршневом режиме до прорыва углекислоты через модель пласта (рисунок 3.4). Прорыв газа произошел после закачивания 0,85-0,87 п.о. углекислоты. Одновременно наблюдали резкий рост газового фактора и стабилизацию перепада давления. После прорыва газа

скорость вытеснения нефти значительно снизилась, а значение коэффициента вытеснения нефти стабилизировалось при значении около 95-96 %.

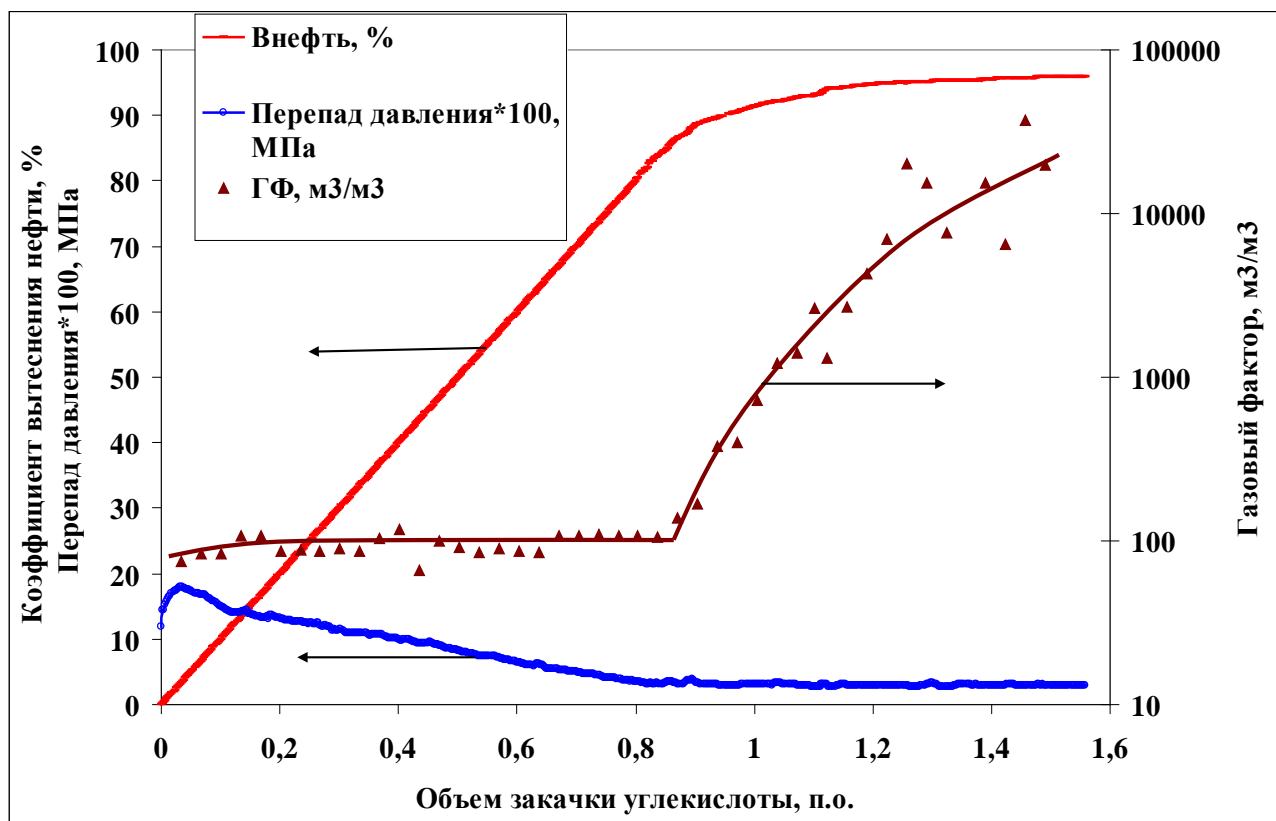


Рисунок 3.4. – Динамика фильтрации в опыте Слим 6/СМ (вытеснение нефти жидкой углекислотой)

Данные, представленные на рисунке 3.4, показывают, что на начальном этапе эксперимента газовый фактор стабилизировался при значении около 110, что соответствует газовому фактору рекомбинированной модели нефти. После прорыва газа газовый фактор начал быстро расти и достиг значений 10000 и более, т.е. на выходе из модели пласта наблюдалась практически чистая углекислота.

В результате закачивания 1,2 п.о. углекислоты коэффициент вытеснения нефти составил 94,8 %, что указывает на смешивающийся характер вытеснения нефти жидкой углекислотой.

Вытеснение нефти сжиженным газом и метаном (опыт Слим 8/СМ). Задачей эксперимента было изучить возможность повышения эффективности вытеснения нефти сухим газом (метаном или отбензиненным попутным газом) с помощью оторочки сжиженного газа. Эксперимент проводили аналогично

вытеснению нефти жидкой углекислотой, т.е. на выходе из модели пласта установили гидравлический клапан, обеспечивающий сброс давления флюидов с пластового (21,7 МПа) до атмосферного. В качестве вытесняющего агента использовали последовательную закачку сжиженного углеводородного газа и сухого газа. В качестве сжиженного углеводородного газа использовали пропан-бутановую фракцию (сжиженный бытовой газ производства Московского НПЗ, ГОСТ 20448-90), в качестве сухого газа – метан. Результаты эксперимента приведены в таблице 3.3 и на рисунке 3.5.

Таблица 3.3 – Результаты опыта Слим 8/СМ

Этап	Флюид	Объем закачки флюидов, п.о.	Перепад давления, МПа		Степень вытеснения нефти, %	Скорость закачки, мл/час	Т, °С	Противодавление, МПа
			максимальный	в конце этапа				
1	Керосин	2,14	-	0,0918	-	27	25,7	10
2	Нефть	1,37	-	0,137	-	12	19,2	21,7
3.1	ПБФ	0,20	0,170	0,147	20	12	19,2	21,7
3.2	Метан*	1,0	-	0,0397	96,7	12	19,2	21,7
		1,26	-	0,0357	97,1			

Примечание: * - прорыв ПБФ после закачивания 0,905 п.о. флюидов

При прокачке ПБФ по байпасной линии (параллельно слим-модели пласта) было установлено, что после сброса давления до атмосферного ПБФ практически полностью испаряется, почти не меняя уровень жидкости в сепараторе-измерителе (установлен для измерения объема дегазированной нефти на выходе из колонки). Только 0,4 об.% ПБФ растворялось в керосине, заполняющем сепаратор-измеритель. Растворение компонентов ПБФ в углеводородной фазе сепаратора измерителя учли при определении коэффициента вытеснения нефти. При испарении 1 мл ПБФ образовывалось 258 мл газа (данные газовых часов).

В слим-модель пласта закачали оторочку ПБФ в объеме 0,20 п.о. При этом не происходило заметного роста перепада давления. Максимально достигнутый перепад давления при закачивании ПБФ (0,17 МПа) был даже немного ниже, чем

в случае вытеснения нефти CO_2 (0,18 МПа), что объясняется меньшей вязкостью ПБФ по сравнению с жидкой углекислотой. Газовый фактор продукции на выходе был равен 110-112, т.е. соответствовал газонасыщенности рекомбинированной модели нефти.

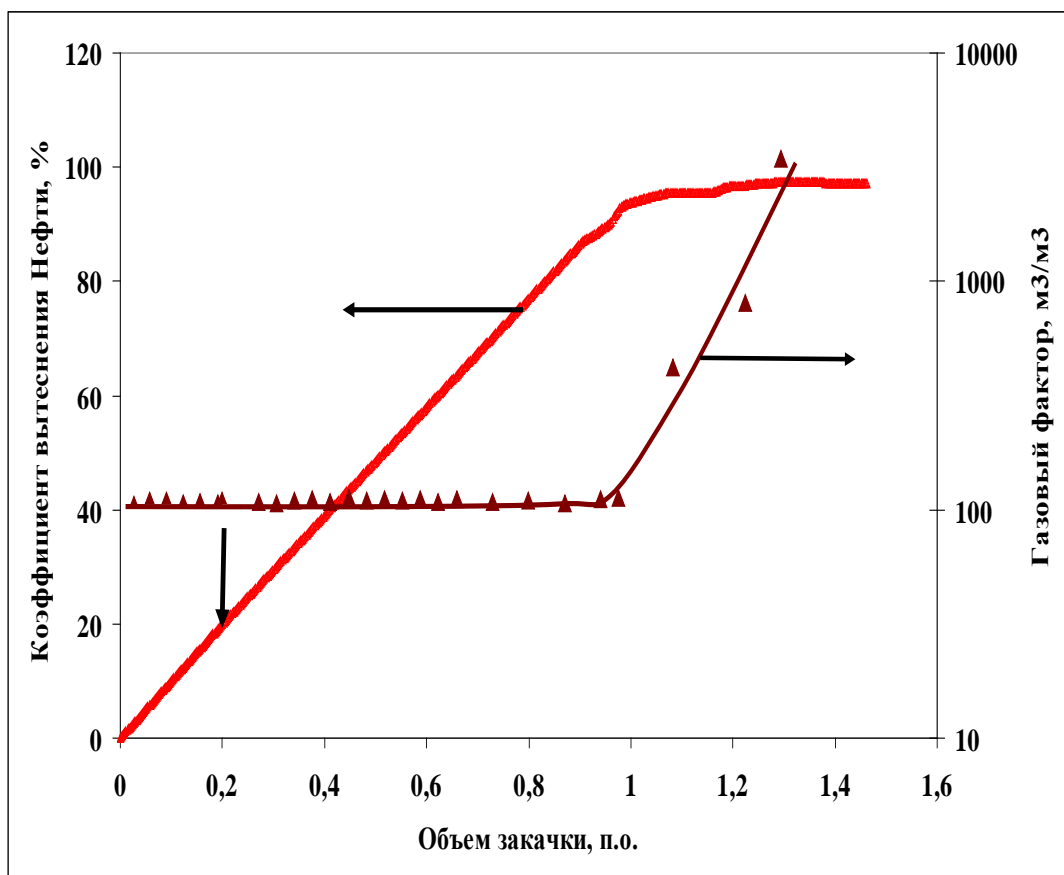


Рисунок 3.5 – Динамика фильтрации в опыте Слим 8/СМ (вытеснение нефти ПБФ и метаном). Вертикальная стрелка показывает начало закачки метана

После оторочки ПБФ закачивали метан, что сопровождалось поршневым вытеснением нефти (рисунок 3.5). Газовый фактор продукции на выходе до прорыва газа соответствовал газонасыщенности модели нефти (рисунок 3.5). Прорыв газа (точнее компонентов ПБФ) произошел после закачки 0,905 п.о. флюидов (ПБФ + метан), т.е. даже несколько позже, чем в случае вытеснения нефти углекислотой (после закачки 0,85-0,87 п.о. углекислоты). Одновременно наблюдали резкий рост газового фактора и стабилизацию перепада давления. После прорыва газа скорость вытеснения нефти значительно снизилась, а

значение коэффициента вытеснения нефти стабилизировалось при значении 97,1 %.

В результате закачивания 1,2 п.о. флюидов (ПБФ + метан) коэффициент вытеснения нефти составил 96,7 %, что указывает на смешивающийся характер вытеснения нефти. Полученный результат оказался даже несколько выше, чем в случае вытеснения нефти жидкой углекислотой (94,8 %) и значительно выше, чем в случае вытеснения нефти метаном (38,3 %) и попутным нефтяным газом (68,3 %) (таблицы 3.1-3.3).

3.2 Исследование вытеснения нефти при закачке метана, азота, ПНГ и углекислоты с использованием составных керновых моделей пласта Северо-Могдинского месторождения

Результаты опыта СМ1 (вытеснение нефти метаном). Результаты эксперимента приведены в таблице 3.4 и на рисунке 3.6. В нефтенасыщенную модель пласта закачивали метан высокого давления, фильтрацию метана начали с перепада давления, равного нулю. С самого начала эксперимента начался рост перепада давления. Максимальное значение перепада давления (1,60 МПа) было достигнуто после закачивания 0,195 п.о. газа, после чего перепад давления начал снижаться. Прорыв газа произошел после закачки 0,20 п.о. газа высокого давления, после чего произошло снижение перепада давления. В дальнейшем перепад давления постепенно снижался и к концу эксперимента стабилизировался около значения 0,088 МПа.

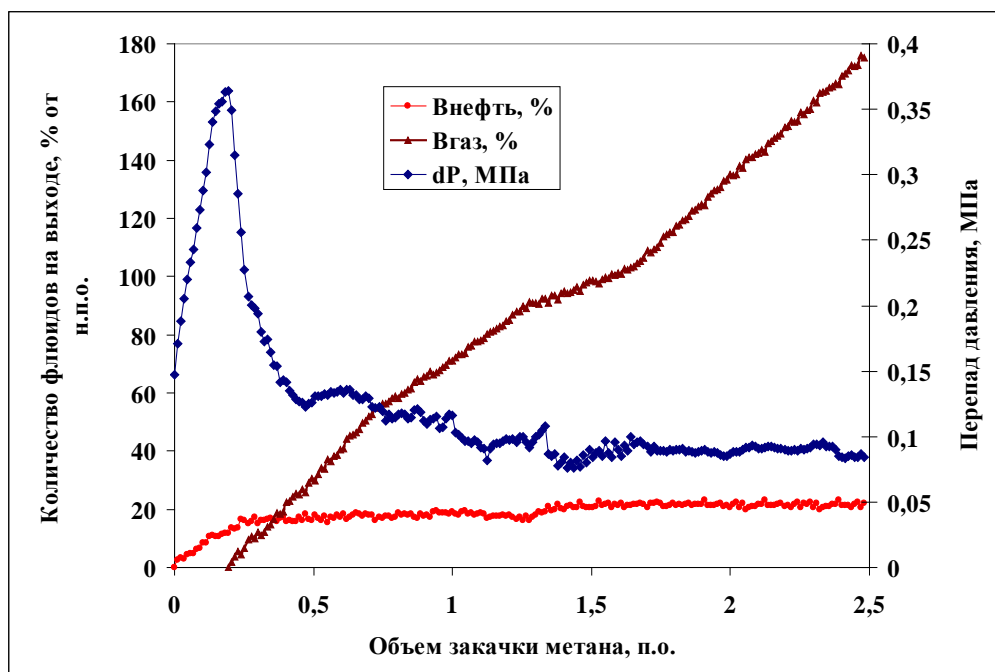


Рисунок 3.6 – Динамика вытеснения нефти метаном (опыт СМ1)

Сразу после прорыва газа скорость вытеснения нефти снизилась и постепенно выделение нефти из модели пласта прекратилось. Конечный коэффициент вытеснения нефти метаном составил 21,5 %, что объясняется несмешивающимся режимом вытеснения нефти.

Таблица 3.4 – Результаты фильтрационных опытов с кернами моделями пласта Северо-Могдинского месторождения

Давление – 21,7 МПа, температура 19,2 °С

Опыт	Проницаемость*10 ³ мкм ²			Флюид	Объем закачки, п.о.	Перепад давления, МПа		Скорость закачки, мл/час	Коэффициент вытеснения нефти, %	Нефтенасыщенность, %	Примечание
	по газу	по керосину	по нефти			Максимальный	Конечный				
СМ1	7,99	0,55	0,27	Метан	2,48	0,364	0,088	1,19	21,5	45	-
СМ2	7,24	0,080	0,070	Азот	0,54	1,32	1,084	0,3	21,0	42,4	-
СМ4	7,46	0,026	0,019	ПНГ	3,76	1,35	1,35	3,0	41	31	-
СМ3	6,97	0,07	0,07	Углекислота	1,54	0,904	1,95	0-0,6	52	25	Затухание фильтрации
СМ5	4,58	0,098	0,091	Вода	0,57	2,06	2,06	0,0127	38	38,9	-«-

Исследование вытеснения нефти при закачке азота (опыт СМ2).

