

УДК 622.06

Статья / Article

© ПНИПУ / PNRPU, 2020

**Оценка влияния попутного нефтяного газа с высоким содержанием диоксида углерода на режим вытеснения нефти при разработке Толумского месторождения****О.А. Морозюк¹, С.А. Калинин¹, С.А. Калинин¹, А.С. Скворцов¹, С.В. Мелехин¹, А.В. Стенькин², Р.Р. Мардамшин², Г.А. Усачев³, Д.А. Метт³**¹Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми (Россия, 614015, г. Пермь, ул. Пермская, 3а)²ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь», ТПП «Урайнефтегаз» (Россия, 628285, Ханты-Мансийский автономный округ, г. Урай, ул. Ленина, 116а)³Головной офис ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» (Россия, 109028, г. Москва, Покровский бульвар, 3 стр. 1)**Estimation of the Influence of Associated Petroleum Gas with a High Carbon Dioxide Content on the Oil Displacement Regime in the Development of the Tolumskoye Field****Oleg A. Morozuyuk¹, Stanislav A. Kalinin¹, Sergey A. Kalinin¹, Andrey S. Scvortsov¹, Sergey V. Melekhin¹, Andrey V. Stenkin², Ruslan R. Mardamshin², Gennady A. Usachev³, Dmitry A. Mett³**¹PermNIPIneft branch of LUKOIL-Engineering LLC in Perm (3a Permskaya st., Perm, 614015, Russian Federation)²LUKOIL-Western Siberia LLC, TPE Urayneftegaz (116a Lenina st., Urai, 628285, Russian Federation)³Head office of LUKOIL-Engineering LLC (Bldg. 1, 3 Pokrovsky Boulevard, Moscow, 109028, Russian Federation)

Получена / Received: 25.07.2020. Принята / Accepted: 02.11.2020. Опубликовано / Published: 11.01.2021

Ключевые слова:

экспериментальные исследования, минимальное давление смеси, попутный нефтяной газ, газ, нефть, slim-tube, режим вытеснения, смешивающееся вытеснение нефти.

В зависимости от пластовых условий, состава пластовой нефти и газового агента, в пластовых условиях могут реализовываться различные режимы вытеснения нефти газом. Наиболее предпочтительным режимом с позиции полноты извлечения нефти, является режим смешивающегося вытеснения нефти газом. Основным параметром, указывающим на достижение режима смешивающегося вытеснения нефти, является минимальное давление смеси (МДС). Наиболее востребованным и достоверным лабораторным методом определения МДС является метод slim-tube.

Представлены результаты лабораторных исследований, выполненные с целью определения величины МДС пластовой нефти Толумского месторождения и попутного нефтяного газа (ПНГ) Семивидовской группы месторождений и определения режима вытеснения нефти ПНГ. Для определения параметров пластовой нефти и изменения ее свойств при различной мольной концентрации ПНГ использовалась стандартная методика PVT-исследований. Для определения МДС использовалась методика slim-tube. Для оценки механизма развития процесса смешиваемости дополнительно производился хроматографический анализ состава отбираемого газа и визуальный анализ фазового поведения флюидов посредством визуальной ячейки.

Выполнены две серии фильтрационных опытов по вытеснению рекомбинированной модели нефти Толумского месторождения моделью ПНГ Семивидовской группы месторождений на slim-моделях. Согласно полученной зависимости коэффициента вытеснения нефти от давления, при вытеснении нефти Толумского месторождения попутным нефтяным газом Семивидовской группы месторождений величина МДС составит 14,8 МПа.

Опираясь на критерии определения режима смешения, в результате обобщения и комплексного анализа результатов исследований установлено, что для условий Толумского месторождения, режимом вытеснения нефти попутным нефтяным газом Семивидовской группы месторождений является режим развиваемого многоконтантного смешивающегося вытеснения (механизм конденсации компонентов растворителя в нефтяную фазу).

Keywords:

experimental studies, minimum miscibility pressure, associated petroleum gas, gas, oil, slim-tube, displacement mode, miscible oil displacement.

Depending on reservoir conditions, composition of reservoir oil and gas agent, various modes of oil displacement by gas can be implemented in reservoir conditions. The most preferable mode from the standpoint of the completeness of oil recovery is the mode of miscible displacement of oil by gas. The main parameter indicating the achievement of the miscible displacement mode is the minimum miscibility pressure. The most popular and reliable laboratory method for determining the minimum mixing pressure is the slim-tube method.

The results of laboratory studies performed to determine the value of the minimum miscibility pressure of reservoir oil from the Tolumskoye field and associated petroleum gas of the Semivodskaya group of fields and also to determine the mode of oil displacement by associated petroleum gas are presented. To determine the parameters of reservoir oil and change its properties at various molar concentrations, the standard PVT research technique was used. To determine the minimum miscibility pressure, the slim-tube technique was used. To assess the mechanism of miscibility process development, chromatographic analysis of the sampled gas composition and visual analysis of the phase fluids behavior by means of a visual cell were additionally performed.

Two series of filtration experiments were performed to displace the recombined oil model of the Tolumskoye field by the model of associated petroleum gas from the Semivodskaya group of fields on slim models. According to the obtained dependence of the oil displacement coefficient on pressure, when oil from the Tolumskoye field was displaced by associated petroleum gas of the Semivodskaya group of fields, the minimum miscibility pressure would be 14.8 MPa.

Based on the criteria for determining the mixing mode, as a result of generalization and comprehensive analysis of the research results, it was found that for the conditions of the Tolumskoye field, the mode of oil displacement by associated petroleum gas of the Semivodskaya group of fields was the mode of the developed multi-contact miscible displacement (the mechanism of condensation of solvent components into the oil phase).

Морозюк Олег Александрович – начальник отдела исследований тепловых методов воздействия на пласт, канд. техн. наук (тел.: +007 342 717 01 66, e-mail: oleg.morozuyuk@pnn.lukoil.com). Контактное лицо для переписки.**Калинин Станислав Александрович** – главный специалист отдела аналитической обработки результатов исследований ядра (тел.: +007 342 717 01 66, e-mail: stanislav.kalinin@pnn.lukoil.com).**Калинин Сергей Александрович** – инженер отдела исследований тепловых методов воздействия на пласт (тел.: +007 342 717 01 66, e-mail: sergej.kalinin@pnn.lukoil.com).**Скворцов Андрей Сергеевич** – инженер отдела исследований тепловых методов воздействия на пласт (тел.: +007 342 717 01 66, e-mail: andrej.skvortsov@pnn.lukoil.com).**Мелехин Сергей Викторович** – начальник управления исследований методов повышения нефтеотдачи пласта на керне (тел.: +007 342 717 01 66, e-mail: sergej.melehin@pnn.lukoil.com).**Стенькин Андрей Вениаминович** – заместитель генерального директора по разработке месторождений-главный геолог (e-mail: Andrey.Stenkin@lukoil.com).**Мардамшин Руслан Рамазисович** – начальник отдела технологий повышения нефтеотдачи (e-mail: Ruslan.Mardamshin@lukoil.com).**Усачев Геннадий Александрович** – начальник управления разработки высоковязких и трудноизвлекаемых запасов нефти (e-mail: Gennady.Usachev@lukoil.com).**Метт Дмитрий Александрович** – начальник отдела геологического изучения трудноизвлекаемых объектов (e-mail: Dmitriy.Mett@lukoil.com).**Oleg A. Morozuyuk** (Author ID in Scopus: 56006963800) – PhD in Engineering, Head of the Department of Research of Thermal Reservoir Stimulation Methods (tel.: +007 342 717 01 66, e-mail: Oleg.Morozuyuk@pnn.lukoil.com). The contact person for correspondence.**Stanislav A. Kalinin** (Author ID in Scopus: 57194691912) – Leading Engineer of the Department of Analytical Processing of Core Research Results (tel.: +007 342 717 01 66, e-mail: Stanislav.Kalinin@pnn.lukoil.com).**Sergey A. Kalinin** – Engineer of the Department of Research of Thermal Reservoir Stimulation Methods (tel.: +007 342 717 01 66, e-mail: sergej.kalinin@pnn.lukoil.com).**Andrey S. Scvortsov** (Author ID in Scopus: 57194692889) – Engineer of the Department of Research of Thermal Reservoir Stimulation Methods (tel.: +007 342 717 01 66, e-mail: Andrey.Skvortsov@pnn.lukoil.com).**Sergey V. Melekhin** (Author ID in Scopus: 56979229100) – Head of the Department of Research of Enhanced Oil Recovery Methods on Cores (tel.: +007 342 717 01 66, e-mail: sergej.melehin@pnn.lukoil.com).**Andrey V. Stenkin** (Author ID in Scopus: 57206473477) – Deputy General Director for Field Development – Chief Geologist (e-mail: Andrey.Stenkin@lukoil.com).**Ruslan R. Mardamshin** (Author ID in Scopus: 57215119658) – Head of the Department of Enhanced Oil Recovery Technologies (e-mail: Ruslan.Mardamshin@lukoil.com).**Gennady A. Usachev** (Author ID in Scopus: 57211299608) – Head of the Department of Development of High-Viscosity and Unconventional Oil Reserves (e-mail: Gennady.Usachev@lukoil.com).**Dmitry A. Mett** (Author ID in Scopus: 36091660600) – Head of the Department of Geological Study of Unconventional Objects (e-mail: Dmitriy.Mett@lukoil.com).

