

УДК 622.06

Статья / Article

© ПНИПУ / PNRPU, 2020

**Результаты лабораторных исследований влияния диоксида углерода на разработку пермокарбонатной залежи Усинского месторождения****С.А. Калинин¹, О.А. Морозюк¹, К.С. Костерин¹, С.П. Подойницын²**¹Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми (Россия, 614015, г. Пермь, ул. Пермская, 3а)²Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Ухте (Россия, 169300, г. Ухта, ул. Октябрьская, 11)**Laboratory Results of the Influence of Carbon Dioxide on the Development of the Permo-Carboniferous Reservoir of the Usinskoe Deposit****Stanislav A. Kalinin¹, Oleg A. Morozjuk¹, Konstantin S. Kosterin¹, Semyon P. Podoinitsyn²**¹PermNIPIneft branch of LUKOIL-Engineering LLC in Perm (3a Permskaya st., Perm, 614015, Russian Federation)²PermNIPIneft branch of LUKOIL-Engineering LLC in Ukhta (11 Oktyabrskaya st., Ukhta, 169300, Russian Federation)

Получена / Received: 20.07.2020. Принята / Accepted: 02.11.2020. Опубликовано / Published: 11.01.2021

Ключевые слова:

высоковязкая нефть, повышение нефтеотдачи, диоксид углерода, пермокарбонатная залежь Усинского месторождения, коэффициент вытеснения нефти, лабораторные исследования, PVT, slim tube, асфальтены, вязкость, плотность, давление насыщения.

В качестве варианта повышения нефтеотдачи пермокарбонатной залежи высоковязкой нефти, приуроченной к Усинскому месторождению, рассматривается применение технологии, основанной на использовании техногенного диоксида углерода в качестве агента закачки в пласт. В мировой практике известно несколько месторождений, близких по своим параметрам к параметрам пермокарбонатной залежи, и на которых закачка CO₂ была принята успешной. Исходя из чего закачка CO₂ потенциально может быть применима в условиях пермокарбонатной залежи. В настоящее время, в результате реализации различных технологий разработки на залежи выделяются зоны пласта, характеризующиеся различными термобарическими свойствами. В зависимости от пластовых условий при вытеснении нефти газами могут реализовываться различные режимы вытеснения нефти.

В данной статье описаны результаты исследований, выполненных с целью изучения влияния концентрации диоксида углерода на свойства высоковязкой нефти пермокарбонатной залежи Усинского месторождения, а также результаты фильтрационных экспериментов на slim-моделях, выполненных для оценки режима вытеснения нефти при различных термобарических условиях пермокарбонатной залежи. Изучение влияния концентрации CO₂ на свойства нефти выполнялось с применением стандартной методики PVT-исследований. Оценка режима вытеснения осуществлялась с применением методики slim-tube.

На основе выполненных экспериментов установлено, что увеличение концентрации CO₂ в высоковязкой нефти приводит к заметному изменению ее свойств, для условий пермокарбонатной залежи установлен наиболее вероятный режим вытеснения нефти диоксидом углерода. Отдельно описаны трудности, связанные с подготовкой системы «CO₂-тяжелая нефть». На основе обзора литературы показано, что скорость перемешивания нефти с углекислым газом зависит от определенных условий.

Keywords:

high-viscosity oil, enhanced oil recovery, carbon dioxide, Permo-Carboniferous Reservoir of the Usinskoye field, oil displacement ratio, laboratory studies, PVT study, asphaltenes, viscosity, density, saturation pressure.

As an option for enhancing oil recovery of a high-viscosity Permo-Carboniferous reservoir associated with the Usinskoye field, the use of technology based on technogenic carbon dioxide as an injection agent is considered. In the world practice, several fields are known as close in their parameters to the parameters of the Permo-Carboniferous reservoir, and in which CO₂ injection was accepted as successful. Based on this, CO₂ injection can potentially be applicable in the conditions of a Permo-Carboniferous reservoir. At present, as a result of the various development technologies implementation, reservoir zones are distinguished, characterized by different thermobaric properties. Depending on reservoir conditions, when displacing oil with gases, various modes of oil displacement can be realized.

This article describes the results of studies carried out to study the effect of the concentration of carbon dioxide on the properties of high-viscosity oil in the Permo-Carboniferous Reservoir of the Usinskoye field, as well as the results of filtration experiments on slim models performed to assess the oil displacement regime under various temperature and pressure conditions of the Permo-Carboniferous Reservoir. The study of the influence of CO₂ concentration on oil properties was carried out using the standard PVT research technique. The displacement mode was assessed using the slim-tube technique.