Результаты эксперимента приведены в таблице 3.4 и на рисунке 3.7.

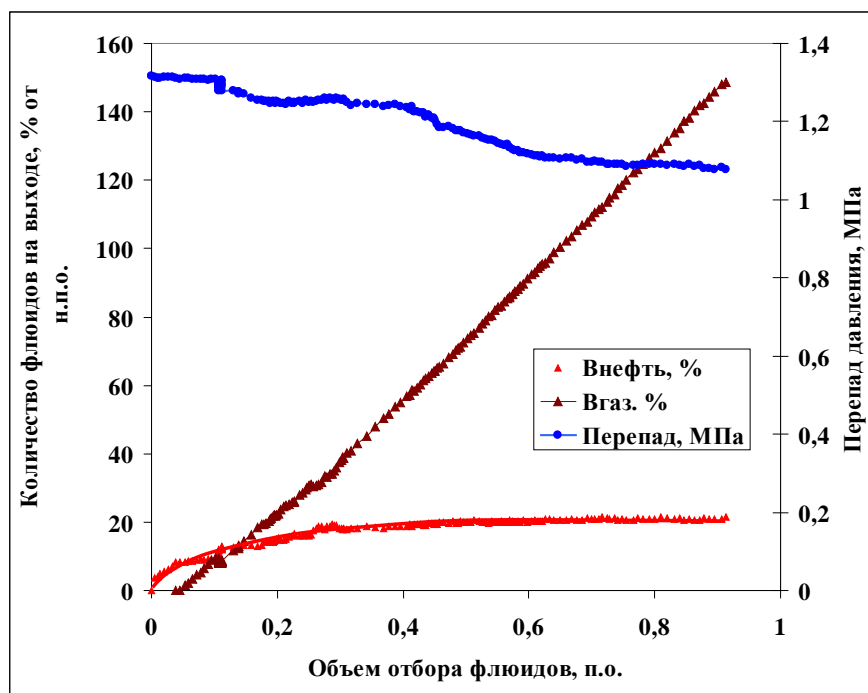


Рисунок 3.7 – Динамика вытеснения нефти азотом высокого давления (опыт СМ2)

В модель пласта закачивали азот высокого давления. Как и закачку метана, закачку азота начинали с перепада давления, равного нулю. Первоначально наблюдали рост перепада давления, однако при этом фильтрации длительное время не наблюдали (на выходе из модели пласта не происходило выделения флюидов). Только после того, как перепад давления достиг 1,87 МПа, фильтрация через модель пласта началась, т.е. на выходе появился флюид. В ходе дальнейшей фильтрации перепад давления постепенно снижался и стабилизировался, однако конечное давление было высоким – 1,084 МПа.

Прорыв азота через пористую среду произошел очень рано, после того, как в пористую среду было закачено приблизительно 0,03 п.о. азота. Ранний прорыв газа типичен для столь низкопроницаемой пористой среды, в которой фильтрация осуществляется в основном по наиболее крупным порам, составляющим небольшую долю порового объема. После прорыва газа вытеснение нефти замедлилось, и в конце опыта через модель пласта протекал только азот, выделение нефти полностью прекратилось, практически перестал меняться и

перепад давления. В результате вытеснения азотом был достигнут коэффициент вытеснения нефти, равный 21 %.

Вытеснение нефти ПНГ (опыт СМ4). Результаты эксперимента приведены в таблице 3.4 и на рисунке 3.8.

В нефтенасыщенную модель пласта закачивали ПНГ. Фильтрация газа через модель пласта началась после того, как перепад давления достиг значения в 1,5-2,1 МПа (на рисунке 3.8 рост перепада давления не показан, т.к. это произошло за время прокачки паразитного объема кернодержателя). Затем перепад давления в ходе опыта только снижался и в конце эксперимента составил 1,35 МПа. Прорыв газа произошел после закачивания 0,25 п.о. ПНГ, т.е. несколько позже чем, в случае вытеснения нефти метаном (0,21 п.о.). Коэффициент вытеснения ПНГ составил 41 %, что выше, чем в случае метана (21,5 %). При фильтрации большого количества ПНГ (3,76 п.о.) не наблюдали затухания фильтрации.

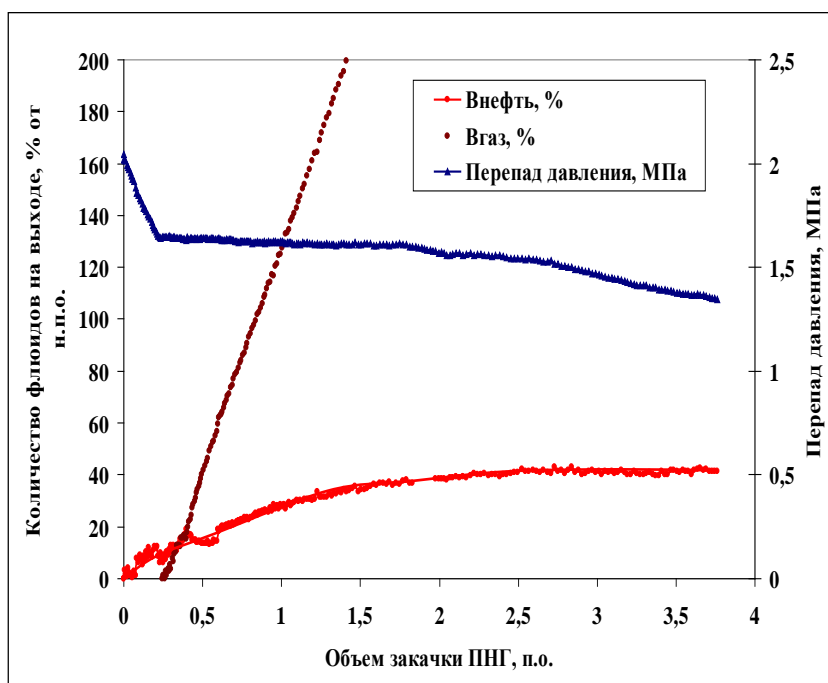


Рисунок 3.8 – Динамика вытеснения нефти ПНГ (опыт СМ4)

На основании результатов опыта провели оценку проницаемости пористой среды для ПНГ. Для этого использовали значение вязкости для метана, равное 0,0182 мПа*с [145]. Проницаемость модели пласта с остаточными нефтью и водой для ПНГ составила в конце опыта около $0,3 \cdot 10^{-5}$ мкм².

Вытеснение нефти углекислотой (опыт СМЗ). Результаты эксперимента приведены в таблице 3.4 и на рисунках 3.9 и 3.10. В опыте по вытеснению нефти жидкой углекислотой (при пластовых давлениях и температурах CO_2 является жидкостью) невозможно использовать для измерения флюидов на выходе из модели пласта (нефти и воды) ультразвуковой сепаратор-отстойник, т.к. жидкая углекислота смешивается с нефтью. Поэтому с учетом низкой проницаемости модели пласта для измерения количества выделившейся из модели пласта нефти использовали химическое связывание CO_2 раствором щелочи. Для этого двухфазный вариант ультразвукового сепаратора-измерителя заполнили в качестве водной фазы 150 мл 20 % раствором гидроксида натрия. При этом гидроксид натрия не реагирует с нефтью, что позволяет измерять ее объем на выходе из модели пласта.

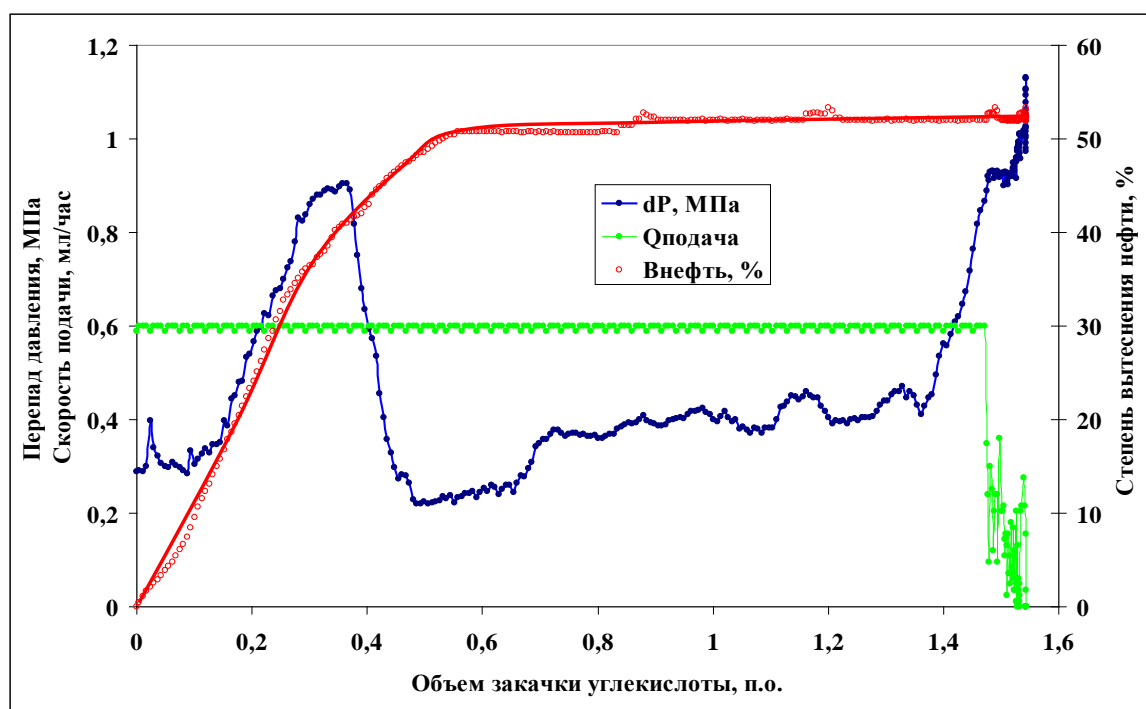


Рисунок 3.9 – Динамика вытеснения нефти углекислотой (опыт СМЗ)

Закачивание углекислоты начали с перепада давления, равного нулю. Сразу после начала фильтрации наблюдался рост перепада давления, после чего началось вытеснение нефти из модели пласта. По мере закачивания углекислоты рост перепада давления продолжился и в момент закачки 0,36 п.о. углекислоты

достиг максимального значения – 0,904 МПа. Затем перепад давления значительно упал, после чего скорость вытеснения нефти уменьшилась и коэффициент вытеснения нефти стабилизировался при значении, равном 52 %. После падения перепада давления до 0,22 МПа (объем закачки CO_2 – 0,49-0,50 п.о.) начался повторный рост перепада давления. Некоторая стабилизация перепада давления (0,37-0,47 МПа) наблюдалась в интервале закачки 0,8-1,4 п.о., однако в дальнейшем перепад давления начал быстро расти. Рост перепада давления был несколько ограничен снижением скорости фильтрации, однако в конце этапа эксперимента по закачке углекислоты (рисунки 3.9-3.10) произошло полное затухание фильтрации. Следует отметить, что рост перепада давления и затухание фильтрации произошли после прекращения вытеснения нефти из модели пласта, т.е. затухание фильтрации не связано с движением нефти в пористой среде и с выпадением смол и асфальтенов из нефти под действием углекислоты. Наиболее вероятной причиной затухания фильтрации является взаимодействие углекислоты с высокоминерализованной погребенной водой.

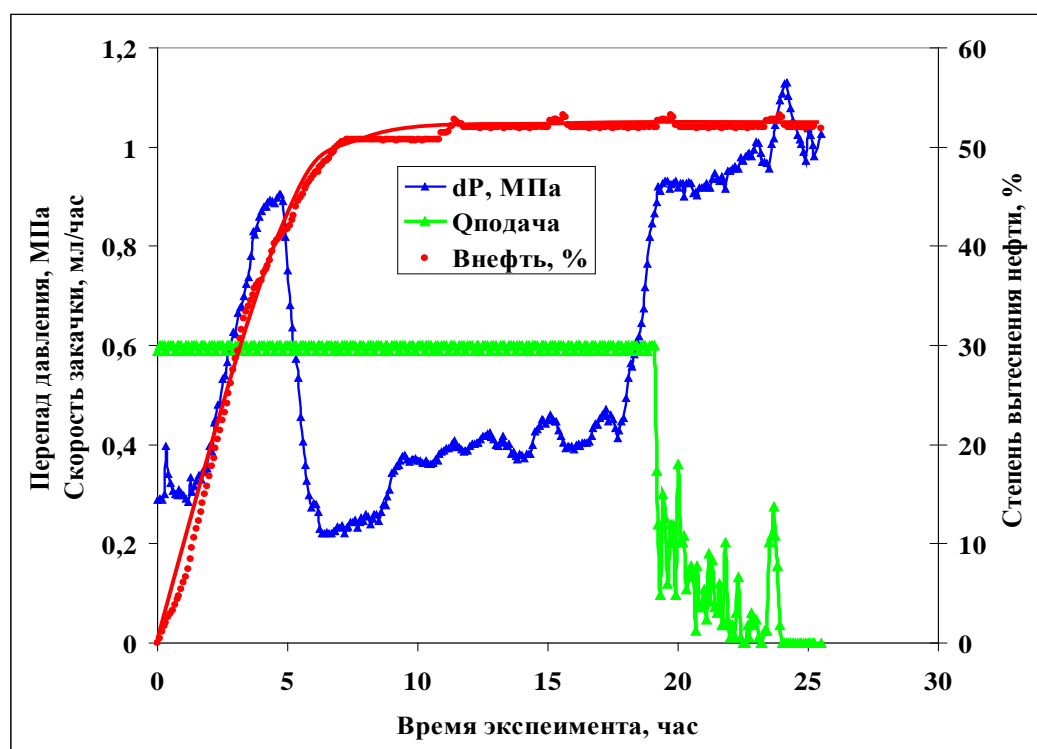


Рисунок 3.10 – Динамика вытеснения нефти углекислотой (опыт СМЗ)

Вытеснение нефти водой (опыт СМ5) Результаты эксперимента приведены в таблице 3.4 и на рисунке 3.11. В эксперименте в качестве основного вытесняющего агента испытывали воду (модель закачиваемой воды, состав которой приведен в таблице 2.5).