Просьба ссылаться на эту статью в русскоязычных источниках следующим образом:

Оценка влияния попутного нефтяного газа с высоким содержанием диоксида углерода на режим вытеснения нефти при разработке Толумского месторождения / О.А. Морозюк, С.А. Калинин, С.А. Калинин, А.С. Скворцов, С.В. Мелехин, А.В. Стенькин, Р.Р. Мардамшин, Г.А. Усачев, Д.А. Метт // Недропользование. – 2021. – Т.21, №1. – С.42-48. DOI: 10.15593/2712-8008/2021.1.7

Please cite this article in English as:

Morozuyuk O.A., Kalinin S.A., Kalinin S.A., Scvortsov A.S., Melekhin S.V., Stenkin A.V., Mardamshin R.R., Usachev G.A., Mett D.A. Estimation of the Influence of Associated Petroleum Gas with a High Carbon Dioxide Content on the Oil Displacement Regime in the Development of the Tolumskoye Field. *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 2021, vol.21, no.1, pp.42-48. DOI: 10.15593/2712-8008/2021.1.7

Введение

Газовое воздействие на залежь нефти подразумевает закачку в пласт газового агента с целью достижения смешиваемости [1]. Классической является технология, когда в пласт закачивается большой объем газа с целью вытеснения нефти. Однако, ввиду неблагоприятного соотношения вязкостей вытесняемой нефти и закачиваемого газа, существует проблема образования языков газа, которые прорываются к добывающим скважинам и приводят к быстрому росту газового фактора и снижению дебитов скважин по нефти. Для решения проблемы языкообразования технология закачки газа комбинируется в различном виде с закачкой воды. Выделяют следующие виды такой технологии: закачка карбонизированной воды [2–4], вытеснение нефти газом с последующим вытеснением нефти водой [5], попеременная закачка оторочек воды и газа (WAG) [6, 7].

В последнее время многими исследователями-нефтяниками ведутся исследования технологии, являющейся скорее разновидностью группы технологий водогазового воздействия [8], в которой подразумевается закачка высокодиспергированной смеси воды и газа (водогазовой смеси (ВГС)) в определенном объемном соотношении фаз. Технология считается многообещающей и позволяет значительно увеличить эффективность вытеснения нефти, однако ее реализация сопряжена с рядом технических и технологических проблем [8–10].

Одной из разновидностей технологий с применением газов является технология циклической закачки газов (Huff'n'Puff) [11], при реализации которой газовый агент закачивается в пласт циклами. Каждый цикл включает в себя три последовательных этапа: 1) этап закачка газа, 2) этап пропитки, 3) этап отбора из скважины.

В качестве газовых агентов могут использоваться такие газы, как азот [12, 13], диоксид углерода [14, 15], дымовые газы [16, 17], углеводородные «сухие» (метан) и «обогащенные» газы (например попутный нефтяной газ) [18].

В зависимости от пластовых условий, состава пластовой нефти и газового агента, в пластовых условиях могут реализовываться различные режимы вытеснения нефти газом [19, 20]. Существует три основных режима вытеснения нефти газом [21]: 1) несмешивающееся вытеснение, 2) частично-смешивающееся вытеснение (или вытеснение с развиваемой смешимостью или многоконтрастная смешимость); 3) полностью смешивающееся вытеснение (или смешивающееся вытеснение при первом контакте). Наиболее предпочтительным режимом с позиции полноты извлечения нефти является режим полностью смешивающегося вытеснения, который реализуется при давлениях выше так называемого минимального давления смешимости (МДС).

Определение режима вытеснения и МДС является важной задачей при выполнении предварительной оценки эффективности вытеснения нефти газовыми агентами (и других технологий, основанных на применении газа в качестве вытесняющего агента). Так как результаты данных исследований зависят от термобарических условий рассматриваемой залежи, состава нефти и газового агента, важным этапом лабораторных исследований является этап подготовки проб пластовых флюидов, в рамках которого выполняется подготовка рекомбинированной пробы нефти и модели газового агента с последующим проведением комплекса PVT-исследований согласно данным [22].

Режим вытеснения нефти газовым агентом и МДС может определяться как расчетным путем (по уравнениям состояния) [23–25], так и различными экспериментальными методами [26–29]. Однако

только экспериментальные методы позволяют получить наиболее достоверные результаты.

В данной работе представлены результаты лабораторных исследований, выполненные с целью определения величины минимального давления смешимости (МДС) пластовой нефти Толумского месторождения и попутного нефтяного газа (ПНГ) Семивидовской группы месторождений и режима вытеснения нефти ПНГ. Для определения параметров пластовой нефти и изменения ее свойств при различной мольной концентрации ПНГ использовалась стандартная методика PVT-исследований. Для определения МДС применялась методика slim-tube. Для оценки механизма развития процесса смешиваемости дополнительно производился хроматографический анализ состава отбираемого газа и визуальный анализ фазового поведения флюидов, посредством визуальной ячейки.

Методика исследований

Наиболее востребованным и достоверным лабораторным методом определения режима вытеснения и величины МДС является метод slim-tube [30].

С помощью метода slim-tube решаются задачи определения режима вытеснения нефти газом в заданных термобарических условиях и подбора условий, при которых достигается режим смешивающегося вытеснения нефти газовым агентом. Метод также позволяет сравнивать различные вытесняющие агенты и подбирать состав газового агента для условий конкретного месторождения.

При определении МДС методом slim-tube проводится серия опытов по вытеснению нефти агентом-растворителем на трубках малого диаметра и большой длины. Диаметр трубки обычно составляет от 4 до 15 мм [31–33]. Длина трубки в экспериментах варьируется от 6 до 40 м. Трубка обычно набивается пористым материалом с малыми размерами частиц, чтобы удовлетворять условию $D_{тр.}/D_{частиц} > 10$ [34].

На сегодняшний день нет четкой и однозначной методики определения МДС методом slim-tube, в связи с чем существует целое множество критериев анализа смешимости пластовой нефти и газа, разработанных еще до 90-х гг. прошлого века:

- коэффициент вытеснения нефти 90 % и выше при прокачке $1-1,2 V_{пор}$ slim-модели [35–37];
- коэффициент вытеснения нефти 95 % и выше после прорыва газового агента для некоторого типа агентов закачки [38] и 80 % после прорыва газового агента и конечного коэффициента вытеснения нефти, равного 94 %, для большинства агентов вытеснения [39, 40];
- коэффициент вытеснения нефти 94 % и выше, когда газовый фактор достигает установленной величины [39, 40];
- МДС определяется по серии опытов при различных давлениях вытеснения и прокачке $1,2 V_{пор}$ slim-модели. МДС соответствует точке излома на кривой зависимости «коэффициент вытеснения – давление вытеснения» [30, 41, 42], а также ряд других [42–44].