Based on the performed experiments, it was established that an increase in the concentration of CO₂ in high-viscosity oil led to a noticeable change in its properties; for the conditions of a Permo-Carboniferous Reservoir, the most probable mode of oil displacement by carbon dioxide was established. Difficulties associated with the preparation of the CO₂-heavy oil system were described separately. Based on a literature review, it was shown that the rate of mixing of oil with carbon dioxide depended on certain conditions

Калинин Станислав Александрович – главный специалист отдела аналитической обработки результатов исследований керна (тел.: +007 342 717 01 66, e-mail: stanislav.kalinin@pnn.lukoil.com).

Морозюк Олег Александрович – кандидат технических наук, начальник отдела исследований тепловых методов воздействия на пласт (тел.: +007 342 717 01 66, e-mail: oleg.morozjuk@pnn.lukoil.com). Контактное лицо для переписки.

Костерин Константин Сергеевич – младший научный сотрудник отдела исследования фазового состояния пластовых флюидов (тел.: +007 342 717 01 44, e-mail: konstantin.kosterin@pnn.lukoil.com).

Подойницын Семен Павлович – ведущий инженер отдел проектирования и мониторинга разработки Ярегского нефтяного месторождения (e-mail: Semen.Podoinitsyn@pnn.lukoil.com).

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)

Oleg A. Morozjuk (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.Morozjuk@pnn.lukoil.com). The contact person for correspondence.

Konstantin S. Kosterin (Author ID in Scopus: 57220036612) – Junior Researcher of the Department of Phase State Research of Reservoir Fluids (tel.: +007 342 717 01 44, e-mail: konstantin.kosterin@pnn.lukoil.com).

Semyon P. Podoinitsyn – Leading Engineer of the Department of Design and Monitoring of Yarega Oil Field Developmen (e-mail: Semen.Podoinitsyn@pnn.lukoil.com).

Просьба ссылаться на эту статью в русскоязычных источниках следующим образом:

Результаты лабораторных исследований влияния диоксида углерода на разработку пермокарбонатной залежи усинского месторождения / С.А. Калинин, О.А. Морозюк, К.С. Костерин, С.П. Подойницын // Недропользование. – 2021. – Т.21, №1. – С.28–35. DOI: 10.15593/2712-8008/2021.1.5

Please cite this article in English as:

Kalinin S.A., Morozjuk O.A., Kosterin K.S., Podoinitsyn S.P. Laboratory Results of the Influence of Carbon Dioxide on the Development of the Permo-Carboniferous Reservoir of the Usinskoe Deposit. *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 2021, vol.21, no.1, pp.28-35. DOI: 10.15593/2712-8008/2021.1.5

Введение

В настоящее время на пермокарбонатной залежи Усинского месторождения применяются различные технологии разработки: добыча на естественном режиме, паротепловое воздействие, пароциклические обработки скважин, а также комбинации тепловых методов воздействия с химическими методами [1]. Применение технологии, основанной на использовании техногенного диоксида углерода в качестве агента закачки в пласт, рассматривается в качестве варианта повышения нефтеотдачи залежи [2].

При разработке и проектировании технологий закачки газовых агентов в пласт с целью увеличения нефтеотдачи важным вопросом является выяснение характера взаимодействия закачиваемого агента и пластовой нефти, определяющего эффективность вытеснения нефти из пласта. Растворение диоксида углерода в высоковязкой нефти приводит к существенному изменению ее свойств. Поэтому перед выполнением исследований по оценке эффективности вытеснения нефти газовым агентом необходимо проведение PVT-исследований с целью оценки влияния концентрации диоксида углерода на свойства нефти.

При вытеснении нефти диоксидом углерода в зависимости от пластовых условий, состава нефти и растворителя могут реализовываться различные режимы вытеснения нефти [3], развиваемые при различных механизмах смешиваемости [4]. Одним из наиболее эффективных лабораторных методов для определения характера взаимодействия газового агента и нефти является метод slim-tube [5]. С помощью метода slim-tube решаются задачи определения режима вытеснения нефти газом в заданных термобарических условиях и подбора условий, при которых достигается наиболее приемлемый режим вытеснения нефти газовым агентом. Метод также позволяет сравнивать различные вытесняющие агенты и подбирать состав газового агента для условий конкретного месторождения.

Далее представлены результаты PVT-исследований, выполненных с целью изучения влияния концентрации диоксида углерода на свойства высоковязкой нефти пермокарбонатной залежи Усинского месторождения, а также результаты фильтрационных экспериментов на slim-моделях, осуществленных для оценки режима вытеснения нефти при различных термобарических условиях пермокарбонатной залежи.