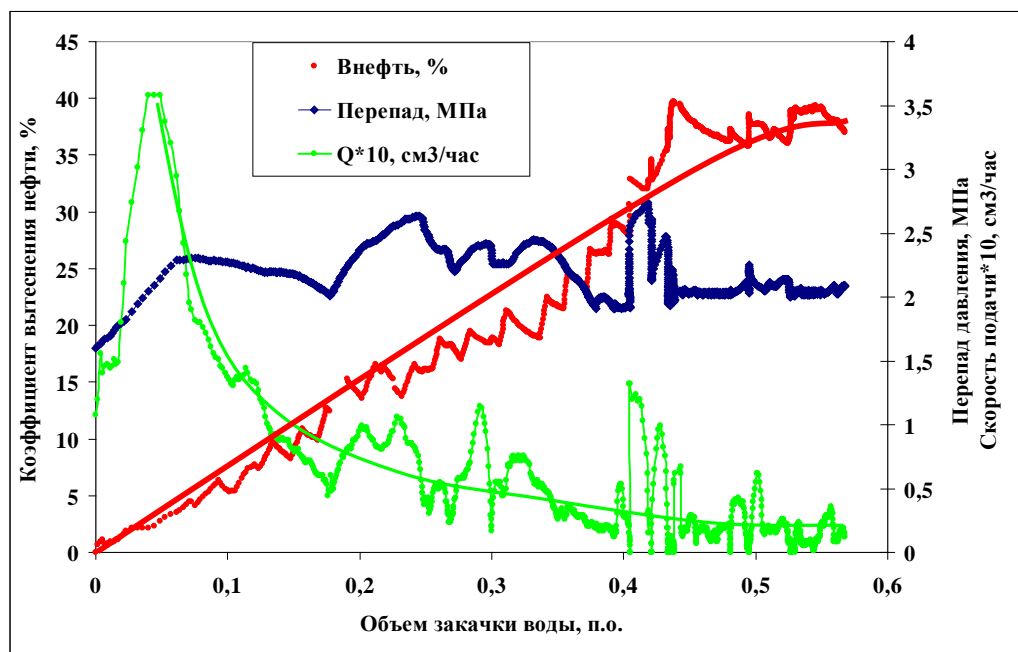


Рисунок 3.11 – Динамика вытеснения нефти водой (опыт СМ5)

Закачивание воды сразу привело к резкому росту перепада давления, поэтому перепад давления был программно ограничен значением около 2,0 МПа. Фильтрация шла с очень маленькой скоростью и периодически на длительное время останавливалась. Паразитный объем удалось прокачать и приступить к собственно опыту только через 26 часов. Дальнейшая фильтрация также шла с малой скоростью. Скорость движения флюида была настолько низка, что небольшие колебания температуры в лаборатории приводили к колебаниям расхода на выходе и входе в модель пласта (насосы, соединительные трубки, сепаратор-измеритель, приемная емкость и т.п. находились при комнатной температуре, из-за их больших геометрических размеров термостатировать их невозможно).

Вытеснение нефти водой происходило в «поршневом» режиме вытеснения, что объясняется близостью вязкости воды и нефти. После закачки 0,4-0,45 п.о.

воды выделение нефти из модели пласта прекратилось. Всего в ходе эксперимента коэффициент вытеснения нефти составил 38 %, нефтенасыщенность снизилась с 62,6 до 38,8 %.

При вытеснении нефти водой (рисунок 3.11) практически все время шло снижение скорости фильтрации, т.е. уменьшение проницаемости для воды (перепад давления был приблизительно постоянным). В конце эксперимента средняя скорость фильтрации при перепаде давления в 2,06 МПа составила 0,0127 мл/час, что соответствует скорости вытеснения около 1 см/сутки. Проницаемость модели пласта для воды в конце эксперимента составила около $5 \cdot 10^{-7}$ мкм², т.е. можно считать модель пласта практически непроницаемой. Таким образом, в результате вытеснения значительной части нефти проницаемость модели пласта не увеличилась, а дополнительно снизилась, т.е. вода является малоэффективным флюидом для низкопроницаемого коллектора данного месторождения.

3.3 Результаты тестирования нефтewытесняющей способности ПНГ и модели газа ТГВ с использованием слим-моделей пласта в термобарических условиях Приобского месторождения

Результаты проведенных экспериментов приведены в таблицах 3.5 и 3.6.

Таблица 3.5 – Характеристика слим-моделей пласта Приобского месторождения

Параметр	Значение параметра		
	Слим 1П	Слим 2П	Слим 3П
Длина, м	9,9	9,9	9,9
Диаметр, см	0,8	0,8	0,8
Поровый объем, мл	175	175	175
Объем нефти в модели пласта, мл	140	132,3	138
Начальная нефтенасыщенность, %	80	76	79
Проницаемость по газу, мкм ²	31,3	31,8	25,9
Проницаемость по воде, мкм ²	8,64	18	11,1
Проницаемость по керосину с остаточной водой, мкм ²	8,06	11,4	10,5

В опыте Слим 1П тестировали вытеснение нефти ПНГ. Было обнаружено, что в результате прокачки 1 п.о. модели жирного попутного нефтяного газа был достигнут коэффициент вытеснения нефти, равный 92 %. Таким образом, попутный нефтяной газ вытесняет нефть в режиме смешивающегося вытеснения, достигнутого в результате многоконтантного взаимодействия газа и нефти.

В опыте Слим 2П исследовали вытеснение нефти моделью газового агента ТГВ. Было обнаружено, что после прокачки 1 п.о. газовой смеси ТГВ был получен коэффициент вытеснения, равный 84 %. Таким образом, модельная смесь газообразных продуктов ТГВ имеет меньшую нефтевытесняющую способность. По-видимому, это связано с влиянием азота, который имеет меньшую растворимость в нефти, чем метан.

Для того, чтобы лучше понять степень различия по нефтевытесняющей способности модельной газовой смеси ТГВ и попутного нефтяного газа был проведен Слим 3П в котором использовали в 1,8 раз большую скорость фильтрации, чем в опыте Слим 2П.

В результате использования более высокой скорости закачивания был достигнут коэффициент вытеснения нефти, равный 93 %, т.е. увеличение скорости вытеснения позволяет получить значения коэффициента вытеснения, соответствующие режиму смешивающегося вытеснения нефти газом. Таким образом, при взаимодействии нефти Приобского месторождения с газовой смесью реализуется смешивающийся или очень близкий к нему ограниченно-смешивающийся режим вытеснения нефти газом.

Таблица 3.6 – Результаты опытов в условиях Приобского месторождения

Номер опыта	Закачиваемый флюид	Объем закачки, п.о.	Насыщенность, %		Скорость фильтрации, мл/час	Коэффициент вытеснения нефти, %	Противодавление, МПа	Температура, °С
			водой	органической фазой				
Слим 1П	Вода	2,1	100	0	45	-	0	20-24
	Керосин	4,2	20	80	30	-	0	20-24
	Нефть	2,1	20*	80	21	-	14	20-24
	Модель ПНГ	1,01	20*	6,3***	10	92,1	27	92
Слим 2П	Вода	2,2	100	0	45	-	0	20-24
	Керосин	3,3	24	76	30	-	0	20-24
	Нефть	2,0	24*	76	21	-	14	20-24
	Модель газа ТГВ	1,0	24*	5,3***	19,5	93,0	27	92
Слим 3П	Пресная вода	2,4	100	0	45	-	0	20-24
	Керосин	4,0	21	79	30	-	0	20-24
	Нефть	2,0	21*	79	21	-	14	20-24
	Модель газа ТГВ	1,0	20*	12,6***	19,5	84,0	27	92

Примечания: *- приняли насыщенность нефтью равной насыщенности керосином, ** - вытеснения воды не обнаружили, *** - остальное газ.

3.4 Вытеснение нефти ПНГ из моделей пласта Восточно-Перевального месторождения

Опыт Слим 3/ВП. Вытеснение нефти ПНГ из слим-модели со связанной водой (таблицы 3.7-3.8 и рисунок 3.12). Прорыв газа произошел после прокачки газа 0,6 н.п.о. После прорыва газа наблюдалось замедление скорости выделения нефти из модели пласта и постепенный выход на плато значения коэффициента вытеснения нефти. Максимальный перепад давления был достигнут с самого начала фильтрации (за время фильтрации паразитного объема), т.к. нефть более вязкий флюид, чем ПНГ. В дальнейшем перепад давления только снижался. После прорыва газа наблюдалось замедление темпа снижения перепада давления. В конце эксперимента перепад давления стабилизировался.

Таблица 3.7 – Характеристика слим-моделей пласта

	Слим 3/13	Слим 4/13
Длина, м	9,9	9,9
Диаметр, см	0,8	0,8
Поровый объем, мл	176	176
Нефтенасыщенный поровый объем (н.п.о.), мл	138,4	176
Начальная нефтенасыщенность, %	78,6	100
Проницаемость по воде, мкм ²	17,2	-
Проницаемость по керосину, мкм ²	10,4*	18,6

Примечание: * - с остаточной водой.

Опыт 4/ВП. Вытеснение нефти попутным нефтяным газом из модели без связанной воды (таблицы 3.7-3.8 и рисунок 3.13). Опыт Слим 4/ВП проводили с использованием образцов рекомбинированной нефти и попутного газа, что и в опыте Слим 3/ВП. Различие в опытах заключалось в использовании в опыте Слим 4/ВП пористой среды, не содержащей остаточной воды. В опыте

Слим 4/ВП использовали большую скорость закачивания газа, чтобы линейная скорость фильтрации была той же, что и в опыте 3/13.

Таблица 3.8 – Результаты фильтрационных опытов в условиях Восточно-Перевального месторождения

Опыт	Этап	Закачиваемый флюид	Закачивание попутного газа			Противодавление, МПа	Температура, °С
			Объем закачки, н.п.о.	Коэффициент вытеснения нефти, %	Скорость закачивания, мл/час		
Слим 3/ВП	1	Вода	3,03	-	23,8	2,0	28,6
	2	Керосин	6,03	-	18	0	28,6
	3	Модель нефти	1,46	-	12	25	25,2
	4	Модель ПНГ	0,60	60,0*	18	25	92
			1,0	74,9			
			1,2	78,2			
			1,4	83,6			
			1,43	83,6			
	Слим 4/ВП	1	Керосин	1,56	-	18	3,0
2		Модель нефти	1,41	-	15	25	25,8
3		Модель ПНГ	0,60	60*	24	25	92
			1,0	81,2			
			1,2	81,9			
			1,4	82,4			
			1,55	82,6			

Примечание: * - прорыв газа.

В опыте Слим 4/ВП прорыв газа произошел после прокачки 0,60 н.п.о. газа, т.е. наблюдали полное совпадение с результатами эксперимента Слим 3/ВП. После прорыва газа наблюдали замедление скорости выделения нефти из модели пласта, после чего значение коэффициента вытеснения нефти вышло на «плато».

В опыте Слим 4/ВП наблюдали такую же зависимость перепада давления от объема закачки, что и в опыте Слим 3/ВП.

В результате прокачки 1,0-1,2 н.п.о. коэффициент вытеснения составил в опытах Слим 3/ВП и Слим 4/ВП, соответственно, 74,9-78,2 и 81,2-81,9 % (таблица 3.8), т.е. при вытеснении нефти попутным нефтяным газом наблюдается режим ограниченно смешивающегося вытеснения нефти.

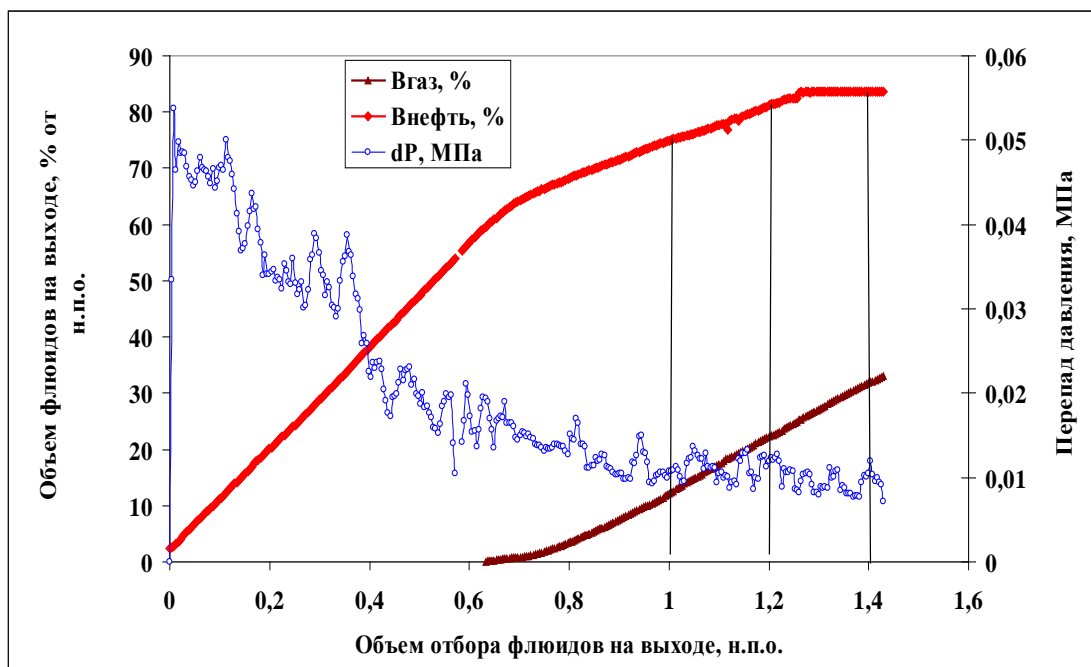


Рисунок 3.12 – Динамика вытеснения нефти в опыте Слим 3/ВП

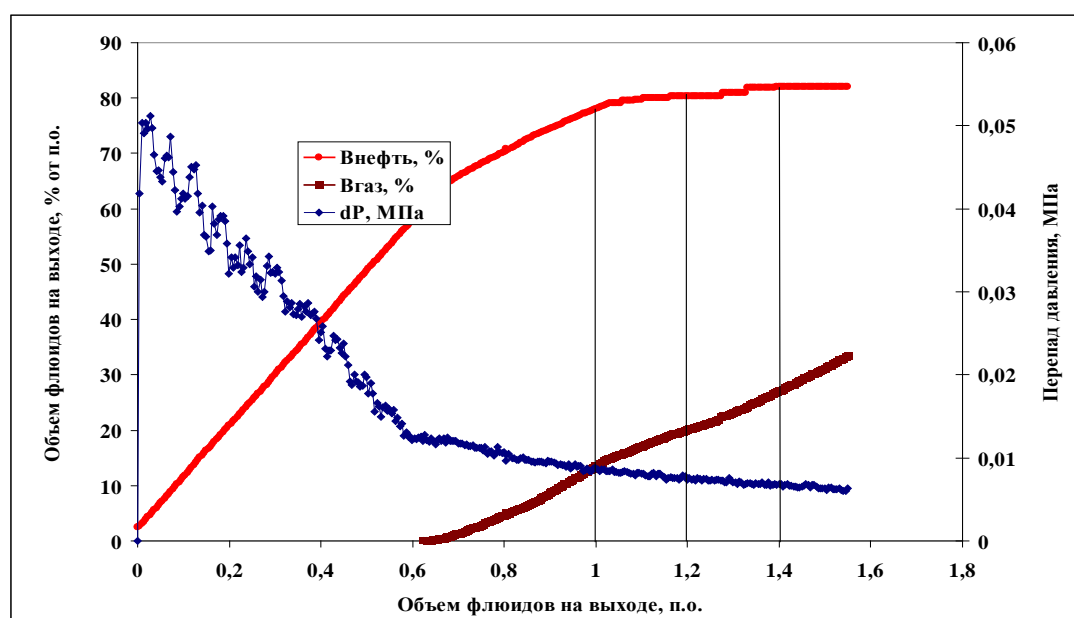


Рисунок 3.13 – Динамика вытеснения нефти в опыте Слим 4/ВП

Глава 4 ОБСУЖДЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ

4.1. Сопоставление результатов вытеснения нефти газовыми агентами из линейных керновых и слим-моделей пласта (slim tube)

В последние годы в стране появился интерес к газовым методам добычи нефти. Газовые технологии необходимы в случае разработки низкопроницаемых плотных коллекторов нефти, когда вода не является эффективным вытесняющим агентом. Современные подходы и нормативы требуют практически полной утилизации попутного нефтяного газа, что также может быть осуществлено путем закачивания ПНГ в нефтяные пласты.