Часто принимается, что полная смешимость достигается при условии вытеснения не менее 90 % нефти при прокачке газового агента в объеме, соответствующем $1,2$ поровых объема «слим-модели». Если в ходе экспериментов конечный коэффициент вытеснения составляет не более 50–60 %, то считается, что процесс вытеснения носит несмешивающийся характер. Достижение промежуточного значения коэффициента вытеснения (60–90 %) соответствует условиям частичного смешивания. Выполняется минимум пять опытов при различных давлениях вытеснения, после чего строится график зависимости

Таблица 1

Технические характеристики установки определения минимального давления смешения

Параметр	Значение
Длина трубки, м	12
Наружный диаметр трубки, мм	6
Материал	Нержавеющая сталь
Набивка	Стеклянные микросферы
Фракция, mesh	100
Пористость, %	38,4
Газопроницаемость, мкм ²	33
Поровый объем, см ³	130,4
Максимальное рабочее давление, МПа	40,0
Максимальная рабочая температура, °С	200

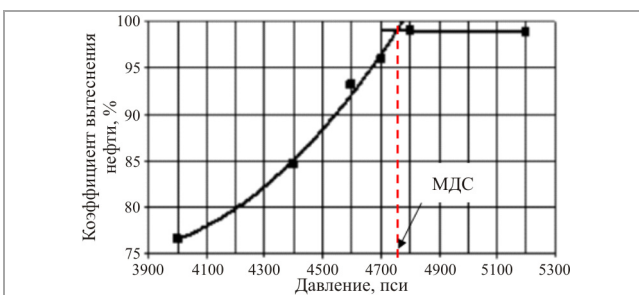


Рис. 1. Пример графика зависимости коэффициента вытеснения от давления



Рис. 2. Фотография трехфазной фильтрационной установки и «слим-модели» в термошкафу



Рис. 3. Ячейка со смотровым окном для наблюдения за фазовым поведением флюидов

коэффициента вытеснения нефти от давления вытеснения. Точка пересечения прямой, опущенной из точки излома на экспериментальной кривой на ось давлений, соответствует значению МДС (рис. 1).

Обработка результатов фильтрационных экспериментов на «слим-моделях» и оценка режима смешимости выполнялись согласно критериям, представленным в работе [45]. Авторами предложено использование следующих экспериментальных данных:

- динамика концентрации метана в выделяющемся из вытесняемой нефти газе,
- фазовое поведение флюидов на выходе из «слим-модели»,
- динамика перепада давления между концами «слим-модели»,
- величина коэффициента вытеснения.

Описание оборудования

Исследования выполнялись с использованием современного комплекса лабораторного оборудования, позволяющего выполнять фильтрационные эксперименты на керновых и насыпных моделях пласта с применением различных вытесняющих агентов в широком диапазоне температур и давлений (рис. 2). Установка включала в себя несколько блоков, выполняющих различные функции и подробно описана в работе [46].

Для закачки модели попутного нефтяного газа (ПНГ) использовался блок подготовки газа, который позволяет сжимать и нагревать газ до необходимых термобарических условий и подавать на насос закачки газа. Измерение фаз на выходе из «слим-модели» выполняли с использованием блока замера объемов флюидов, включающий в себя трехфазный визуальный сепаратор и специальные поршневые расходомеры, установленные после сепаратора. Для наблюдения за фазовым поведением отбираемых в процессе эксперимента флюидов использовалась ячейка высокого давления со смотровым окном, установленная перед клапаном противодавления (рис. 3). Технические характеристики используемой «слим-модели» представлены в табл. 1.

Подготовка моделей пластовых флюидов

Для проведения фильтрационных экспериментов на «слим-моделях» создавалась рекомбинированная проба пластовой нефти Толумского месторождения и модель ПНГ Семивидовской группы месторождений.

Рекомбинированная проба нефти подготавливалась в специальной установке для рекомбинации. Ячейка смешения установки позволяет производить перемешивание пробы при давлениях до 25 МПа и температурах до 150 °С. Перемешивание флюида производится за счет перемещения шара внутри ячейки.

Для приготовления рекомбинированной пробы использовалась устьева проба нефти, отобранная из добывающих скважин Толумского месторождения. Предварительно определялись физико-химические свойства устьева пробы: содержание связанной воды, вязкость и плотность при 20 °С, массовое содержание асфальтенов, смол и парафинов, молекулярная масса и компонентный состав.

Последовательность создания рекомбинированной модели нефти была следующая:

- а) исходная проба дегазированной нефти обезжизнялась;
- б) в ячейку для рекомбинации пробы нефти подавали расчетное количество дегазированной нефти и модели пластового газа в объеме, соответствующем газосодержанию нефти в пластовых условиях. Соотношение компонентов в модели газа определялось исходя из состава пластового газа Восточной залежи Толумского месторождения;
- в) давление и температура в сосуде рекомбинации поднимались до начальных пластовых восточной залежи Толумского месторождения;
- г) производилось перемешивание нефти и газа до однофазного состояния;
- д) в процессе перемешивания рекомбинированной пробы производилось определение текущего газосодержания нефти методом однократной сепарации;

Определение PVT-свойств рекомбинированной пробы нефти выполнялось согласно ОСТ 153-39.2-048-2003 «Нефть. Типовые исследования пластовых флюидов и сепарированных нефтей».

На этапе PVT-исследований рекомбинированной модели нефти выявляли зависимость объемного коэффициента от

давления (рис. 5). Данная зависимость использовалась в дальнейшем при расчете коэффициентов вытеснения нефти.

Подготовка модели ПНГ выполнялась статическим методом парциальных давлений. Для проверки компонентного состава газовой смеси из емкости отбиралась проба газа для газохроматографического анализа. Результаты определения компонентного состава модели ПНГ, используемой в экспериментах, в сравнении с составом реального ПНГ Семивидовской группы месторождений, представлены в табл. 2.

Порядок выполнения экспериментов

Подготовка «слим-модели» выполнялась следующим образом:

- а) «слим-модель» вакуумировали в течение 2 ч;
 - б) затем ее насыщали керосином путем его фильтрации в объеме не менее $3 V_{пор}$;
 - в) через «слим-модель» прокачивали рекомбинированную пробу нефти при пластовой температуре 91 °С и давлении выше давления насыщения нефти газом.
- Этап вытеснения нефти выполнялся в следующей последовательности:
- а) в тонкой трубке устанавливали необходимую ступень порового давления;
 - б) слим-модель выдерживали при пластовой температуре и установленном поровом давлении в течение 24 ч;
 - в) модель ПНГ закачивали в слим-модель с постоянным объемным расходом 0,08 см³/мин, обеспечивающем невысокий градиент давления по длине «слим-модели»;
 - г) объемы флюидов на выходе из слим-модели замеряли с помощью поршневых расходомеров с необходимой периодичностью для определения компонентного состава (нефть до С30+, газ до С6+) и физико-химических свойств;
 - д) изменение состава выделившегося из нефти газа определяли путем отбора проб газа через каждые 0,1 объема пор прокачки ПНГ и его анализа на газовом хроматографе;
 - е) изменение состава нефти определяли по компонентному составу, плотности, вязкости и содержанию асфальтенов, смол и парафинов проб дегазированной нефти, отбираемых в процессе эксперимента;
 - ж) в процессе эксперимента производилось наблюдение за фазовым поведением (в пластовых условиях) выходящих из «слим-модели» флюидов через специальную визуальную ячейку;
 - з) модель ПНГ закачивали в количестве 1,2 объема пустотного пространства «слим-модели», после чего эксперимент останавливали;
 - и) коэффициент вытеснения нефти ($K_{вт}$) рассчитывали с учетом суммарного объема отобранных для анализа проб нефти согласно следующему уравнению:

$$K_{вт} = \frac{V_{вн} \cdot b - V_{мерт}}{V_{пор}}$$

где $V_{вн}$ – объем вытесненной нефти, см³, b – объемный коэффициент нефти, соответствующий ступени порового давления и пластовой температуре, ед., $V_{пор}$ – «мертвый» объем гидравлической системы, см³, $V_{пор}$ – объем пор «слим-модели», равный объему нефти, изначально содержащейся в «слим-модели», см³.

Очистку слим-модели выполняли следующим образом:

- а) термощкаф со «слим-моделью» нагревали до 150 °С;
- б) через трубку прокачивали уайт-спирит до его полного обесцвечивания на выходе из трубки;
- в) термощкаф со «слим-моделью» остужали до комнатной температуры;
- г) через «слим-модель» прокачивали 2-кратный поровый объем керосина при давлении, соответствующем поровому давлению следующей ступени;
- д) «слим-модель» повторно насыщали рекомбинированной пробой нефти.

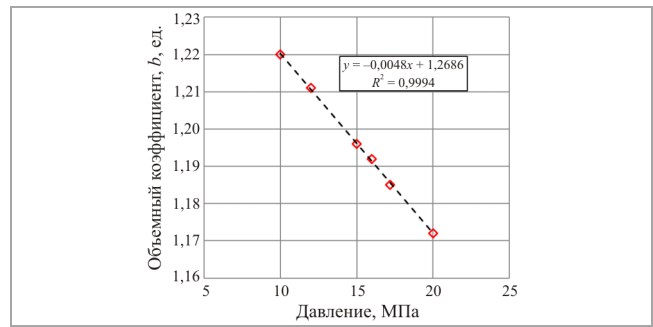


Рис. 5. Зависимость объемного коэффициента рекомбинированной модели нефти Толумского месторождения от давления

Таблица 2
Состав ПНГ Семивидовской группы месторождений и его модели

Компонент	Обозначение	ПНГ Семивидовской группы месторождений, % мол.	Модель ПНГ, % мол.
Диоксид углерода	CO ₂	68–72	69,0
Азот	N ₂	0,5–1,5	1,2
Метан	CH ₄	18–20	19,3
Этан	C ₂ H ₆	0,5–1,5	1,2
Пропан	C ₃ H ₈	4–7	6,5
Бутан (группа)	C ₄ H ₁₀	0,1–0,5	0,4

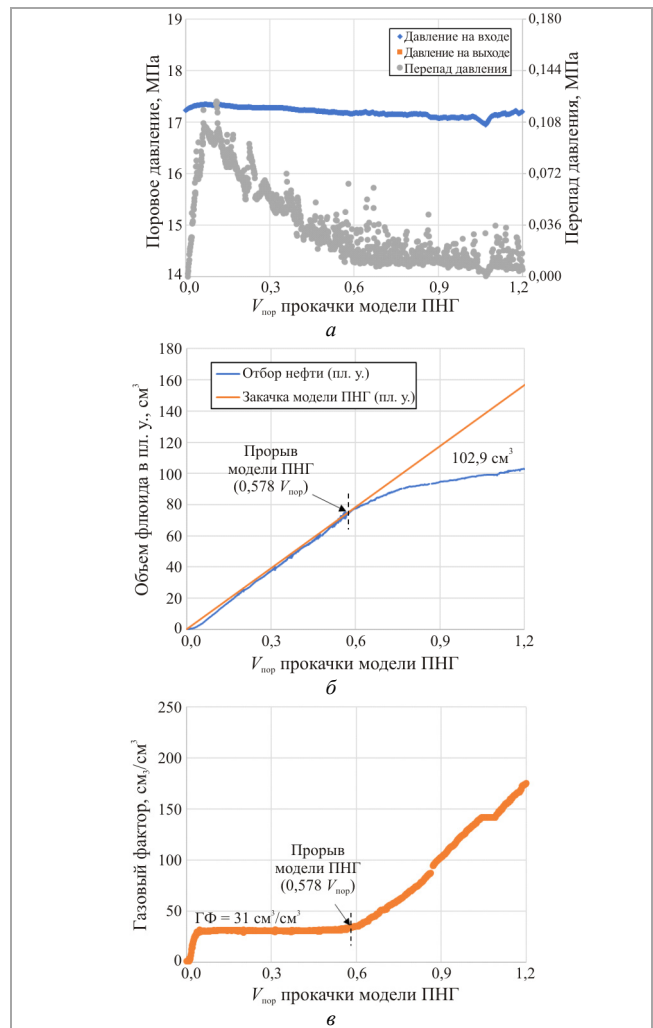


Рис. 6. Типичные результаты экспериментов: а – динамика порового и дифференциального давлений в процессе проведения эксперимента по определению коэффициента вытеснения нефти на тонкой трубке; б – динамика вытеснения нефти в зависимости от объема прокачки ПНГ в объемах пор тонкой трубки; в – динамика газового фактора в зависимости от объема прокачки ПНГ в объемах пор тонкой трубки

Результаты экспериментов по определению МДС

№ эксп.	$T_{пл.}, ^\circ\text{C}$	Ступень $P_{пл.}, \text{МПа}$	Объемный расход закачки ПНГ(CO_2), $\text{см}^3/\text{мин}$	Перепад давления на трубке, МПа		Коэффициент вытеснения нефти при $1,2 V_{пор}$ прокачки модели ПНГ, %
				max	после прорыва газа	
Серия 1						
1	91	10	0,080	0,144	0,017	0,379
2	91	12	0,080	0,134	0,018	0,530
3	91	15	0,080	0,121	0,016	0,715
4	91	16	0,080	0,117	0,011	0,699
5	91	17,2	0,080	0,111	0,012	0,707
Серия 2						
1	91	12	0,080	0,132	0,015	0,536
2	91	15	0,080	0,132	0,014	0,666
3	91	16	0,080	0,116	0,012	0,675
4	91	17,2	0,080	0,109	0,013	0,666
5	91	20	0,080	0,114	0,013	0,758

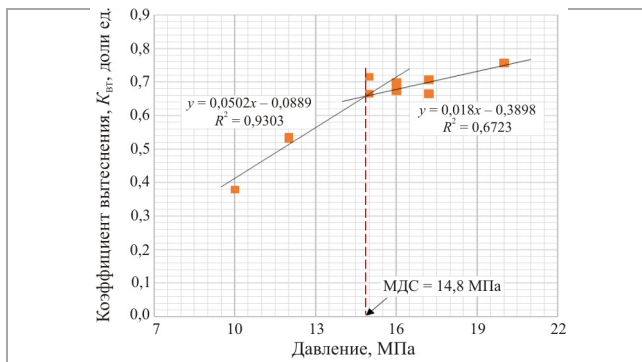


Рис. 7. Зависимость коэффициента вытеснения нефти от величины порового давления, построенная по результатам фильтрационных экспериментов

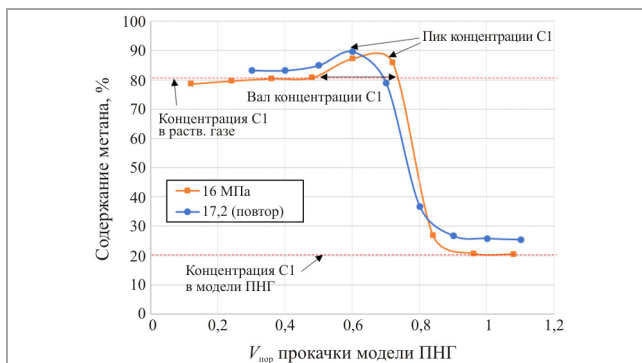


Рис. 8. Динамика концентрации метана в отбираемом газе в экспериментах при давлениях 16 МПа (первая серия) и 17,2 МПа (вторая серия)

Результаты фильтрационных экспериментов на тонких трубках

В рамках исследований выполнено две серии экспериментов по вытеснению нефти Толумского месторождения моделью ПНГ Семивидовской группы месторождений. Вторая серия экспериментов выполнялась в качестве повторных с целью повышения достоверности результатов исследований. Типичные результаты экспериментов представлены на рис. 6. Сводные результаты экспериментов представлены в табл. 3.