В России (и ранее в СССР) основным методом лабораторного моделирования пластовых процессов при добыче нефти являются исследования согласно ОСТ 39-195-86 [146]. Отечественные исследователи наиболее надежным способом физического моделирования пластовых процессов считают использование составных линейных керновых моделей пласта. Однако следует обратить внимание на то, что ОСТ 39-195-86 разработан для определения в лабораторных условиях коэффициента вытеснения нефти водой, т.е. процесса, исключаящего массообмен между нефтью и вытесняющим флюидом (водой), в то время как между нефтью и газовыми агентами (растворителями) происходит обмен компонентами [83]. Основным методом фильтрационного моделирования массообмена между нефтью и газами (растворителями) основан на применении моделей пласта в виде тонких трубок значительной длины (slim tube) [61, 72, 83].

В этой связи возникла необходимость оценить применимость ОСТ 39-195-86 для физического моделирования вытеснения нефти газами и растворителями, т.е. определить адекватность результатов, получаемых по общепринятой в России фильтрационной методике.

Для решения поставленной задачи проведено сопоставление результатов вытеснения нефти газами (азот, метан и ПНГ) и растворителем (жидкой углекислотой) из образцов кернов, проведенных согласно ОСТ 39-195-86, и с использованием слим-модели пласта. Исследование проводили применительно к

условиям нефтяного месторождения Восточной Сибири, которое характеризуется низкопроницаемым карбонатным коллектором с маловязкой нефтью, низкой пластовой температурой и очень высокой минерализацией пластовой воды, т.е. является подходящим объектом для применения газовых технологий.

Результаты вытеснения нефти газовыми агентами и растворителями из слим-моделей пласта. Результаты экспериментов описаны ранее в разделе 3 (таблицы 3.1-3.3, рисунки 3.1-3.5).

При исследовании вытеснения газами нефти наблюдали, что первоначально нефть вытесняется из слим-моделей пласта в поршневом режиме. После прорыва газа (растворителя) происходит замедление скорости вытеснения нефти и стабилизация перепада давления. В конце эксперимента газ течет через слим-модель при небольшом перепаде давления.

Таблица 4.1 – Результаты опытов с использованием слим-модели пласта

Характеристика слим-модели пласта: длина – 9,9 м, диаметр – 0,8 см, средние проницаемости: по газу – 31 мкм², по керосину – 17,4 мкм², по нефти – 16,5 мкм²

Вытесняющий флюид	Объем закачивания флюида, п.о.	Момент прорыва газа, п.о.	Коэффициент вытеснения нефти, %
Метан	1,20	0,21	38,3
	1,29		38,5
Азот	1,20	0,13	19,1
	1,35		19,2
ПНГ	1,20	0,225	68,3
	1,31		69,7
Жидкий CO ₂	1,20	0,86	94,8
	1,56		95,8
ПБФ (0,2 п.о.)+метан (остальное)	1,20*	0,905	96,7
	1,46*		97,1

Примечание: * - суммарно ПБФ и метана

В случае вытеснения нефти жидким CO₂ (таблица 4.1) прорыв происходит значительно позже, чем при вытеснении нефти азотом, метаном и ПНГ. Прорыв

флюида в экспериментах с растворителем (рисунки 3.3-3.4) определяли по резкому росту газового фактора (ГФ). При использовании углекислоты степень вытеснения нефти после закачивания 1,2 п.о. флюида составляла 94,8 %, т.е. наблюдался смешивающийся режим вытеснения нефти.

Данные таблицы 4.1 показывают, что в условиях выбранного месторождения газовые флюиды имеют различную эффективность. Азот и метан являются несмешивающимися агентами, и не могут быть эффективными в условиях выбранного пласта. Лучшие результаты получены в случае ПНГ и жидкой углекислоты.

Результаты исследования вытеснения нефти из керновых моделей пласта. Первоначально рассмотрим результаты вытеснения нефти углеводородными газами и азотом (инертными газами). Экспериментальные результаты приведены ранее в разделе (таблица 3.4). Динамики фильтрации представлены на рисунках 3.6-3.11. Все эксперименты начинали при перепаде давления, равном нулю. При нагнетании инертных газов в нефтенасыщенные модели пласта наблюдали быстрый рост перепада давления, что связано с началом движения (фильтрации) нефти через низкопроницаемые пористые среды (максимальный перепад давления достигался обычно в период прокачивания паразитного объема и поэтому на рисунках не показан). Затем происходило снижение перепада давления и прорыв газа. Основное количество нефти вытеснялось в поршневом режиме (до прорыва газа). После прорыва нагнетаемого агента вытеснение нефти быстро прекращалось. Фильтрацию газов вели до прекращения вытеснения нефти и стабилизации перепада давления.

Данные таблиц 4.2 и 4.3 показывают, что углекислота является значительно более эффективным вытесняющим агентом, чем инертные газы. Однако коэффициент вытеснения нефти углекислотой из составной керновой модели пласта значительно ниже, чем в случае слим-модели пласта (соответственно, 52,0 и 94,8-95,8 %).

Таблица 4.2 – Результаты фильтрационных экспериментов с составными
кernовыми моделями пласта

Модель пласта	Флюид	Объем закачки, п.о.	Прорыв газа, п.о.	Перепад давления, МПа		Скорость закачивания, мл/час	Коэффициент вытеснения нефти, %
				Максимальный	В конце фильтрации		
M1	Метан	2,48	0,20	0,364	0,088	1,19	21,5
M2	Азот	0,54	0,13	-	1,084	0,3	21,0
M3	CO ₂	1,54	0,30	0,904	1,95*	0-0,6	52
M4	ПНГ	3,76	0,25	-	1,35	3,0	41
M5	Вода**	0,57	-	-	2,06***	0,0127	38

Примечание: * - затухание фильтрации, ** - модель закачиваемой воды, *** - аппаратно ограниченный перепад давления.

Таблица 4.3 – Сопоставление результатов опытов с использованием slim-моделей пласта и составных kernовых моделей пласта

Вытесняющий агент	Режим вытеснения нефти	Результаты вытеснения нефти из slim-моделей пласта (объем закачивания 1,2 п.о.)		Результаты вытеснения нефти из составных kernовых моделей пласта		Разность коэффициентов вытеснения нефти из slim-модели и kernовой модели пласта, %
		Коэффициент вытеснения, %	Прорыв флюида, п.о.	Коэффициент вытеснения, %	Прорыв флюида, п.о.	
Азот	Несмешивающийся	19,1	0,13	21	0,13	~0
Метан		38,3	0,21	21,5	0,20	16,8
ПНГ	Ограниченно-смешивающийся	68,3	0,225	41	0,25	27,3
Углекислота	Смешивающийся	94,8	0,85-0,87	52	~0,30	42,8

При вытеснении нефти углекислотой из kernовой модели пласта (рисунки 3.9-3.10) наблюдали сложную зависимость изменения перепада давления от

объема закачивания флюида. Сразу после начала фильтрации CO_2 наблюдался рост перепада давления (одновременно с вытеснением нефти). После достижения максимального значения (0,904 МПа) перепад давления быстро снизился и, вскоре, вытеснение нефти прекратилось. Все это указывает на прорыв флюида. На заключительном этапе эксперимента происходил монотонный рост перепада давления, а после закачивания 1,35-1,4 п.о. перепад давления резко увеличивался вплоть до затухания фильтрации. Вид динамики фильтрации указывает, что затухание фильтрации не связано с вытеснением нефти или с выпадением смол и асфальтенов из нефти под действием углекислоты. Наиболее вероятной причиной затухания фильтрации является выпадение солей из высокоминерализованной погребенной воды под действием CO_2 .

Сопоставление результатов вытеснения нефти из керновых и slim-моделей пласта.

Исследование вытеснения нефти из керновых моделей пласта и slim tube в условиях Северо-Могдинского месторождения показало, чем выше степень смесимости между нефтью и газовым агентом, тем больше различие коэффициентов вытеснения нефти из slim tube и из керновой модели пласта (таблица 4.3), т.е. чем глубже массообмен между нефтью и флюидом, тем большее влияние на результаты вытеснения нефти оказывает длина модели пласта. По-видимому, при использовании керновой модели пласта переходная зона при много контактной смесимости больше или соизмерима с длиной модели пласта, поэтому наблюдаются относительно небольшие коэффициенты вытеснения нефти (по сравнению со slim tube). Таким образом, длина модели пласта при тестировании газовых агентов должна значительно превышать длину переходной зоны, т.е., согласно литературным данным [71], быть не менее 7-8 м длиной, что и обеспечивает применение slim tube.

Керновые модели пласта по ОСТ 39-195-86 имеют длину, недостаточную для завершения массообменных процессов между газом и нефтью при смешивающемся вытеснении, однако позволяют получить достоверные результаты в случае несмешивающегося вытеснения нефти. Так, при вытеснении

нефти азотом реализуется жестко несмешивающийся режим, массообмен не значителен и не влияет на процесс вытеснения нефти, что объясняет близость коэффициентов вытеснения нефти из керновой модели пласта и из slim tube (таблица 4.3).

Тестирование нефтевытесняющей способности газовых агентов и растворителей с применением составных керновых моделей пласта не дает достоверной картины. Так в керновых моделях пласта нефтевытесняющая способность азота и метана практически одинакова, а по данным slim tube имеется различие в два раза (таблица 4.3) и т.п. Необходимо с большой осторожностью относиться к результатам использования керновых моделей пласта для сопоставления различных газовых агентов и влияния состава флюида на его нефтевытесняющие свойства, что важно при выборе флюида для воздействия.

Между керновыми моделями пласта и slim tube существует значительное различие по проницаемости, т.е. по размерам пор. Размеры пор определяют размеры (дисперсность) частиц несмешивающихся фаз нефти и газового агента, т.е. в условиях низкопроницаемых керновых моделей пласта дисперсность движущихся фаз нефти и газа выше, чем в высокопроницаемой насыпной модели пласта (slim tube). Особенно большое значение это имеет в переходной зоне, в которой достигается многоконтактная смесимость (или равновесие при массообмене). После достижения смесимости полное подавление капиллярных сил приводит к переходу двухфазного потока в однофазный, т.е. влияние дисперсности фаз будет уменьшено.

О процессе фильтрации в пористых средах можно судить по моменту прорыва газа (флюида) через пористую среду. Несмотря на значительное различие по проницаемости и геометрии керновых моделей пласта и slim tube в случае вытеснения нефти азотом, метаном и ПНГ (т.е. в случае несмешивающегося и ограниченно смешивающегося режимов вытеснения нефти) наблюдаются близкие значения момента прорыва газов через пористые среды (таблица 4.3). Т.е. несмотря на столь значительное различие моделей пласта, фильтрация газов и процесс вытеснения нефти идет в значительной степени

одинаково. Значительное различие момента прорыва газа через керновую модель пласта и slim tube наблюдается только в случае смешивающегося вытеснения нефти углекислотой, т.е. в условиях значительного массообмена. Таким образом, различие между результатами вытеснения нефти из керновых моделей пласта и slim tube связано не только с различием свойств пористых сред (керн и slim tube), но и с процессом достижения определенного уровня смесимости. Если бы различие коэффициентов вытеснения нефти между керновыми моделями пласта и slim tube зависело бы, главным образом, от свойств пористых сред (наличия тупиковых пор и т.п.), то различие степени вытеснения нефти из разного типа моделей пласта было бы более или менее постоянным и не зависело бы от степени смесимости флюида и нефти.

При сопоставлении результатов опытов на керновых моделях пласта и slim tube следует учесть, что при уменьшении размеров пор при постоянстве давления и температуры повышение дисперсности приводит к увеличению площади контакта нефти и флюида (для каждого исследованного газа), ускоряет и облегчает молекулярную диффузию. Однако, экспериментальные факты показывают, что при применении slim tube смесимость может быть достигнута, а в керновой модели достигнуть ее не удастся. По-видимому, в условиях высокопроницаемой насыпной модели пласта определенный вклад в ускорение массообмена (что сокращает переходную зону) между нефтью и флюидом вносит конвекция.

Условия массообмена между нефтью и флюидом зависят от состава и свойств нефти и флюида, температуры и давления, а также свойств пористой среды. Методика исследования должна обеспечить надежность определения уровня смесимости (массообмена) вне зависимости условий конкретного месторождения. Определить условия массообмена в реальном керне точно невозможно и поэтому нет возможности использовать керновые модели для однозначного тестирования смешивающихся флюидов. Slim tube может быть использована как одномерная модель пласта (линия тока), рассчитанная на моделирование только одного процесса – массообмена между нефтью и флюидом,

что позволяет ее использовать для сопоставительного тестирования в лабораторных условиях разных флюидов, что важно для практических целей.

Получаемый при использовании slim tube коэффициент вытеснения нефти является завышенным, т.к. не учитывает структуры порового пространства породы пласта и наличия тупиковых пор в естественном керне. Однако сопоставительное исследование с использованием slim tube позволяет надежно выявить наиболее эффективный газовый агент (растворитель) для вытеснения нефти в условиях конкретного месторождения. Необходимо продолжить исследования (первоначально на теоретическом уровне), которые позволили бы уточнить методику лабораторного эксперимента определения реального коэффициента вытеснения нефти смешивающимся агентом в условиях выбранного пласта (месторождения).

Литературные сведения (M. Khoshghadam, 2015) показывают, что данные об уровне смесимости между нефтью и газом, полученные с помощью slim tube, могут быть применены для условий значительно более низкопроницаемых пористых сред, т.к. в плотных кернах смесимость достигается легче (при более низких давлениях), чем в проницаемых.

Основными силами, препятствующими вытеснению нефти из пласта, являются вязкостные и капиллярные силы. Для добычи нефти из низкопроницаемых коллекторов важно подавить капиллярные силы, т.е. снизить ИФТ. Увеличение степени смесимости между газом и нефтью сопровождается снижением ИФТ до нуля (при смешивающемся режиме). Инертные газы (азот, метан, ПНГ) в условиях Северо-Могдинского месторождения не обеспечивают высокого уровня смесимости, однако эти газы являются наиболее доступными агентами, поэтому необходимо повысить уровень смесимости. Повысить уровень смесимости между нефтью и газом можно, если закачать перед газом предоторочку углеводородов C_{3+} . Исследование влияния предоторочки ПБФ на нефтевытесняющие характеристики метана (таблица 1) показало: последовательная закачка 0,2 п.о. ПБФ и 1,0 п.о. метана позволяет добиться смешивающегося режима вытеснения нефти, т.е. значительно повысить

эффективность вытеснения нефти. Данный пример показывает возможности использования методики slim tube для оптимизации состава вытесняющего флюида.

Керновая модель имеет преимущество над slim tube в том, что она воспроизводит проницаемость, структуру пор и минералогический состав коллектора. Поэтому в случае сложных коллекторов нефти необходимо обязательно проводить фильтрацию по ОСТ 39-195-86 для исследования фильтрационных характеристик флюидов и для выявления возможных осложнений при их применении.

Выводы по подразделу 4.1

- Показано, что использование линейных составных керновых моделей пласта (по ОСТ 39-195-86) в фильтрационных экспериментах по вытеснению нефти смешивающимися агентами не позволяет полностью выявить нефтевытесняющие характеристики флюидов, что объясняется невозможностью достичь многоконтактной смесимости при коротком пути фильтрации. Керновые модели пласта надежно моделируют вытеснение нефти несмешивающимися агентами (водой и газами в жестком несмешивающемся режиме вытеснения).
- Тестирование нефтевытесняющей способности газовых агентов и растворителей (с целью подбора оптимального флюида) с применением керновых моделей пласта не позволяет получать надежные данные даже на качественном уровне.
- В условиях сложных коллекторов необходимо исследовать вытеснение нефти активными флюидами (способными менять свойства нефти, воды и породы) с использованием представительных керновых моделей пласта. Данный вид исследования позволяет предотвратить осложнения при применении активных флюидов (т.е. взаимодействующих с нефтью, водой и породой в пласте).

4.2. Оценка нефтевытесняющей способности газового агента – продукта внутрипластовой трансформации воздуха при термогазовом методе добычи нефти

Добыча нефти методом заводнения является основным методом в нефтяной промышленности, однако этот метод не обеспечивает достаточно высокий КИН. В основном нефтедобывающем регионе страны (Западной Сибири) при использовании заводнения КИН месторождений в редких случаях превышает значение 0,3 [148]. Особенно неэффективно заводнение в низкопроницаемых коллекторах [149].

Вытеснению нефти из пласта препятствуют капиллярные силы и силы динамического сопротивления, тормозящие движение флюидов через пористую среду. Для эффективной добычи нефти из низкопроницаемых коллекторов необходимо подавить капиллярные силы (снизить межфазное натяжение), и уменьшить вязкость вытесняющего агента. Добиться эффективного вытеснения нефти из коллекторов (в том числе и плотных) возможно при применении газовых агентов и растворителей.

Газом с неограниченными ресурсами для закачивания в высокотемпературные пласты западно-сибирских месторождений является воздух, т.е. метод термогазового воздействия (ТГВ) [122, 127, 150]. ТГВ может быть использовано для вытеснения нефти с самого начала разработки [127] и как метод повышения нефтеотдачи пластов [150].

Термогазовый метод воздействия (англоязычное название технологии NРАI – закачивание воздуха высокого давления) безопасно и высокоэффективно применяется во многих странах мира. Наиболее впечатляющими являются результаты осуществления закачки воздуха в течение более 30 лет на месторождении Буффало (Buffalo Field). Согласно [128] на 31 декабря 2009 года на месторождении Буффало по технологии ТГВ было добыто 18,1 млн. баррелей (около 2,5 млн.т) дополнительной нефти. Накопленный объем нагнетания воздуха составил 262,1 миллиардов куб. футов (7,422 млрд.м³), технологическая

эффективность закачки воздуха по разным участкам составила 2300-3400 м³/тонну дополнительной нефти, что близко к эффективности закачки попутного нефтяного газа (ПНГ) на месторождениях легкой нефти. Примерно 80,4 миллиардов куб. футов (2,277 млрд.м³) или 30,7 % общего объема закачки воздуха осталось в резервуаре (кислород вступил в реакцию с нефтью, а часть газа заместила нефть в пласте).

Исследование кинетики низкотемпературного (70-200 °С) окисления нефти [151-154] показало, что нефть является легко окисляемым веществом, периоды индукции начала автоокисления нефти кислородом воздуха при пластовых температурах (80-90 °С) не превышают 2-3 суток [152, 154]. В результате протекания химических реакций автоокисления нефти кислород из воздуха поглощается нефтью в прискважинной зоне пласта, т.е. закачиваемый газ превращается в инертный. Выделение тепла при окислении нефти [155] приведет к повышению пластовой температуры, что будет способствовать испарению легких компонентов нефти в газовую фазу. Обогащение газовой фазы при ТГВ легкими углеводородами подтверждается лабораторными и промышленными результатами [151, 156]. Таким образом, газовый агент ТГВ будет представлять собой «обогащенный» азот и превосходить по своей нефтевытесняющей эффективности чистый азот.

При анализе методов газового воздействия в условиях западно-сибирских месторождений обычно рассматривают в качестве газового агента ПНГ, что позволяет выполнить требования по его утилизации. Однако ресурсы ПНГ недостаточны для осуществления крупных проектов, закачивание ПНГ в пласт технически сложно и часто экономически неоправданно.

Поэтому представляется важным сопоставить нефтевытесняющую эффективность ПНГ и газового агента ТГВ в условиях типичного крупного западно-сибирского месторождения нефти. Для этого представляется необходимым исследовать не только нефтевытесняющие характеристики газового агента ТГВ, но также сопоставить его с ПНГ, являющегося наиболее изученным газовым агентом.

Задачами настоящего этапа исследования были следующие.

Во-первых, оценка нефтewытесняющих характеристик газового агента, образующегося при внутрипластовой трансформации воздуха, применительно к условиям месторождений Западной Сибири.

Во-вторых, сопоставить на примере одного месторождения нефтewытесняющую способность ПНГ и газа, моделирующего газовый агент при ТГВ.

В-третьих, сопоставить методики исследования с использованием керновых моделей пласта и слим-моделей пласта при исследовании смешивающихся газовых агентов на примере типичного высокотемпературного месторождения.

В качестве объекта исследования было выбрано Приобское месторождение, характеризующееся легкой нефтью, высокой пластовой температурой и низкой проницаемостью коллектора [148, 149], т.е. являющееся подходящим объектом для ТГВ.

Результаты опыта №1-П показали, что при вытеснении нефти в результате прокачки 1 п.о. модели ПНГ (скорость фильтрации 12 мл/час) был достигнут коэффициент вытеснения нефти, равный 92 %, т.е. ПНГ вытесняет нефть в режиме многоконтakтного смешивающегося вытеснения (таблица 4.4). В опытах №2-П и №3-П при тестировании модельной газовой смеси ТГВ в результате закачки 1 п.о. газа получили коэффициенты вытеснения нефти, равные 84 и 93 %, при скоростях фильтрации 12 и 21 мл/час, соответственно (таблица 4.4). Таким образом, скорость фильтрации оказывает влияние на результаты вытеснения. При 12 мл/час наблюдается ограниченно-смешивающийся режим вытеснения нефти газом, а при скорости вытеснения 21 мл/час была достигнута многоконтakтная смесимость между газом и нефтью. Данные работы [58] показывают, что при высоких пластовых температурах смешивающийся режим вытеснения нефти и близкий к нему ограниченно-смешивающийся различаются незначительно, из-за низкого межфазного натяжения на границе нефть/газ и малой вязкости нефти при высокой температуре. Таким образом, при взаимодействии нефти месторождения с газовой смесью ТГВ, как и с ПНГ, реализуется достаточно эффективный режим

вытеснения нефти газом, что обеспечит в промысловых условиях высокую степень извлечения нефти.

Таблица 4.4 – Результаты тестирования газовых агентов в условиях пласта Приобского месторождения (давление 27 МПа, температура 92 °С)

Номер опыта	Закачиваемый флюид	Объем закачки, п.о.	Начальная насыщенность, %		Скорость фильтрации, мл/час	Коэффициент вытеснения нефти, %
			водой	нефтью		
1-П	Модель ПНГ	1,01	20	80	12	92,1
2-П	Модель газа ТГВ	1,0	24	76	21	93,0
3-П	Модель газа ТГВ	1,0	20	80	12	84,0

Исследование вытеснения нефти из керновой модели пласта и сопоставление результатов экспериментов на керновой и слим-модели пласта. Для сравнения с результатами исследования на слим-модели пласта использовали результаты моделирования вытеснения нефти газовыми агентами в условиях пластов АС₁₀ и АС₁₂ Приобского месторождения, которое проводили в ООО “ТРИТ” под руководством заведующего отделом физики пласта и нефтепромысловый химии к.х.н. Телина А.Г. с использованием естественного кернового материала, рекомбинированной модели нефти и в пластовых условиях (по ОСТ 39-195-86). Данные результаты приведены только в техническом отчете, поэтому потребовалось достаточно подробно изложить их в настоящей работе. Характеристики модели пласта и результаты эксперимента приведены в таблице 4.5 и на рисунке 4.1. Следует отметить, что была использована керновая модель пласта необычно большой длины (88 см), несмотря на низкую проницаемость керна.

Таблица 4.5 – Характеристики керновой модели пласта Приобского месторождения (кern пластов АС₁₀ + АС₁₂) и результаты фильтрационного эксперимента

Характеристика керновой модели пласта								
Количество образцов, шт.	Длина, см	Диаметр, см	Пористость, %	Проницаемость по воздуху, мкм ²	Начальная нефтенасыщенность, %			
28	88,17	2,74	16,08	0,0043	56,02			
Результаты фильтрационного опыта на керновой модели пласта								
Флюид	Объем закачки, п.о.	Перепад давления, МПа		Степень вытеснения нефти, %	Насыщенность нефтью, %	Скорость фильтрации, мл/час	Противодавление, МПа	Температура, °С
		максимальный	конечный					
Модель газа ТГВ	2,23	0,119	0,0688	75,4	13,76	0,45	27	92

В модель пласта с начальной нефтенасыщенностью 56,02 % закачивали модель газа ТГВ (таблица 4.5) при постоянном расходе, равном 0,45 см³/час (линейная скорость фильтрации 0,12 м/сут.). Прорыв закачиваемого газа произошел после закачивания 0,35 п.о. За безгазовый период было вытеснено 29,2 % нефти. В дальнейшем на выходе из модели пласта наблюдали нефть и газ, а после прокачки 1,55-1,60 п.о. газа ТГВ вытеснение нефти из модели пласта практически прекратилось. Одновременно стабилизировался перепад давления. Конечный коэффициент вытеснения нефти после закачки 2,23 п.о. модели газа ТГВ составил 75,4 %, а остаточная нефтенасыщенность – 13,76 %.

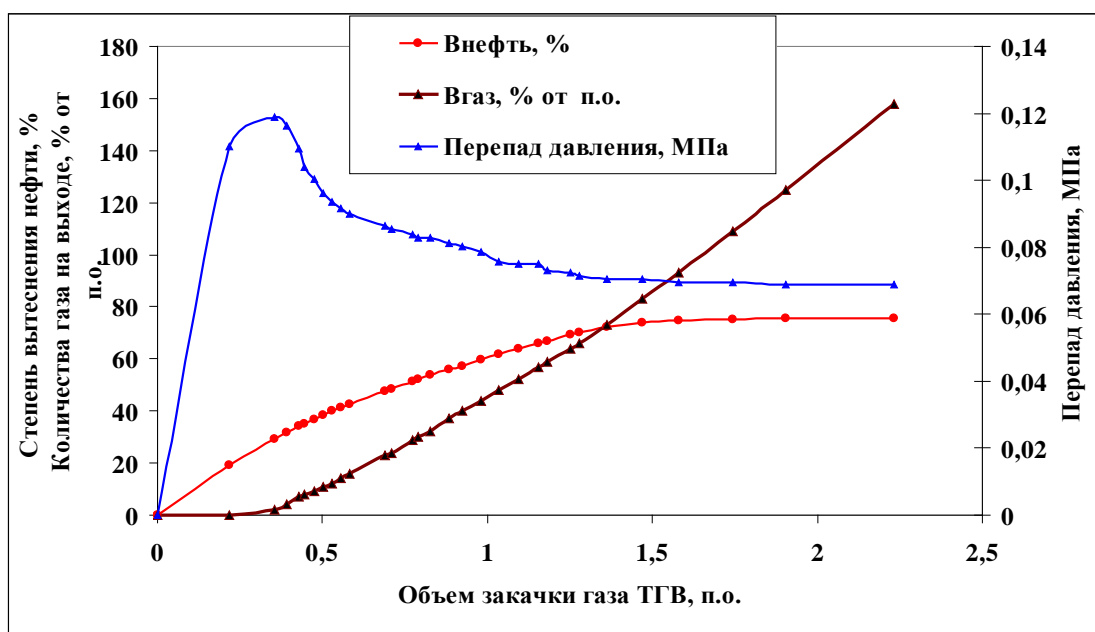


Рисунок 4.1 – Динамика вытеснения нефти из низкопроницаемой керновой модели пласта Приобского месторождения (данные Телина А.Г. и др.)

Сопоставление результатов опытов по вытеснению нефти газом ТГВ из длинной керновой модели пласта и из slim-трубки показывает, что коэффициент вытеснения нефти в случае керновой модели пласта значительно ниже. После прокачки 1 п.о. газовой смеси через керновую модель пласта из нее было вытеснено 60,7 % нефти, что значительно меньше, чем из slim-трубок (84-93 %). Длительная фильтрация большого объема модели газа ТГВ (эксперимент продолжался 17 суток, объем закачки газа – 2,23 п.о.) также не позволила достигнуть эффективности вытеснения нефти газом из slim-моделей пласта.

Причина различия результатов при использовании двух типов пористых сред заключается в том, что длина керновой модели пласта недостаточна для достижения многоконтрактной смесимости между нефтью и газом. ОСТ 39-195-86 разработан для лабораторного моделирования процессов вытеснения нефти водой, т.е. для условий несмешивающегося вытеснения, и, следовательно, не подходит для физического моделирования смешивающихся реагентов. Использование керновых моделей пласта не позволяет в полной мере выявить нефтевытесняющую способность смешивающихся газовых агентов.

Выводы по подразделу 4.2

1. Показано, что при внутрипластовой трансформации воздуха в условиях высокотемпературных глубокозалегающих пластов Западно-Сибирских месторождений легкой нефти образуется эффективный газовый агент, обеспечивающий высокий уровень смесимости между нефтью и газом по многоконтактному механизму достижения смесимости.
2. По своим нефтewытесняющим характеристикам газовый агент ТГВ (продукт внутрипластовой трансформации воздуха) близок к жирному попутному нефтяному газу высокотемпературных пластов легкой нефти.
3. Использование в фильтрационных экспериментах керновых моделей пласта не позволяет в полной мере выявить нефтewытесняющую эффективность смешивающихся газовых агентов.

4.3 Влияние погребенной воды на вытеснение нефти из слим-модели пласта

Слим-модели пласта предназначены для моделирования только одного пластового процесса – массообмена между газом (растворителем) и нефтью. Поэтому при использовании слим-моделей пласта обычно моделируют только пластовое давление, температуру и используют рекомбинированную (пластовую) нефть. Прочие параметры: вещественный состав породы, проницаемость и т.п. обычно не воспроизводят в эксперименте. В экспериментах со слим-моделями пласта также не моделируется остаточная водонасыщенность, что позволяет сократить время на проведение экспериментов. Опыт отечественной нефтяной науки показывает важность наличия остаточной воды в пористых средах при моделировании вытеснения нефти. Для оценки влияния остаточной (погребенной) воды на вытеснение нефти из слим-моделей пласта были проведены сопоставительные эксперименты в термобарических условиях Восточно-Перевального месторождения (эксперимент подробно описан в разделе 3.4)

В опытах Слим 3/ВП и Слим 4/ВП исследовали вытеснение рекомбинированной модели нефти моделью попутного нефтяного газа Восточно-Перевального месторождения. В одной модели пласта (опыт Слим 3/ВП) содержалась связанная вода, а в опыте Слим 4/ВП использовали 100 % нефтенасыщенную пористую среду. В опытах Слим 3/ВП и Слим 4/ВП использовали одни и те же образцы моделей нефти и газа.

Задачами эксперимента были следующие.

- Оценка влияния наличия остаточной воды на результаты и динамику вытеснения нефти.
- Определение оптимального объема закачивания газа (растворителя) при определении уровня (степени) смесимости между нефтью и газом.

Сопоставление результатов опытов Слим 3/ВП и Слим 4/ВП показывает (таблица 4.6), что прорыв газа в обоих опытах происходит одновременно (при объеме закачки 0,6 п.о.). Таким образом, остаточная вода не влияет на процесс многоконтрактной смесимости между нефтью и газом. Однако после прорыва газа динамики вытеснения нефти различаются. В присутствии остаточной воды замедляется процесс вытеснения нефти из пористой среды. По-видимому, причиной этого является уменьшение диаметра каналов в пористой среде и объема пустотного пространства в котором происходит процесс многоконтрактного взаимодействия между нефтью и ПНГ.