На рис. 7 показана зависимость коэффициента вытеснения от величины порового давления, полученная на тонких трубках.

Как видно из данных, приведенных на рис. 7, с ростом давления вытеснения происходит рост коэффициента вытеснения. При ступенях давлениях от 15 до 17,2 МПа коэффициент вытеснения нефти практически стабилизируется. Выполненный эксперимент при 20 МПа показывает, что коэффициент вытеснения продолжает рост с увеличением давления вытеснения.

Точки до излома, полученные при давлениях 10; 12 и 15 МПа, и точки после излома при 16; 17,2; 20 МПа аппроксимировались линейными зависимостями. Нормаль, опущенная на ось давлений из точки пересечения прямых, соответствует величине МДС, которая составила 14,8 МПа.

Полученные величины коэффициента вытеснения свидетельствуют об отсутствии режима смешивающегося вытеснения при первом контакте (коэффициент вытеснения нефти значительно меньше 100 %). Однако и не могут указывать на несмешивающийся режим вытеснения, так как такие значения коэффициентов вытеснения могут быть обусловлены размерами переходной зоны, которая для условий моделирования могла развиваться не в полной мере, что не позволило более полно вытеснить нефть из тонкой трубки. Таким образом, оценка режима вытеснения выполнялась с учетом комплекса критериев, описанных ранее.

Анализ состава флюидов. Согласно описанной выше методике, для дальнейшего анализа результатов с целью определения режима вытеснения отдельно анализировалась динамика концентрации метана в отбираемом газе. Изучение изменения состава выделившегося из нефти газа при выполнении фильтрационных экспериментов выполнялось путем отбора проб газа через каждые 0,1 объема пор прокачки модели ПНГ, которые сразу же направлялись на газовый хроматограф. Результаты хроматографического анализа проб газа, отобранных в экспериментах при давлениях 16 и 17,2 МПа, представлены на рис. 8.

На начальном этапе эксперимента концентрация метана соответствует таковой в растворенном в нефти газе, так как вытесняется только нефть. Затем перед прорывом модели ПНГ происходит скачок концентрации метана, характеризующийся величиной «пика» и размерами «вала». После пика наблюдается резкое снижение концентрации метана, что является следствием прорыва модели ПНГ. В конце концов концентрация метана устанавливается на уровне, соответствующем составу модели ПНГ. Согласно работе [4], наличие такого пика является одним из признаков, указывающих на развитие режима многоконтактного смешивающегося вытеснения. Также отмечается, что наличие скачка концентрации метана и образование вала является надежным индикатором того, что состав нефти не изменяется.

Отсутствие изменения свойств нефти Толумского месторождения в процессе вытеснения ПНГ подтверждается результатами хроматографического анализа проб. На рис. 9 представлены результаты хроматографического анализа проб нефти, отбираемых в эксперименте при 16 МПа (состав нефти на рисунках изображен без тяжелого остатка C_{35+}).

Наблюдение за фазовым поведением. Фазовое поведение является одним из критериев при оценке режима вытеснения нефти. Для интерпретации результатов использовали также видеозаписи фазового

Таблица 4

Оценка режима вытеснения нефти

Критерий	Режим вытеснения			Несмешивающееся
	Смешивающееся при первом контакте	Многоконтантного смешивания Конденсации	Испарения	
Наличие скачка концентрации метана	Нет	Да	Нет	Значительный вал концентрации метана
Наличие двух фаз в визуальной ячейке	Нет	Да	Нет	Да / большое количество пузырьков в потоке
Низкий перепад давления после 1,2 V _{пор} прокачки растворителя	Да	Да	Да	Нет
Величина коэффициента вытеснения после 1,2 V _{пор} прокачки растворителя, %	≥ 90	≥ 90*	≥ 90	< 90

Примечание: * – заниженные значения коэффициентов вытеснения вызваны недостаточным развитием переходной зоны в тонкой трубке; зеленой заливкой отмечены критерии, соответствующие полученным в ходе исследований результатам.

поведения флюидов, вытесняемых из тонкой трубки. При движении флюидов во время экспериментов могут наблюдаться следующие варианты фазового поведения:

а) наблюдается одна фаза – режим смешивающегося вытеснения при первом контакте или режим развиваемого многоконтантного смешивающегося вытеснения при испарении компонентов в газовую фазу;

б) если в ячейке наблюдаются маленькие пузырьки газа, движущиеся вместе с нефтью, непосредственно перед прорывом агента вытеснения, то наблюдаемый режим – развиваемое многоконтантное смешивающееся вытеснение при конденсации газа в нефтяную фазу. При этом профиль концентрации метана характеризуется наличием вала концентрации перед прорывом газового агента;

в) если наблюдается большое количество пузырьков в процессе вытеснения, то режим вытеснения несмешивающийся.

На рис. 10 на примере эксперимента при 15 МПа приведены типичные стадии вытеснения, наблюдаемые в визуальной ячейке.

Перед прорывом ПНГ наблюдается движение пузырьков газа. После прорыва происходит четкое разделение двух фаз, наблюдаемых в визуальной ячейке. Последующее движение нефти происходит в нижней части, газовая фаза движется в верхней части окна.

Комплексный анализ результатов экспериментов представлен в табл. 4.

Выводы

По результатам выполненных исследований можно сделать следующие выводы.

Согласно полученной зависимости коэффициента вытеснения нефти от давления, при вытеснении нефти Толумского месторождения попутным нефтяным газом Семивидовской группы месторождений величина МДС составит 14,8 МПа.

Профили концентрации метана в пробах газа, выделяющегося из вытесняемой в процессе экспериментов нефти, характеризуются наличием скачка концентрации метана. Наличие скачка указывает на развитие в пласте режима многоконтантного смешивающегося вытеснения, а также на отсутствие изменения состава нефти в процессе ее вытеснения моделью ПНГ.

Анализ физико-химических свойств и хроматографический анализ проб дегазированной нефти подтверждает неизменность состава нефти во время вытеснения ПНГ.

Перепад давления, фиксируемый во время эксперимента, значительно снижается к моменту прокачки модели ПНГ в объеме, равном 1,2 V_{пор} тонкой трубки, что свидетельствует о проявлении режимов многоконтантного смешивающегося вытеснения или смешивающегося вытеснения при первом контакте.

Путем визуального наблюдения установлено, что непосредственно перед прорывом модели ПНГ через тонкую трубку наблюдается движение пузырьков газа. После прорыва происходит образование двух фаз,

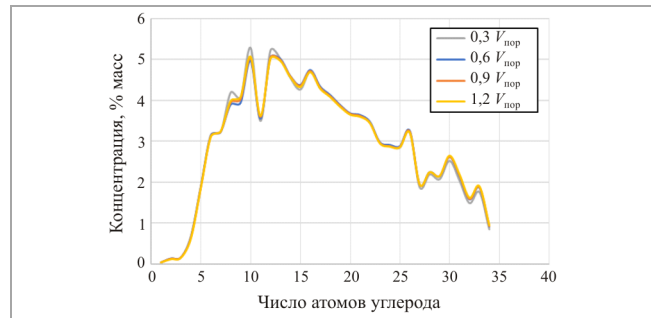


Рис. 9. Компонентный состав проб дегазированной нефти, отобранных в процессе эксперимента на тонкой трубке при давлении 16 МПа

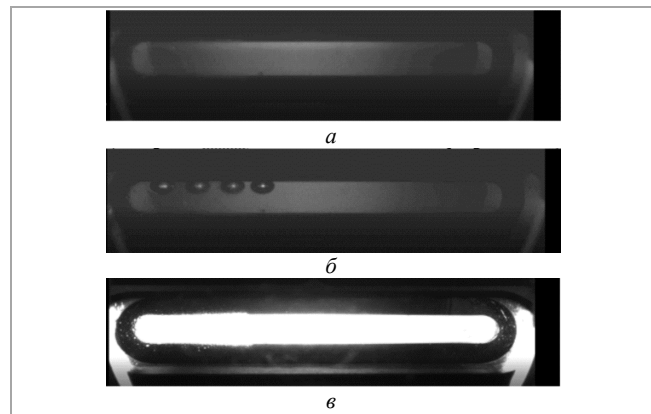


Рис. 10. Результаты визуального наблюдения за фазовым состоянием флюидов, выходящих из «слим-модели»: а – начальная стадия (первая серия, эксп. № 3, 15 МПа, 0 V_{пор} прокачки); б – начало прорыва модели ПНГ (первая серия, эксп. № 3, 15 МПа, 0,655 V_{пор} прокачки); в – финальная стадия эксперимента (первая серия, эксп. № 3, 15 МПа, 1–1,2 V_{пор} прокачки)

наблюдаемых в визуальной ячейке. Данная ситуация характерна для всех выполненных экспериментов.

Значения коэффициентов вытеснения нефти, полученные при давлении выше МДС, ниже 90 %. Заниженные значения коэффициентов вытеснения нефти связаны с недостаточным развитием переходной зоны, которая не успевает развиваться на тонкой трубке длиной 12 м при принятых условиях моделирования (состав рекомбинированной пробы нефти и модели ПНГ, температура и давление эксперимента), что подтверждается получением тех же коэффициентов вытеснения при выполнении повторных экспериментов.

Опираясь на критерии определения режима смешения, в результате обобщения и комплексного анализа результатов исследований установлено, что для условий Толумского месторождения режимом вытеснения нефти попутным нефтяным газом Семивидовской группы месторождений является режим развиваемого многоконтантного смешивающегося вытеснения (механизм конденсации компонентов растворителя в нефтяную фазу).

Библиографический список

1. Желтов Ю.П. Разработка нефтяных месторождений. – М.: Рипол Классик, 1986.
2. Промысловый опыт вытеснения нефти карбонизированной водой / А.Б. Тумасян [и др.] // Геология и разработка нефтяных месторождений востока Волго-Уральской провинции. – 1975. – С. 140.
3. Коваленко К.И. Увеличение нефтеотдачи пластов путем закачки карбонизированной воды // Нефтяное хозяйство. – 1964. – № 11. – С. 12.
4. Бабалян Г.А. Применение карбонизированной воды для увеличения нефтеотдачи. – М.: Недра, 1976. – 144 с.
5. Сургучев М.Г. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов. – М.: Недра, 1985. – 308 с.
6. Christensen J.R., Stenby E.H., Skauge A. Review of WAG Field Experience // SPE Res Eval & Eng. – 1998. – № 4 (2). – P. 97–106. SPE-71203-PA. DOI:10.2118/71203-PA
7. Afzali S., Rezaei N., Zendeheboudi S. A comprehensive review on enhanced oil recovery by water alternating gas (WAG) injection // Fuel. – 2018. – Vol. 227. – P. 218–246. DOI:10.1016/j.fuel.2017.07.066
8. Зацепин В.В. Технологические основы водозаготовочного воздействия на пласты с трудноизвлекаемыми запасами нефти в низкопроницаемых коллекторах дис. ... канд. техн. наук. – Казань, 2017.
9. Зацепин В.В., Максупов Р.А. Современное состояние промышленного применения технологий водозаготовочного воздействия // Нефтепромысловое дело. – 2009. – № 7. – С. 31–21.
10. Дроздов А.Н., Дроздов Н.А. Увеличение КИН: водозаготовочное воздействие на пласт Опыт эксплуатации насосно-эжекторной системы и пути совершенствования технологии ВГВ // Neftegaz. RU. – 2017. – № 7. – С. 70–77.
11. Screening criteria for CO2 huffnuff operations // L.J. Mohammed-Singh [et al.] // SPE/DOE symposium on improved oil recovery. – Society of Petroleum Engineers, 2006. DOI: 10.2118/100044-MS
12. Alagorni A.H., Yaacob Z.B., Nour A.H. An overview of oil production stages: enhanced oil recovery techniques and nitrogen injection // International Journal of Environmental Science and Development. – 2015. – Vol. 6, № 9. – P. 693–701. DOI: 10.7763/IJESD.2015.V6.682
13. Enhanced oil recovery with high-pressure nitrogen injection // D. Denney [et al.] // Journal of petroleum technology. – 2001. – Vol. 53, № 01. – P. 55–56. DOI: 10.2118/62547-MS
14. Blunt M., Fayers F.J., Orr Jr F.M. Carbon dioxide in enhanced oil recovery // Energy Conversion and Management. – 1993. – Vol. 34, № 9–11. – P. 1197–1204. DOI: 10.1016/0196-8904(93)90069-M
15. Глазова В.М., Рыжик В.М. Применение двуокиси углерода для повышения нефтеотдачи пластов за рубежом. – М.: ВНИИОЭНГ, 1986. – 45 с.
16. The mechanism of flue gas injection for enhanced light oil recovery // O.S. Shokoya [et al.] // J. Energy Resour. Technol. – 2004. – Vol. 126, № 2. – P. 119–124. DOI: 10.1115/1.1725170
17. Bender S., Akin S. Flue gas injection for EOR and sequestration: Case study // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2017. – Vol. 157. – P. 1033–1045. DOI: 10.1016/j.petrol.2017.07.044
18. Лесин В.С., Коровин К.В. Повышение эффективности использования попутного нефтяного газа при разработке нефтяных месторождений // Академический журнал Западной Сибири. – 2019. – Т. 15, № 3. – С. 32–33.
19. Калинин С.А., Морозюк О.А. Разработка месторождений высоковязкой нефти в карбонатных коллекторах с использованием диоксида углерода. Анализ мирового опыта // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2019. – № 4. – С. 373–387. DOI: 10.15593/2224-9923/2019.4.6
20. Экспериментальные исследования вытеснения высоковязкой нефти диоксидом углерода из карбонатных пород / О.А. Морозюк, Н.Н. Барковский, С.А. Калинин, А.В. Бондаренко, Д.В. Андреев // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2019. – № 6. – С. 51–56.
21. Lake L.W. Enhanced Oil Recovery Fundamentals. – Society of Petroleum Engineers, 1985. DOI: 10.30713/2413-5011-2019-6(330)-51-56
22. OST 153-39-2-048-2003. Нефть. Типовые исследования пластовых флюидов и сепарированных нефтей. – М., 2003.
23. Stalkup L.K. RTD 2(1) Oil Recovery by Miscible Displacement // World Petroleum Congress. – 1983. – January 1.
24. Theory of multicomponent, multiphase displacement in porous media // F.G. Helfferich [et al.] // Society of Petroleum Engineers Journal. – 1981. – Vol. 21, № 01. – P. 51–62. DOI: 10.2118/8372-PA
25. Theory of gas injection processes // F.M. Orr [et al.]. – Copenhagen: Tie-Line Publications, 2007. – Vol. 5. – 376 с.
26. Rapid measurement of minimum miscibility pressure with the rising-bubble apparatus // R.L. Christiansen [et al.] // SPE Reservoir Engineering. – 1987. – Vol. 2, № 04. – P. 523–527. DOI: 10.2118/13114-PA
27. Rao D.N. A new technique of vanishing interfacial tension for miscibility determination // Fluid phase equilibria. – 1997. – Vol. 139, № 1–2. – P. 311–324. DOI: 10.1016/S0378-3812(97)00180-5
28. Application of a new technique to optimize injection gas composition for the Rainbow Keg River F Pool miscible flood // D.N. Rao [et al.] // Journal of Canadian Petroleum Technology. – 1999. – Vol. 38, № 13. DOI: 10.2118/96-100
29. Advanced technology for rapid minimum miscibility pressure determination (part 1) // W.N. Adyani [et al.] // Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition. – Society of Petroleum Engineers, 2007. DOI: 10.2118/110265-MS
30. Flock D.L., Nour A. Parametric analysis on the determination of the minimum miscibility pressure on slim tube displacements // The Journal of Canadian Petroleum Technology. – 1984. – Vol. 23, № 05. – P. 80–86. DOI: 10.2118/84-05-12
31. Arnold C.W., Stone H.L., Luffel D.L. Displacement of Oil by Rich-Gas Banks // Society of Petroleum Engineers. – 1960. – December 1. DOI: 10.2118/1490-G
32. Kuo S.S. Prediction of Miscibility for the Enriched-Gas Drive Process // Society of Petroleum Engineers. – 1985. – January 1. DOI: 10.2118/14152-MS
33. Glaso O. Miscible Displacement: Recovery Tests With Nitrogen // Society of Petroleum Engineers. – 1990. – February 1. DOI: 10.2118/17378-PA
34. Boersma D.M., Hagoort J. Displacement Characteristics of Nitrogen Flooding vs. Methane Flooding in Volatile Oil Reservoirs // Society of Petroleum Engineers. – 1994. – November 1. DOI: 10.2118/20187-PA
35. Jacobson H.A. Acid Gases and Their Contribution to Miscibility // Petroleum Society of Canada. – 1972. – April 1. DOI: 10.2118/72-02-03
36. Graue D.J., Zana E.T. Study of a Possible CO2 Flood in Rangely Field // Society of Petroleum Engineers. – 1981. – July 1. DOI: 10.2118/7060-PA
37. Frimodig J.P., Reese N.A., Williams C.A. Carbon Dioxide Flooding Evaluation of High Pour-Point, Paraffinic Red Wash Reservoir Oil // Society of Petroleum Engineers. – 1983. – August 1. DOI: 10.2118/10272-PA
38. Rutherford W.M. Miscibility Relationships in the Displacement of Oil by Light Hydrocarbons // Society of Petroleum Engineers. – 1962. – December 1. DOI: 10.2118/449-PA
39. Holm L.W., Joesndal V.A. Mechanisms of Oil Displacement by Carbon Dioxide // Society of Petroleum Engineers. – 1974. – December 1. DOI: 10.2118/4736-PA
40. Holm L.W., Joesndal V.A. Effect of Oil Composition on Miscible-Type Displacement by Carbon Dioxide // Society of Petroleum Engineers. – 1982. – February 1. DOI: 10.2118/8814-PA
41. Hudgins D.A., Llave F.M., Chung F.T.H. Nitrogen Miscible Displacement of Light Crude Oil: A Laboratory Study // Society of Petroleum Engineers. – 1990. – February 1. DOI: 10.2118/17372-PA
42. Yellig W.F., Metcalfe R.S. Determination and Prediction of CO2 Minimum Miscibility Pressures // Society of Petroleum Engineers. – 1980. – January 1. DOI: 10.2118/7477-PA
43. Koch H.A., Hutchinson C.A. Miscible Displacements of Reservoir Oil Using Flue Gas // Society of Petroleum Engineers. – 1958. – December 1. DOI: 10.2118/912-G
44. Yarbrough L., Smith L.R. Solvent and Driving Gas Compositions for Miscible Slug Displacement // Society of Petroleum Engineers. – 1970. – September 1. DOI: 10.2118/2543-PA
45. Wu R.S., Batycky J.P. Evaluation of miscibility from slim tube tests // The Journal of Canadian Petroleum Technology. – 1990. – Vol. 29, № 6. – P. 63–70. DOI: 10.2118/90-06-06
46. Калинин С.А., Морозюк О.А. Разработка месторождений высоковязкой нефти в карбонатных коллекторах с использованием диоксида углерода. Лабораторно-методический комплекс для выполнения исследований // Недропользование. – 2020. – № 4. – С. 369–385. DOI: 10.15593/2712-8008/2020.4.6