Данные таблицы 4.6 показывают, что при вытеснении нефти ПНГ различие между результатами экспериментами 3/ВП и 4/ВП уменьшается по мере роста объема закачки газа. Можно заметить, что при объеме прокачки газа в 1,2 п.о. различие в результатах экспериментов Слим 3/ВП (78,2 %) и Слим 4/ВП (81,9 %) становится достаточно небольшим (3,7 %) и сопоставимым с обычной неопределенностью фильтрационных экспериментов. Таким образом, можно принять, что объем закачивания агента в количестве 1,2 п.о. достаточен для надежного определения уровня смесимости между газом и нефтью.

Таблица 4.6 – Оценка влияния объема закачки газа и остаточной воды на вытеснение нефти ПНГ

Номер опыта	Содержание остаточной воды, %	Коэффициент вытеснения нефти, %			
		в момент прорыва газа	после закачки газа, н.п.о.		
			1,0	1,2	1,4
3/ВП	21,4	60,0	74,9	78,2	83,6
4/ВП	0	60,0	81,2	81,9	82,4

Выводы по подразделу 4.3

1. Наличие связанной воды не оказывает влияния на результаты определения режима смесимости между газом и нефтью при объеме закачивания вытесняющего агента 1,2 нефтенасыщенного порового объема и более.

2. Для определения режима (уровня) смесимости между нефтью и газом оптимальным является закачивание вытесняющего агента в количестве 1,2 нефтенасыщенного порового объема.

ВЫВОДЫ

1. Показано, что использование в фильтрационных экспериментах по вытеснению нефти смешивающихся агентов (газов, растворителей) керновых моделей пласта не позволяет полностью выявить нефтewытесняющие характеристики флюидов, что объясняется невозможностью достичь многоконтактной смесимости при коротком пути фильтрации. Керновые модели пласта надежно моделируют вытеснение нефти несмешивающимися агентами (водой и газами при жестко несмешивающемся режиме вытеснения).

2. Сопоставление (тестирование) нефтewытесняющей способности газовых агентов и растворителей с целью подбора оптимального флюида с применением керновых моделей пласта не позволяет получать надежные результаты. Так в случае вытеснения нефти из slim-tube по своей эффективности газовые агенты для условий Северо-Могдинского месторождения можно расположить в следующий ряд: $N_2 \ll CH_4 \ll$ ПНГ \ll жидкий CO_2 (различие в эффективности при вытеснении нефти 1,5-2 раза), а при использовании керновых моделей пласта ряд имеет следующий вид: $N_2 \sim CH_4 \ll$ ПНГ $<$ жидкий CO_2 (N_2 и CH_4 не различаются по эффективности, различие между ПНГ и CO_2 небольшое).

3. В условиях сложных месторождений необходимо исследовать вытеснение нефти активными флюидами (способными менять свойства нефти, воды и породы) с использованием представительных керновых моделей пласта. Данный вид исследования позволяет предотвратить осложнения при применении активных флюидов в условиях сложно-построенных коллекторов.

4. Предоторочка ПБФ перед закачкой метана позволяет добиться смешивающегося режима вытеснения нефти, т.е. значительно повысить эффективность несмешивающегося газа в условиях Северо-Могдинского месторождения.

5. Наличие связанной воды в slim tube не оказывает влияния на результаты определения режима смесимости между газом и нефтью.

6. Показано, что для проведения экспериментов со slim-tube возможно использовать обычные типы современных фильтрационных установок высокого

давления, в частности распространенную в России установку марки УИК-5 производства ОАО «Глобел-Нефтесервис».

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

КИН	–	Коэффициент извлечения нефти
АСПО	–	Асфальтосмолопарафиновые отложения
ПНГ	–	Попутно-добываемый нефтяной газ
ТГВ	–	Термогазовый метод воздействия
ПНП	–	Повышение нефтеотдачи пластов
IFT	–	Межфазное натяжение
МДС	–	Минимальное давление смесимости
RVA	–	Rising bubble apparatus
VIT	–	Vanishing interfacial tension
МСО	–	Минимальная степень обогащения газа
ВГВ	–	Водогазовое воздействие
ПАВ	–	Поверхностно-активные вещества
ВГС	–	Водогазовая смесь
ПЗП	–	Призабойная зона пласта
ГФ	–	Газовый фактор
ПБФ	–	Пропан-бутановая фракция

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Jalal Torabzadeh, Gerald L. Langnes, John O. Robertson Jr, T. F. Yen, Erle C. Donaldson and George V. Chilingarian. Chapter 4 Gas Injection. // *Developments in Petroleum Science*, 1989, vol. 17, Part B, – pp. 91-106.
2. Fred I. Stalkup, Jr. Status of Miscible Displacement. // *Journal of Petroleum Technology*. – 1983. – vol. 35. – №. 04. – pp. 815-826.
3. Обзор современных методов повышения нефтеотдачи пласта [электронный ресурс]. // НИК Петрос. – 2010. – Режим доступа: <http://petros.ru/worldmarketoil/?action=show&id=267>.
4. Гиматудинов Ш.К. Физика нефтяного и газового пласта. – М.: Недра, 1971. – 312 с.
5. Alireza Qazvini Firouz and Farshid Torabi. Feasibility Study of Solvent-Based Huff-n-Puff Method (Cyclic Solvent Injection) To Enhance Heavy Oil Recovery. // *Proc. SPE Heavy Oil Conference Canada*. Calgary, Alberta, Canada, 12-14 June, 2012. SPE-157853-MS.
6. Norman P. Freitag and Brian J. Kristoff. Comparison of Carbon Dioxide and Methane as Additives at Steamflood Conditions. // *SPE Journal*. – 1998. – vol. 3. – №. 01. – pp. 14-18.
7. Ning Samson Xiuxu, Jhaveri Bharat S., Jia Na, Chambers Bret and Gao Jinglin. Viscosity Reduction EOR with CO₂; Enriched CO₂ to Improve Recovery of Alaska North Slope Viscous Oils. // *Proc. SPE Western North American Region Meeting*. Anchorage, Alaska, USA, 7-11 May, 2011. SPE-144358-MS.
8. Fuminori Kaneko, Masanori Nakano, Motonao Imai and Ichiro Nishioka. How Heavy Gas Solvents Reduce Heavy Oil Viscosity? // *Proc. SPE Heavy Oil Conference-Canada*. Calgary, Alberta, Canada, 11-13 June, 2013. SPE-165451-MS.
9. G. A. Rojas and S. M. Farouq Ali. Dynamics of Subcritical CO₂/Brine Floods for Heavy-Oil Recovery. // *SPE Reservoir Engineering*. – 1988. – vol. 3. – №. 01. – pp. 35-44.

10. F. M. Orr, Jr., J. P. Heller and J. J. Taber. Carbon dioxide flooding for enhanced oil recovery: Promise and problems. // *Journal of the American Oil Chemists Society*. – 1982. – vol. 59. – №. 10. – pp. 810A-817A.
11. E. Ghoojani and S.H. Bolouri. Experimental Study of CO₂-EOR and N₂-EOR with Focus on Relative Permeability Effect. // *J Pet Environ Biotechnol*. – 2011. – vol. 2. – №. 1. – pp. 1-5.
12. Mark A. Klins and S. M. Farouq Ali. Heavy Oil Production By Carbon Dioxide Injection. // *Journal of Canadian Petroleum Technology*. – 1982. – vol. 21. – №. 05. – pp. 64-72.
13. L. W. Holm. CO₂ Flooding: Its Time Has Come. // *Journal of Petroleum Technology*. – 1982. – vol. 34. – №. 12. – pp. 2739-2745.
14. Бабалян Г.А. Применение карбонизированной воды для увеличения нефтеотдачи. – М.: Недра, 1976. – 144 с.
15. Chaodong Yang and Yongan Gu. Diffusion coefficients and oil swelling factors of carbon dioxide, methane, ethane, propane, and their mixtures in heavy oil. // *Fluid Phase Equilibria*. – 2006. – vol. 243. – №. 1–2. – pp. 64-73.
16. Daoyong Yang and Yongan Gu. Interfacial Interactions Between Crude Oil and CO₂ Under Reservoir Conditions. // *Petroleum Science and Technology*. – 2005. – vol. 23. – №. 9-10. – pp. 1099-1112.
17. Xin Wang, Lifeng Liu, Zengmin Lun, Chengyuan Lv, Rui Wang, Haitao Wang and Dong Zhang. Effect of Contact Time and Gas Component on Interfacial Tension of CO₂/Crude Oil System by Pendant Drop Method. // *Journal of Spectroscopy*. – 2014. – vol. 2015. – pp. 1-7.
18. A. Al-Abri and R. Amin. Effect of Hydrocarbon and Non-Hydrocarbon Gas Injection on the Interfacial Tension of a Gas Condensate System. // *Chemical Engineering & Technology*. – 2011. – vol. 34. – №. 1. – pp. 127-133.
19. Abdolhossein Hemmati-Sarapardeh, Shahab Ayatollahi, Ali Zolghadr, Mohammad-Hossein Ghazanfari and Mohsen Masihi. Experimental Determination of Equilibrium Interfacial Tension for Nitrogen-Crude Oil during the Gas Injection

Process: The Role of Temperature, Pressure, and Composition. // Journal of Chemical & Engineering Data. – 2014. – vol. 59. – №. 11. – pp. 3461-3469.

20. Ali Zolghadr, Masoud Riazi, Mehdi Escrochi and Shahab Ayatollahi. Investigating the Effects of Temperature, Pressure, and Paraffin Groups on the N₂ Miscibility in Hydrocarbon Liquids using the Interfacial Tension Measurement Method. // Industrial & Engineering Chemistry Research. – 2013. – vol. 52. – №. 29. – pp. 9851-9857.

21. Abdolhossein Hemmati-Sarapardeh, Shahab Ayatollahi, Mohammad-Hossein Ghazanfari and Mohsen Masihi. Experimental Determination of Interfacial Tension and Miscibility of the CO₂-Crude Oil System; Temperature, Pressure, and Composition Effects. // Journal of Chemical & Engineering Data. – 2014. – vol. 59. – №. 1. – pp. 61-69.

22. M. Amro, C. Freese, M. Finck and P. Jaeger. Effect of CO₂-miscibility in EOR. // Proc. SPE Middle East Oil & Gas Show and Conference. Manama, Bahrain, 8-11 March, 2015. SPE-172705-MS.

23. Ali Zolghadr, Mehdi Escrochi and Shahab Ayatollahi. Temperature and Composition Effect on CO₂ Miscibility by Interfacial Tension Measurement. // Journal of Chemical & Engineering Data. – 2013. – vol. 58. – №. 5. – pp. 1168-1175.

24. Yousef Kazemzadeh, Rafat Parsaei and Masoud Riazi. Experimental Study of Asphaltene Precipitation Prediction during Gas Injection to Oil Reservoirs by Interfacial Tension Measurement. // Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects. – 2015. – vol. 466. – pp. 138-146.

25. Hamza Asar and Lyman L. Handy. Influence of Interfacial Tension on Gas/Oil Relative Permeability in a Gas-Condensate System. // SPE Reservoir Engineering. – 1988. – vol. 3. – №. 01. – pp. 257-264.

26. Raj K. Srivastava and Sam S. Huang. Asphaltene Deposition During CO₂ Flooding: A Laboratory Assessment. // Proc. SPE Production Operations Symposium. Oklahoma City, Oklahoma, 9-11 March, 1997. SPE-37468-MS.

27. Meng Cao and Yongan Gu. Oil recovery mechanisms and asphaltene precipitation phenomenon in immiscible and miscible CO₂ flooding processes. // Fuel. – 2013. – vol. 109. – pp. 157-166.

28. E. Dehyadegari and A. R. Rabbani. The Effects of Miscible CO₂ Injection on Oil Biomarker Parameters. // Petroleum Science and Technology. – 2014. – vol. 32. – №. 23. – pp. 2853-2866.

29. Yaser Ahmadi, Seyed Ehsan Eshraghi, Peyman Bahrami, Mahdi Hasanbeygi, Yousef Kazemzadeh and Atena Vahedian. Comprehensive Water–Alternating-Gas (WAG) injection study to evaluate the most effective method based on heavy oil recovery and asphaltene precipitation tests. // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2015. – vol. 133. – pp. 123-129.

30. Peyman Zanganeh, Hossein Dashti and Shahab Ayatollahi. Visual investigation and modeling of asphaltene precipitation and deposition during CO₂ miscible injection into oil reservoirs. // Fuel. – 2015. – vol. 160. – pp. 132-139.

31. AmirMasoud Kalantari-Dahaghi, Vida Gholami, Jamshid Moghadasi and R. Abdi. Formation Damage Through Asphaltene Precipitation Resulting From CO₂ Gas Injection in Iranian Carbonate Reservoirs. // SPE Production & Operations. – 2008. – vol. 23. – №. 02. – pp. 210-214.

32. A. A. Hamouda, E. A. Chukwudeme and D. Mirza. Investigating the Effect of CO₂ Flooding on Asphaltenic Oil Recovery and Reservoir Wettability. // Energy & Fuels. – 2009. – vol. 23. – №. 2. – pp. 1118-1127.

33. A. K. Srivaslava, S. S. Huang, S. B. Dye and F. M. Mourits. Quantification Of Asphaltene Flocculation During Miscible CO₂ Flooding In The Weyburn Reservoir. // Proc. Technical Meeting / Petroleum Conference of The South Saskatchewan Section. Regina, 18-20 October, 1993. PETSOC-SS-93-28.

34. H. Nakhli, A. Alizadeh, S. Afshari, R. Kharrat and M. Ghazanfari. Experimental and Modelling Investigations of Asphaltene Precipitation During Pressure Depletion and Gas Injection Operations. // Petroleum Science and Technology. – 2014. – vol. 32. – №. 15. – pp. 1868-1875.

35. Tonglei Wang, Yongchen Song, Yuechao Zhao, Yu Liu and Ningjun Zhu. Measurement of Immiscible CO₂ Flooding Processes and Permeability Reduction due to Asphaltene Precipitation by X-ray CT Imaging. // Energy Procedia. – 2013. – vol. 37. – pp. 6920-6927.

36. Takaaki Uetani. Wettability Alteration by Asphaltene Deposition: A Field Example. // Proc. Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference. Abu Dhabi, UAE, 10-13 November, 2014. SPE-171788-MS.

37. Taraneh Jafari Behbahani, Cyrus Ghotbi, Vahid Taghikhani and Abbas Shahrabadi. Investigation on Asphaltene Deposition Mechanisms during CO₂ Flooding Processes in Porous Media: A Novel Experimental Study and a Modified Model Based on Multilayer Theory for Asphaltene Adsorption. // Energy & Fuels. – 2012. – vol. 26. – №. 8. – pp. 5080-5091.

38. Roland Tenjoh Okwen. Formation Damage by CO₂ Asphaltene Precipitation. // Proc. SPE International Symposium and Exhibition on Formation Damage Control. Lafayette, Louisiana, USA, 15-17 February, 2006. SPE-98180-MS.

39. Changhe Qiao, Li Li, Russell Taylor Johns and Jinchao Xu. Compositional Modeling of Reaction-Induced Injectivity Alteration During CO₂ Flooding in Carbonate Reservoirs. // Proc. SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Amsterdam, The Netherlands, 27-29 October, 2014. SPE-170930-MS.

40. Omer Izgec, Birol Demiral, Henri Jacques Bertin and Serhat Akin. CO₂ Injection in Carbonates. // Proc. SPE Western Regional Meeting. Irvine, California, 30 March-1 April, 2005. SPE-93773-MS.

41. AbdulRazagY Zekri, Shedida Shedid and ReyadhA Almehaideb. Experimental investigations of variations in petrophysical rock properties due to carbon dioxide flooding in oil heterogeneous low permeability carbonate reservoirs. // Journal of Petroleum Exploration and Production Technology. – 2013. – vol. 3. – №. 4. – pp. 265-277.