References

1. Zheltov Yu.P. Razrabotka nefnyanykh mestorozhdenii [Oil fields development]. Moscow: Ripol Klassik, 1986.
2. Tumasian A.B. et al. Promyslovyi opyt vytesneniia nefi karbonizirovannoi vodoi [Field experience of oil displacement with carbonated water]. *Geologiya i razrabotka nefnyanykh mestorozhdenii vostoka Volgo-Uralskoi provintsii*, 1975, 140 p.
3. Kovalenko K.I. Uvelichenie nefteotdachi plavostv putem zakachki karbonizirovannoi vody [Increased oil recovery by injection of carbonated water]. *Neftianoe khoziaistvo*, 1964, no. 11, 12 p.
4. Babalian G.A. Primenenie karbonizirovannoi vody dlia uvelicheniia nefteotdachi [The use of carbonated water for enhanced oil recovery]. Moscow: Nedra, 1976, 144 p.
5. Surguchev M.G. Vtorichnye i tretichnye metody uvelicheniia nefteotdachi plavostv [Secondary and tertiary methods of enhanced oil recovery]. Moscow: Nedra, 1985, 308 p.
6. Christensen J.R., Stenby E.H., Skauge A. Review of WAG Field Experience. *SPE Res Eval & Eng*, 1998, no. 4(2), pp. 97–106. SPE-71203-PA. DOI: 10.2118/71203-PA
7. Afzali S., Rezaei N., Zendeheboudi S. A comprehensive review on enhanced oil recovery by water alternating gas (WAG) injection. *Fuel*, 2018, vol. 227, pp. 218–246. DOI: 10.1016/j.fuel.2017.07.066
8. Zatsypin V.V. Tekhnologicheskie osnovy vodozagotovochnogo vozdeistviia na plasty s trudnoizvlekaemyimi zapasami nefi v nizkopronitsaemykh kolektorakh [Technological bases of water-gas stimulation of reservoirs with hard-to-recover oil reserves in low-permeability reservoirs]. Ph.D. thesis. Kazan, 2017.
9. Zatsypin V.V., Maksupov R.A. Sovremennoe sostoianie promyshlennogo primeniieniia tekhnologii vodozagotovochnogo vozdeistviia [Review of wag process industrial application. Modern consist]. *Neftepromyslovoe delo*, 2009, no. 7, pp. 31–21.
10. Drozdo A.N., Drozdov N.A. Uvelichenie KIN: vodozagovoe vozdeistvie na plast Opyt ekspluatatsii nasosno-ezhektornoi sistemy i puti sovershenstvovaniia tekhnologii VGV [Increase in oil recovery factor: water-gas impact on the reservoir Experience in the operation of the pump-ejector system and ways to improve the WAG technology]. *Neftegaz. RU*, 2017, no. 7, pp. 70–77.
11. Mohammed-Singh L.J. et al. Screening criteria for CO2 huffnuff operations. *SPE/DOE Symposium on Improved Oil Recovery*, 22-26 April, Tulsa, Oklahoma, USA, 2006. DOI: 10.2118/100044-MS
12. Alagorni A.H., Yaacob Z.B., Nour A.H. An overview of oil production stages: enhanced oil recovery techniques and nitrogen injection. *International Journal of Environmental Science and Development*, 2015, vol. 6, no. 9, pp. 693–701. DOI: 10.7763/IJESD.2015.V6.682
13. Denney D. et al. Enhanced oil recovery with high-pressure nitrogen injection. *Journal of petroleum technology*, 2001, vol. 53, no. 01, pp. 55–56. DOI: 10.2118/62547-MS
14. Blunt M., Fayers F.J., Orr Jr F.M. Carbon dioxide in enhanced oil recovery. *Energy Conversion and Management*, 1993, vol. 34, no. 9–11, pp. 1197–1204. DOI: 10.1016/0196-8904(93)90069-M
15. Glazova V.M., Ryzhik V.M. Primenenie dvoiksii ugleroda dlia povysheniia nefteotdachi plavostv za rubezhom [The use of carbon dioxide for enhanced oil recovery abroad]. Moscow: VNIIOENG, 1986, 45 p.
16. Shokoya O.S. et al. The mechanism of flue gas injection for enhanced light oil recovery. *Journal of Energy Resources Technology*, 2004, vol. 126, no. 2, pp. 119–124. DOI: 10.1115/1.1725170
17. Bender S., Akin S. Flue gas injection for EOR and sequestration: Case study. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2017, vol. 157, pp. 1033–1045. DOI: 10.1016/j.petrol.2017.07.044
18. Lesin V.S., Korovin K.V. Povysheniie effektivnosti ispolzovaniia poputnogo nefyianogo gaza pri razrabotke nefnyanykh mestorozhdenii [Increasing the efficiency of associated petroleum gas use in the development of oil fields]. *Akademicheskii zhurnal Zapadnoi Sibiri*, 2019, vol. 15, no. 3, pp. 32–33.
19. Kalinin S.A., Morozuk O.A. Razrabotka mestorozhdenii vysokoviazkoi nefi v karbonatnykh kolektorakh s ispolzovaniem dioksida ugleroda. Analiz mirovogo opyta [Using carbon dioxide to develop highly viscous oil fields in carbonate reservoirs. Global experience analysis]. *Vestnik Permskogo natsionalnogo issledovatel'skogo politekhnicheskogo universiteta. Geologiya. Neftgazovoe i gornoe delo*, 2019, no. 4, pp. 373–387. DOI: 10.15593/2224-9923/2019.4.6
20. Morozuk O.A., Barkovskii N.N., Kalinin S.A., Bondarenko A.V., Andreev D.V. Eksperimentalnye issledovaniia vytesneniia vysokoviazkoi nefi dioksidom ugleroda iz karbonatnykh porod [Experimental study of heavy oil displacement by carbon dioxide from carbonate rocks]. *Geologiya, geoizika i razrabotka nefnyanykh i gazovykh mestorozhdenii*, 2019, no. 6, pp. 51–56. DOI: 10.30713/2413-5011-2019-6(330)-51-56
21. Lake L.W. Enhanced Oil Recovery Fundamentals. *Society of Petroleum Engineers*, 1985.