42. M. Monzurul Alam, Morten Leth Hjuler, Helle Foged Christensen and Ida Lykke Fabricius. Petrophysical and rock-mechanics effects of CO₂ injection for

enhanced oil recovery: Experimental study on chalk from South Arne field, North Sea. // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2014. – vol. 122. – pp. 468-487.

43. Ibrahim Mohamed Mohamed, Jia He and Hisham A. Nasr-El-Din. Permeability Change during CO₂ Injection in Carbonate Aquifers: Experimental Study. // Proc. SPE Americas E&P Health, Safety, Security, and Environmental Conference. Houston, Texas, USA, 21-23 March, 2011. SPE-140979-MS.

44. Ibrahim Mohamed Mohamed, Jia He and Hisham A. Nasr-El-Din. Carbon Dioxide Sequestration in Sandstone Aquifers: How Does It Affect the Permeability? // Proc. Carbon Management Technology Conference. Orlando, Florida, USA, 7-9 February, 2012. CMTC-149958-MS.

45. William G. Anderson. Wettability Literature Survey Part 5: The Effects of Wettability on Relative Permeability. // Journal of Petroleum Technology. – 1987. – vol. 39. – №. 11. – pp. 1453-1468.

46. Liu Zhongyun, Zhen Qinghui, Tang Zhouhuai and Zhang Gongshe. Effect of wettability on recovery and relative permeability. // Oil & Gas Geology. – 2000. – vol. 21. – №. 2. – pp. 148-150.

47. Djebbar Tiab and Erle C. Donaldson. Petrophysics, Third Edition: Theory and Practice of Measuring Reservoir Rock and Fluid Transport Properties. – Houston, Texas: Gulf Professional Publishing, 2012. – 976 p.

48. S. W. Yeh, Robert Ehrlich and A. S. Emanuel. Miscible-Gasflood-Induced Wettability Alteration: Experimental Observations and Oil Recovery Implications. // SPE Formation Evaluation. – 1992. – vol. 7. – №. 02. – pp. 167-172.

49. G. F. Potter. The Effects Of CO₂ Flooding on Wettability of West Texas Dolomitic Formations. // Proc. SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Dallas, Texas, 27-30 September, 1987. SPE-16716-MS.

50. Saad Menahi Al-Mutairi, Sidqi A. Abu-khamsin and Mohammed Enamul Hossain. A Novel Approach to Handle Continuous Wettability Alteration during Immiscible CO₂ Flooding Process. // Proc. Abu Dhabi International Petroleum Conference and Exhibition. Abu Dhabi, UAE, 11-14 November, 2012. SPE-160638-MS.

51. Saad M. Al-Mutairi, Sidqi A. Abu-Khamsin, Taha M. Okasha, Saudi Aramco and M. Enamul Hossain. An experimental investigation of wettability alteration during CO₂ immiscible flooding. // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2014. – vol. 120. – pp. 73-77.

52. Hamed Darabi, Kamy Sepehrnoori and M. Hosein Kalaei. Modeling of Wettability Alteration Due to Asphaltene Deposition in Oil Reservoirs. // Proc. SPE Annual Technical Conference and Exhibition. San Antonio, Texas, USA, 8-10 October, 2012. SPE-159554-MS.

53. E. T. S. Huang. The Effect of Oil Composition and Asphaltene Content on CO₂ Displacement. // Proc. SPE/DOE Enhanced Oil Recovery Symposium. Tulsa, Oklahoma, 22-24 April, 1992. SPE-24131-MS.

54. T. G. Monger and J. C. Fu. The Nature of CO₂-Induced Organic Deposition. // Proc. SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Dallas, Texas, 27-30 September, 1987. SPE-16713-MS.

55. Fahad Iqbal Syed, Shawket G. Ghedan, Ahmed Al-Hage and Syed M. Tariq. Formation Flow Impairment in Carbonate Reservoirs Due to Asphaltene Precipitation and Deposition during Hydrocarbon Gas Flooding. // Proc. Abu Dhabi International Petroleum Conference and Exhibition. Abu Dhabi, UAE, 11-14 November, 2012. SPE-160253-MS.

56. Fred. I. Stalkup. Miscible displacement. – New York: Henry L. Doherty Memorial Fund of AIME, Society of Petroleum Engineers of AIME, 1983. – 204 p.

57. L.W. Lake. Enhanced oil recovery. – Englewood Cliffs, New Jersey: Prentice Hall, 1989. – 550 p.

58. W. F. Yellig and R. S. Metcalfe. Determination and Prediction of CO₂ Minimum Miscibility Pressures. // Journal of Petroleum Technology. – 1980. – vol. 32. – №. 01. – pp. 160-168.

59. Jamiu Mufutau Ekundayo and Shawket G. Ghedan. Minimum Miscibility Pressure Measurement with Slim Tube Apparatus - How Unique is the Value? // Proc. SPE Reservoir Characterization and Simulation Conference and Exhibition. Abu Dhabi, UAE, 16-18 September, 2013. SPE-165966-MS.

60. Abiodun Matthew Amao, Shameem Siddiqui and Habib Menouar. A New Look at the Minimum Miscibility Pressure (MMP) Determination from Slimtube Measurements. // Proc. SPE Improved Oil Recovery Symposium. Tulsa, Oklahoma, USA, 14-18 April, 2012. SPE-153383-MS.

61. Хлебников В.Н., Губанов В.Б. и Полищук А.М. Использование слим-моделей пласта (slim tube) для физического моделирования процессов вытеснения нефти смешивающимися агентами. Часть 2. Оценка возможности применения стандартного фильтрационного оборудования для осуществления слим-методики. // Нефтепромысловое дело. – 2014. – №. 6. – С. 32-38.

62. Jamiu Mufutau Ekundayo. Configuration of slim tube apparatus for consistent determination of minimum miscibility pressure (MMP) data: PhD thesis: / Jamiu Mufutau Ekundayo. – Ann Arbor, 2012. – 212 p.

63. Tadesse Weldu Teklu, Najeeb Alharthy, Hossein Kazemi, Xiaolong Yin and Ramona M. Graves. Vanishing Interfacial Tension Algorithm for MMP Determination in Unconventional Reservoirs. // Proc. SPE Western North American and Rocky Mountain Joint Meeting. Denver, Colorado, 17-18 April, 2014. SPE-169517-MS.

64. Adel M. Elsharkawy, Fred H. Poettmann and Richard L. Christiansen. Measuring CO₂ Minimum Miscibility Pressures: Slim-Tube or Rising-Bubble Method? // Energy & Fuels. – 1996. – vol. 10. – №. 2. – pp. 443-449.

65. Mehdi Ghorbani, Ali Momeni, Saied Safavi and Asghar Gandomkar. Modified vanishing interfacial tension (VIT) test for CO₂-oil minimum miscibility pressure (MMP) measurement. // Journal of Natural Gas Science and Engineering. – 2014. – vol. 20. – pp. 92-98.

66. Dayanand Saini and Dandina Nagaraja Rao. Experimental Determination of Minimum Miscibility Pressure (MMP) by Gas/Oil IFT Measurements for a Gas Injection EOR Project. // Proc. SPE Western Regional Meeting. Anaheim, California, USA, 27-29 May, 2010. SPE-132389-MS.

67. Abul Jamaluddin. A Systematic Approach in Evaluating Gas Injection as an Enhanced Recovery Process [электронный ресурс]. / Abul Jamaluddin // Society of

Petroleum Engineers. – 2009. – Режим доступа:
http://www.thaispe.org/MonthlyMeeting/SPE_Presentation_in_Bangkok_April_22x.pdf.

68. T. P. Moulds, P. L. McGuire, G. R. Jerauld, S. T. Lee and R. Solano. Pt. McIntyre: A Case Study of Gas Enrichment Above MME. // Proc. SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Denver, Colorado, 5-8 October, 2003. SPE-84185-MS.

69. Sheng-Tai Lee, Tim P. Moulds, Ram Narayanan, Gary Youngren, C. Y. Lin and Yun Wang. Optimizing Miscible Injectant (MI) Composition for Gas Injection Projects. // Proc. SPE Annual Technical Conference and Exhibition. New Orleans, Louisiana, 30 September-3 October, 2001. SPE-71606-MS.

70. F. B. Thomas, X. L. Zhou, D. B. Bennion and D. W. Bennion. A Comparative Study of RBA, P-x, Multicontact And Slim Tube Results. // Journal of Canadian Petroleum Technology. – 1994. – vol. 33. – №. 02. – pp. 17-26.

71. Apostolos Kantzas, Jonathan Bryan and Saeed Taheri. Fundamentals of Fluid Flow in Porous Media [Электронный ресурс]. / Apostolos Kantzas, Jonathan Bryan and Saeed Taheri // PERM Inc. – 2016. – Режим доступа:
<http://perminc.com/resources/fundamentals-of-fluid-flow-in-porous-media/>.

72. Хлебников В.Н., Губанов В.Б. и Полищук А.М. Использование слим-моделей пласта для физического моделирования процессов вытеснения нефти смешивающимися агентами. Часть 3. Особенности массопереноса при вытеснении нефти двуокисью углерода. // Нефтепромышленное дело. – 2014. – №. 9. – pp. 43-47.

73. [электронный ресурс]. // ООО "Тирит". – Режим доступа:
http://tirit.org/tenz_kruss/tenz_dvt50.php.

74. Muslim Abdurrahman, A. K. Permadi and W. S. Bae. An improved method for estimating minimum miscibility pressure through condensation–extraction process under swelling tests. // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2015. – vol. 131. – pp. 165-171.

75. Ali Abedini, Nader Mosavat and Farshid Torabi. Determination of Minimum Miscibility Pressure of Crude Oil–CO₂ System by Oil Swelling/Extraction Test. // *Energy Technology*. – 2014. – vol. 2. – №. 5. – pp. 431-439.
76. Richard A. Harmon and Reid B. Grigg. Vapor-Density Measurement for Estimating Minimum Miscibility Pressure. // *SPE Reservoir Engineering*. – 1988. – vol. 3. – №. 04. – pp. 1215-1220.
77. Y. Liu, L. Jiang, Y. Song, Y. Zhao, Y. Zhang and D. Wang. Estimation of minimum miscibility pressure (MMP) of CO₂ and liquid n-alkane systems using an improved MRI technique. // *Magn Reson Imaging*. – 2016. – vol. 34. – №. 2. – pp. 97-104.
78. Phong Nguyen, Danyal Mohaddes, Jason Riordon, Hossein Fadaei, Pushan Lele and David Sinton. Fast Fluorescence-Based Microfluidic Method for Measuring Minimum Miscibility Pressure of CO₂ in Crude Oils. // *Analytical Chemistry*. – 2015. – vol. 87. – №. 6. – pp. 3160-3164.
79. Tadesse Weldu Teklu, Shawket G. Ghedan, Ramona M. Graves and Xiaolong Yin. Minimum Miscibility Pressure Determination: Modified Multiple Mixing Cell Method. // *Proc. SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia*. Muscat, Oman, 16-18 April, 2012. SPE-155454-MS.
80. Alireza Fazlali, Mohammad Nikookar, Alireza Agha-Aminiha and Amir H. Mohammadi. Prediction of minimum miscibility pressure in oil reservoirs using a modified SAFT equation of state. // *Fuel*. – 2013. – vol. 108. – pp. 675-681.
81. Gloria Meyberg Nunes Costa, Paulo Sergio de Mello Vieira Rocha, Alessandra Leal Chagas Ribeiro, Paulo Roberto Freire de Menezes, Rui Carlos Alves de Lima, Paulo Ubiratan Oliveira Costa and Eduardo de Almeida Rodrigues. An improved method for calculating CO₂ minimum miscibility pressure based on solubility parameter. // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2012. – vol. 98–99. – pp. 144-155.
82. Jean-Noël Jaubert, Luc Wolff, Evelyne Neau and Laurent Avaullee. A Very Simple Multiple Mixing Cell Calculation To Compute the Minimum Miscibility Pressure Whatever the Displacement Mechanism. // *Industrial & Engineering Chemistry Research*. – 1998. – vol. 37. – №. 12. – pp. 4854-4859.

83. Полищук А.М., Хлебников В.Н. и Губанов В.Б. Использование slim-моделей пласта (slim tube) для физического моделирования процессов вытеснения нефти смешивающимися агентами. Часть 1. Методология эксперимента. // Нефтепромысловое дело. – 2014. – №. 5. – С. 19-24.

84. Choon Lin Voon and Mariyamni Awang. Comparison of MMP Between Slim Tube Test and Vanishing Interfacial Tension Test. // Proc. 2014 International Conference on Integrated Petroleum Engineering and Geosciences. Kuala Lumpur, Malaysia, 3rd-5th June 2014. pp. 137-144.

85. Huazhou Li, Jishun Qin and Daoyong Yang. An Improved CO₂-Oil Minimum Miscibility Pressure Correlation for Live and Dead Crude Oils. // Industrial & Engineering Chemistry Research. – 2012. – vol. 51. – №. 8. – pp. 3516-3523.

86. Hua Yuan, Russell T. Johns, Azubuike M. Egwuenu and Birol Dindoruk. Improved MMP Correlation for CO₂ Floods Using Analytical Theory. // SPE Reservoir Evaluation & Engineering. – 2005. – vol. 8. – №. 05. – pp. 418-425.

87. Chen Yuxin. Determination of Minimum Miscibility Pressure by CO₂ Flooding. // Value Engineering. – 2013. – vol. 23. – pp. 39-40.

88. Хлебников В.Н., Зобов П.М., Хамидуллин И.Р., Рузанова Ю.Ф., Гущин П.А. и Винокуров В.А. Перспективные пути осуществления в России проектов захоронения техногенного CO₂ с получением эффекта от добычи нефти. // Башкирский химический журнал. – 2009. – Т. 16. – №. 1. – С. 117-121.

89. Хлебников В.Н., Зобов П.М., Хамидуллин И.Р., Рузанова Ю.Ф., Иванов Е.В. и Винокуров В.А. Перспективные регионы для осуществления проектов по хранению парниковых газов в России. // Башкирский химический журнал. – 2009. – Т. 16. – №. 2. – С. 73-80.

90. Хлебников В.Н., Зобов П.М., Хамидуллин И.Р., Гущина Ю.Ф., Гущин П.А. и Винокуров В.А. Захоронение парниковых газов в геологических формациях – перспективный путь решения проблем изменения климата и истощения ресурсной базы нефтяной промышленности России. // Экологический вестник России. – 2010. – №. 6. – С. 50-53.

91. James J. Sheng. Enhanced oil recovery in shale reservoirs by gas injection. // *Journal of Natural Gas Science and Engineering*. – 2015. – vol. 22. – pp. 252-259.
92. Wei Yu, Hamid Reza Lashgari, Kan Wu and Kamy Sepehrnoori. CO₂ injection for enhanced oil recovery in Bakken tight oil reservoirs. // *Fuel*. – 2015. – vol. 159. – pp. 354-363.
93. Чижова Л.Н., Артюхович В.К. и Дегтярев Н.М. К оценке влияния неоднородности пласта на эффективность вытеснения нефти газом высокого давления. // *Тр.Сев.КавНИПИнефть*. – 1977. – №. 26. – С. 69-75.
94. F. F. Craig, Jr., J. L. Sanderlin, D. W. Moore and T. M. Geffen. A Laboratory Study of Gravity Segregation in Frontal Drives. // *Petroleum Transactions, AIME*. – 1957. – vol. 210. – pp. 275-282.
95. Харазий Н.И., Захаров А.С., Дорошук Н.Ф. и Глумов Н.Ф. Периодическая закачка газа и воды под высоким давлением. // *Тр.ТатНИПИнефть*. – 1979. – №. 40. – С. 144-151.
96. Patent US3244228 A, United States. Flooding process for recovery of oil. Parrish David R.
97. Поваров И.А., Ковалев А.Г. и Макеев Н.И. Интенсификация добычи нефти из обводненных нефтяных пластов путем попеременного нагнетания воды и газа. // *Нефтяное хозяйство*. – 1973. – №. 12. – С. 25-28.
98. J. J. Taber, F. D. Martin and R. S. Seright. EOR Screening Criteria Revisited—Part 2: Applications and Impact of Oil Prices. // *SPE Reservoir Engineering*. – 1997. – vol. 12. – №. 03. – pp. 199-206.
99. J. R. Christensen, E. H. Stenby and A. Skauge. Review of WAG Field Experience. // *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*. – 2001. – vol. 4. – №. 02. – pp. 97-106.
100. Васильев В.И., Гибадуллин Н.З., Леви В.Б., Лозин Е.В., Миниахметов А.Г. и Трофимов В.Е. Исследование эффективности утилизации нефтяного газа закачкой в продуктивные пласты. // *Нефтяное хозяйство* –2004. – №. 8. – С. 76-78.

101. Louis Minssieux. WAG Flow Mechanisms in Presence of Residual Oil. // Proc. SPE Annual Technical Conference and Exhibition. New Orleans, Louisiana, 25-28 September, 1994. SPE-28623-MS.
102. Лысенко В.Д. Перспективы развития технологии извлечения запасов нефти из недр. // Нефтяное хозяйство. – 2004. – №. 12 – С. 94-97.
103. Вашуркин А.И., Ложкин Г.В. и Радюкин А.Е. Экспериментальные исследования водогазового воздействия на пласт БС10 Федоровского месторождения // Тр.СибНИИНП. – 1978. – №. 12. – С. 143-151.
104. Дроздов А.Н., Телков В.П., Егоров Ю.А. Водогазовое воздействие на пласт: Механизм действия, известные технологии. Насосно-эжекторная технология и насосно-компрессорная технология как ее разновидность. // Труды российского государственного университета нефти и газа им. И.М. Губкина –2009. – №. 1. – С. 23-33.
105. Телков В.П. Разработка технологии водогазового воздействия на пласт путём насосно-эжекторной и насосно-компрессорной закачки водогазовых смесей с пенообразующими ПАВ: автореф. дис. канд. техн. наук: – Москва, 2009. – 24 с.
106. Иваншин В.С., Карнаушевская Ж.И. и Лискевич Е.И. Об эффективности создания газовой репрессии на Битковском месторождении. // Нефтяное хозяйство. – 1975. – №. 2. – С. 35-38.
107. Дроздов А.Н., Егоров Ю.А., Телков В.П., Вербицкий В.С., Деньгаев А.В. и Ламбин Д.Н. Технология и техника водогазового воздействия на нефтяные пласты. // Территория НЕФТЕГАЗ. – 2006. – №. 2. – С. 54-59.
108. L. M. Surguchev, Ragnhild Korbol, Sigurd Haugen and O. S. Krakstad. Screening of WAG Injection Strategies for Heterogeneous Reservoirs. // Proc. European Petroleum Conference. Cannes, France, 16-18 November, 1992. SPE-25075-MS.
109. Madhav M. Kulkarni and Dandina N. Rao. Experimental investigation of miscible and immiscible Water-Alternating-Gas (WAG) process performance. // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2005. – vol. 48. – №. 1–2. – pp. 1-20.

110. S. B. Gorell. Implications of Water-Alternate-Gas Injection, for Profile Control and Injectivity. // Proc. SPE/DOE Enhanced Oil Recovery Symposium. Tulsa, Oklahoma, 22-25 April, 1990. SPE-20210-MS.

111. P. P. van Lingen, O. H. M. Barzanji and C. P. J. W. van Kruijsdijk. WAG Injection to Reduce Capillary Entrapment in Small-Scale Heterogeneities. // Proc. SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Denver, Colorado, 6-9 October, 1996. SPE-36662-MS.

112. D.G. Huh and L.L. Handy. Comparison of Steady and Unsteady-State Flow of Gas and Foaming Solution in Porous Media. // SPE Reservoir Engineering. – 1989. – vol. 4. – №. 01. – pp. 77-84.

113. Yang Zhang, Yuting Wang, Fangfang Xue, Yanqing Wang, Bo Ren, Liang Zhang and Shaoran Ren. CO₂ foam flooding for improved oil recovery: Reservoir simulation models and influencing factors. // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2015. – vol. 133. – pp. 838-850.

114. Seyedeh Hosna Talebian, Rahim Masoudi, Isa Mohd Tan and Pacelli Lidio Jose Zitha. Foam assisted CO₂-EOR: A review of concept, challenges, and future prospects. // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2014. – vol. 120. – pp. 202-215.

115. F. M. Garcia. A Successful Gas-Injection Project in a Heavy Oil Reservoir. // Proc. SPE Annual Technical Conference and Exhibition. San Francisco, California, 5-8 October, 1983. SPE-11988-MS.

116. Dehu Wang, Qingfeng Hou, Yousong Luo, Youyi Zhu and Hongfu Fan. Feasibility Studies on CO₂ Foam Flooding EOR Technique After Polymer Flooding for Daqing Reservoirs. // Journal of Dispersion Science and Technology. – 2014. – vol. 36. – №. 4. – pp. 453-461.

117. I. Ekhlajoo, M. Vosoughi, S.R. Shadizadeh, R. Kharrat and M.H. Ghazanfari. An Experimental and Simulation Study of Heavy Oil Recovery by the Liquid CO₂ Huff and Puff Method. // Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization, and Environmental Effects. – 2014. – vol. 36. – №. 23. – pp. 2587-2594.

118. Jinhua Ma, Xiangzeng Wang, Ruimin Gao, Fanhua Zeng, Chunxia Huang, Paitoon Tontiwachwuthikul and Zhiwu Liang. Study of cyclic CO₂ injection for low-pressure light oil recovery under reservoir conditions. // Fuel. – 2016. – vol. 174. – pp. 296-306.
119. Chengyao Song and Daoyong Yang. Performance Evaluation of CO₂ Huff-n-Puff Processes in Tight Oil Formations. // Proc. SPE Unconventional Resources Conference Canada. Calgary, Alberta, Canada, 5-7 November, 2013. SPE-167217-MS.
120. Babak Iraj, Seyed Reza Shadizadeh and Masoud Riazi. Experimental investigation of CO₂ huff and puff in a matrix-fracture system. // Fuel. – 2015. – vol. 158. – pp. 105-112.
121. T. G. Monger and J. M. Coma. A Laboratory and Field Evaluation of the CO₂ Huff 'n' Puff Process for Light-Oil Recovery. // SPE Reservoir Engineering. – 1988. – vol. 3. – №. 04. – pp. 1168-1176.
122. Боксерман А.А. и Ямбаев М.Ф. Метод закачки и внутрипластовой трансформации воздуха на месторождениях легкой нефти. // Сборник 12 Европейского симпозиума по повышению нефтеотдачи. Казань, 2003.
123. Greaves M. Air injection-improved oil recovery strategy for the UK continental shelf. // Bus Br: Explor Prod: Oil Gas Rev. – 2004. – pp. 118-121.
124. Информационный отчет по этапу 2 договора № С1-352 от 01.04.2004 по теме «Разработка технологий в области нефтедобычи. Адаптация метода термогазового воздействия к условиям месторождения Заказчика»/ООО «ЦИР ЮКОС», 2004. – 189 с.
125. Итоговый отчет по договору №С1-3361 Д-ТН от 16.08.2005. Разработка технологии ремонтно-изоляционных работ для месторождений ОАО «Томскнефть» ВНК/ООО «ЮРД-Центр», 2005.
126. Отчет по договору №С1-1480 по теме: «Определение кинетических параметров окислительных процессов применительно к условиям Приобского месторождения. Лабораторные исследования по определению степени смесимости газового агента с нефтью при вытеснении нефти газовым агентом с использованием методики слим-модели пласта»/ООО «ЮРД-Центр», 2009.

127. Ямбаев М.Ф. Основные особенности термогазового метода увеличения нефтеотдачи применительно к условиям сложнопостроенных коллекторов (на основе численного моделирования): дис. канд. техн. наук: / Ямбаев М.Ф. – Москва, 2006. – 153 с.
128. Vinodh Kumar, Dubert Gutierrez, Barry Peter Thies and Candace Cantrell. 30 Years of Successful High-Pressure Air Injection: Performance Evaluation of Buffalo Field, South Dakota. // Proc. SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Florence, Italy, 19-22 September, 2010. SPE-133494-MS.
129. Бриджмэн П.В. Анализ размерностей. – Ленинград-Москва: ОНТИ – ГТТИ, 1934. – 119 с.
130. Седов Л.И. Методы подобия и размерности в механике. – Москва: Наука, 1977. – 440 с.
131. Баренблатт Г.И. Подобие, автомодельность, промежуточная асимптотика. Теория и приложения к геофизической гидродинамике. – Ленинград: Гидрометеиздат, 1982. – 256 с.
132. Требин Ф.А. и Эфрос Д.А. Использование данных моделирования для некоторых случаев расчета дебитов скважин. // Нефтяное хозяйство. – 1955. – №. 7. – С. 36-42.
133. Эфрос Д.А. Исследования фильтрации неоднородных систем. – Ленинград: Гостоптехиздат, 1963. – 352 с.
134. Эфрос Д.А. и Оноприенко В.П. Моделирование линейного вытеснения нефти водой. // Тр. ВНИИ «Вопросы подземной гидродинамики и разработки нефтяных месторождений». – 1958. – №. 12. – С. 331-360.
135. Полищук А.М. О моделировании одномерного вытеснения нефти из линейных пористых сред полимерными растворами. // Тр. ВНИИ «Исследование новых методов повышения нефтеотдачи пластов». – 1982. – №. 80. – С. 40-48.
136. Троицкий В.М., Рассохин С.Г., Соколов А.Ф., Мизин А.В. и Ваньков В.П. Обоснование выбора агентов вытеснения нефти при разработке нефтегазоконденсатных месторождений Восточной Сибири по результатам

экспериментальных исследований. // Вести газовой науки. – 2014. – №. 2(18). – С. 98-105.

137. Буторин О.И. и Пияков Г.Н. Обобщение экспериментальных исследований по определению эффективности применения газового и водогазового воздействия на пласты // Нефтепромысловое дело. – 1995. – №. 8-10. – С. 54-59.

138. Макатров А.К., Телин А.Г., Пияков Г.Н. и Пасынков А.Г. Лабораторные исследования по оценке эффективности технологий газового и водогазового воздействия с использованием попутно добываемого газа для условий Приобского месторождения. // Научно-технический вестник ОАО НК «Роснефть». – 2006. – №. 1. – С. 30-34.

139. T. Ahmed, D. Menzie and H. Crichlow. Preliminary Experimental Results of High-Pressure Nitrogen Injection for EOR Systems. // Society of Petroleum Engineers Journal. – 1983. – vol. 23. – №. 02. – pp. 339-348.

140. O. Omole and J. S. Osoba. Effect Of Column Length On CO₂-Crude Oil Miscibility Pressure. // Journal of Canadian Petroleum Technology. – 1989. – vol. 28. – №. 04. – pp. 97-102.

141. Liu Xiao-Jun, Pan Ling, Sun Lei, Zhang Xin-Wen and Chao Zhong-Tang. Enhancing oil-displacement efficiency experimental research of combination CO₂/N₂ slug injection in low permeability oil reservoir. // Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition). – 2009. – vol. 31. – №. 4. – pp. 73-78.

142. Baojian Du and Linsong Cheng. Experimental study of enhanced oil recovery with CO₂ slug+N₂ flood in low permeability reservoir. // Geosystem Engineering. – 2014. – vol. 17. – №. 5. – pp. 279-286.

143. S. K. Wang, X. G. Wei and F. L. Zhang. The pilot test of enriched-gas miscible flooding in certain oil field of algeria. // Journal of Southwest Petroleum University. – 2011. – vol. 33. – №. 1. – pp. 115-119.

144. S. R. Ren, C. H. Yang, S. M. Hou, Y. H. Liu and W. M. Lin. Relationship between air volume and oil-recovery mechanism for light oil air injection process. //

Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science). – 2012. – vol. 36. – №. 3. – pp. 121-125.

145. В.А. Загорученко и А.М. Журавлев. Теплофизические свойства газообразного и жидкого метана. – М.: Издательство стандартов, 1969. – 236 с.

146. ОСТ 39-195-86. Нефть. Метод определения коэффициента вытеснения нефти водой в лабораторных условиях. Министерство нефтяной промышленности, 1986. – 20 с.

147. Исхаков И.А., Габитов Г.Х., Гайнуллин К.Х. и Лисовский Н.Н. Перспективы добычи нефти и увеличения нефтеотдачи на истощенных рифовых месторождениях Предуральяского Прогноза Башкортостана. // Нефтяное хозяйство. – 2003. – №. 4. – С. 49-54.

148. Курамшин Р.М. Особенности геологического строения и технологии разработки юрских отложений Нижневартовского свода. – М.: РМНТК «Нефтеотдача», 2002. – 108 с.

149. Багаутдинов А.К., Барков С.Л., Белевич Г.К., Бочаров В.А., Бриллиант Л.С. и др. Геология и разработка крупнейших и уникальных нефтяных и нефтегазовых месторождений России. Том 2. – М.: ВНИИОЭНГ, 1996. – 352 с.

150. Вежнин С.А. и Хлебников В.Н. Перспективы применения термогазового метода повышения нефтеотдачи в условиях юрских пластов месторождений ОАО «Томскнефть». // Сб. трудов Объединенного центра исследований и разработок. – 2006. – №. 2. – С. 79-84.

151. Хлебников В.Н., Зобов П.М., Антонов С.В. и Рузанова Ю.Ф. Исследование термогазового метода добычи нефти. Кинетические закономерности автоокисления нефти пластов юрского возраста. // Башкирский химический журнал. – 2008. – Т. 15. – №. 4. – С. 105-110.

152. Хлебников В.Н., Зобов П.М., Антонов С.В., Рузанова Ю.Ф. и Бакулин Д.А. Исследование термогазового метода добычи нефти. Влияние бикарбоната натрия на кинетические закономерности автоокисления легкой нефти. // Башкирский химический журнал. – 2009. – Т. 16. – №. 1. – С. 65-71.

153. Хлебников В.Н., Зобов П.М., Антонов С.В., Бакулин Д.А. и Гущина Ю.Ф. Сопоставление кинетических закономерностей автоокисления нефти и твердого органического вещества породы Баженовской свиты. // Башкирский химический журнал. – 2011. – Т. 18. – №. 4. – С. 87-92.

154. Хлебников В.Н., Мишин А.С., Зобов П.М., Антонов С.В., Бакулин Д.А., Бардин М.Е. и Нискулов Е.К. Моделирование химических стадий термогазового воздействия на вязкую нефть пластов ПК сеноманского горизонта. // Башкирский химический журнал. – 2012. – Т. 19. – №. 3. – С. 12-16.

155. Айзикович О.М., Булыгин М.Г. и Кораблев Л.И. Тепловой эффект реакции окисления в процессе влажного внутрипластового горения. // Нефтепромысловое дело и транспорт нефти. – 1985. – №. 11. – С. 4-6.

156. Yannimaras D.V., Sufi A.H. and Fassihi M.R. The Case for Air Injection into Deep Light Oil Reservoirs. // Proc. 6th European IOR-Symposium. Stavanger, Norway, 1991.