22. OST 153-39-2-048-2003. Neft. Tipovye issledovaniia plavostvnykh fluidov i sепарированных нефтей [OST 153-39-2-048-2003. Oil. Routine studies of reservoir fluids and separated oils]. Moscow, 2003.
23. Stalkup L.K. RTD 2(1) Oil Recovery by Miscible Displacement. *11th World Petroleum Congress, 28 August-2 September, London, UK*, 1983, January 1.
24. Helfferich F.G. et al. Theory of multicomponent, multiphase displacement in porous media. *Society of Petroleum Engineers Journal*, 1981, vol. 21, no. 01, pp. 51–62. DOI: 10.2118/8372-PA
25. Orr F.M. et al. Theory of gas injection processes. Copenhagen: Tie-Line Publications, 2007, vol. 5, 376 p.
26. Christiansen R.L. et al. Rapid measurement of minimum miscibility pressure with the rising-bubble apparatus. *SPE Reservoir Engineering*, 1987, vol. 2, no. 04, pp. 523–527. DOI: 10.2118/13114-PA
27. Rao D.N. A new technique of vanishing interfacial tension for miscibility determination. *Fluid phase equilibria*, 1997, vol. 139, no. 1–2, pp. 311–324. DOI: 10.1016/S0378-3812(97)00180-5
28. Rao D.N. et al. Application of a new technique to optimize injection gas composition for the Rainbow Keg River F Pool miscible flood. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 1999, vol. 38, no. 13. DOI: 10.2118/96-100
29. Adyani W.N. et al. Advanced technology for rapid minimum miscibility pressure determination (part 1). *Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, 30 October-1 November, Jakarta, Indonesia*, 2007. DOI: 10.2118/110265-MS
30. Flock D.L., Nour A. Parametric analysis on the determination of the minimum miscibility pressure in slim tube displacements. *The Journal of Canadian Petroleum Technology*, 1984, vol. 23, iss. 05. DOI: 10.2118/84-05-12
31. Arnold C.W., Stone H.L., Luffel D.L. Displacement of Oil by Rich-Gas Banks. *Society of Petroleum Engineers*, 1960, December 1. DOI: 10.2118/1490-G
32. Kuo S.S. Prediction of Miscibility for the Enriched-Gas Drive Process. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 22-26 September, Las Vegas, Nevada*, 1985, January 1. DOI: 10.2118/14152-MS
33. Glaso O. Miscible Displacement: Recovery Tests With Nitrogen. *SPE Reservoir Engineering*, 1990, vol. 5, iss. 01, pp. 61–68. DOI: 10.2118/17378-PA
34. Boersma D.M., Hagoort J. Displacement Characteristics of Nitrogen Flooding vs. Methane Flooding in Volatile Oil Reservoirs. *SPE Reservoir Engineering*, 1994, vol. 9, iss. 04, pp. 261–265. DOI: 10.2118/20187-PA
35. Jacobson H.A. Acid Gases and Their Contribution to Miscibility. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 1972, vol. 11, iss. 02. DOI: 10.2118/72-02-03
36. Graue D.J., Zana E.T. Study of a Possible CO2 Flood in Rangely Field. *Journal of Petroleum Technology*, 1981, vol. 33, iss. 07, pp. 1312–1318. DOI: 10.2118/7060-PA
37. Frimodig J.P., Reese N.A., Williams C.A. Carbon Dioxide Flooding Evaluation of High Pour-Point, Paraffinic Red Wash Reservoir Oil. *Society of Petroleum Engineers Journal*, 1983, vol. 23, iss. e 04, pp. 587–594. DOI: 10.2118/10272-PA
38. Rutherford W.M. Miscibility Relationships in the Displacement of Oil by Light Hydrocarbons. *Society of Petroleum Engineers Journal*, 1962, vol. 2, iss. 04, pp. 340–346. DOI: 10.2118/449-PA
39. Holm L.W., Joesndal V.A. Mechanisms of Oil Displacement by Carbon Dioxide. *Journal of Petroleum Technology*, 1974, vol. 26, iss. 12, pp. 1427–1438. DOI: 10.2118/4736-PA
40. Holm L.W., Joesndal V.A. Effect of Oil Composition on Miscible-Type Displacement by Carbon Dioxide. *Society of Petroleum Engineers Journal*, 1982, vol. 22, iss. 01, pp. 87–98. DOI: 10.2118/8814-PA
41. Hudgins D.A., Llave F.M., Chung F.T.H. Nitrogen Miscible Displacement of Light Crude Oil: A Laboratory Study. *SPE Reservoir Engineering*, 1990, vol. 5, iss. 01, pp. 100–106. DOI: 10.2118/17372-PA
42. Yellig W.F., Metcalfe R.S. Determination and Prediction of CO2 Minimum Miscibility Pressures. *Journal of Petroleum Technology*, 1980, vol. 32, iss. 01, pp. 160–168. DOI: 10.2118/7477-PA
43. Koch H.A., Hutchinson C.A. Miscible Displacements of Reservoir Oil Using Flue Gas. *Transactions of the AIME*, 1958, vol. 213, iss. 01, pp. 7–10. DOI: 10.2118/912-G
44. Yarbrough L., Smith L.R. Solvent and Driving Gas Compositions for Miscible Slug Displacement. *Society of Petroleum Engineers Journal*, 1970, vol. 10, iss. 03, pp. 288–310. DOI: 10.2118/2543-PA
45. Wu R.S., Batycky J.P. Evaluation of miscibility from slim tube tests. *The Journal of Canadian Petroleum Technology*, 1990, vol. 29, no. 6, pp. 63–70. DOI: 10.2118/90-06-06
46. Kalinin S.A., Morozuk O.A. Razrabotka mestorozhdenii vysokoviazkoi nefi v karbonatnykh kolektorakh s ispolzovaniem dioksida ugleroda. Laboratomo-metodicheskii kompleks dlia vypolneniia issledovaniia [Laboratory research of high-viscosity oil fields in carbonate reservoirs using carbon dioxide]. *Nedropolzovanie*, 2020, no. 4, pp. 369–385. DOI: 10.15593/2712-8008/2020.4.6