Влияние CO₂ на физико-химические свойства высоковязких нефтей

Одним из основных факторов, влияющих на эффективность технологии закачивания углекислого газа для повышения нефтеотдачи пластов, является снижение вязкости пластовой нефти при ее насыщении углекислым газом [6]. Для высоковязких нефтей степень снижения вязкости при растворении в ней диоксида углерода сопоставима со снижением вязкости при тепловом воздействии [7]. Как известно, вязкость жидкостей, за некоторыми исключениями, возрастает при увеличении их молекулярной массы [8]. Качественно эффект снижения вязкости нефти при добавлении любых растворителей (жидких или газообразных при нормальных условиях) можно объяснить снижением молекулярной массы смеси по сравнению с молекулярной массой исходной нефти. Причем даже при небольших долях растворителя в смеси происходит существенное снижение вязкости [9]. Дальнейшее увеличение концентрации растворителя приводит к снижению вязкости смеси, но в меньшей степени.

Подобное поведение наблюдается и при насыщении нефтей углекислым газом [10–17].

В исследованиях [15–17] показано, что с увеличением количества растворенного CO₂ в нефти ее плотность снижается. Показательными являются результаты, опубликованные в работе [15], где приведена зависимость плотности нефти месторождения Wilmington от давления для ненасыщенной и насыщенной углекислым газом нефти. Плотность дегазированной нефти составляла 952,9 кг/м³. При увеличении давления плотность как насыщенной, так и ненасыщенной углекислым газом нефти возрастает. При насыщении нефти углекислым газом ее плотность снижается, причем с увеличением температуры разница в плотности ненасыщенной и насыщенной нефти возрастает. Однако при температуре 24 °С при повышении давления плотность насыщенной углекислым газом нефти становится больше, чем у ненасыщенной. Авторы работы никак не комментируют подобное явление, но предполагают, что это связано с недостатком используемой методики измерения плотности или с какими-то тонкими эффектами, реализуемыми при насыщении нефти углекислым газом при относительно низких температурах.

При растворении диоксида углерода в нефти может наблюдаться образование отложений асфальтенов из-за снижения стабильности дисперсии асфальтенов в нефти [18–21]. Диоксид углерода оказывает наибольшее влияние на выпадение асфальтенов по сравнению с другими газами. Количество выпавших асфальтенов увеличивается по мере повышения его мольной концентрации в нефти. По данным работы [22], изменение концентрации диоксида углерода 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. Например, для иранской тяжелой нефти при растворении в ней CO₂, попутного нефтяного газа (ПНГ) и азота значения концентрации начала отложения асфальтенов составляют 0,25; 0,28 и 0,5 мол. %, соответственно (при 96 °С и 27,2 МПа) [23]. Образование отложений асфальтенов отрицательно влияет на нефтеотдачу пластов, так как приводит к снижению пористости и проницаемости, т.е. ухудшает коллекторские свойства продуктивного пласта.

Исследование, проведенное А.К. Sharma et al. [24] методом slim-tube, выявило, что при содержании в высоковязкой нефти месторождения West Sak (Аляска, США) 13 % асфальтенов снижается коэффициент вытеснения нефти при вытеснении сверхкритическим диоксидом углерода за счет осаждения асфальтенов в пласте. Тест на осаждение асфальтенов показал, что при вытеснении нефти в присутствии сверхкритического CO₂ из нефти выпадает 38 % асфальтенов, в то время как в присутствии углеводородных растворителей – 11–13 %.

Таким образом, помимо достижения режима смешивающегося вытеснения, одним из ключевых условий достижения высоких коэффициентов вытеснения нефти диоксидом углерода являются условия минимального осаждения асфальтенов в пласте.

Трудности экспериментального изучения свойств системы «CO₂ – тяжелая нефть»

Во всех изолированных системах, где температура, давление, концентрация частиц и другие характеристики не имеют равновесных значений, происходят

самопроизвольные процессы выравнивания этих характеристик, продолжающиеся до тех пор, пока система не станет равновесной. Под термодинамическим равновесием понимают состояние изолированной системы, когда прекращаются все внутренние процессы [25].

Авторы исследований PVT-свойств систем «CO₂ – легкая нефть» в своих работах не упоминают о трудностях достижения равновесия. Однако при изучении PVT-свойств систем «CO₂ – тяжелая нефть» выделяют определенные сложности с подготовкой пробы смеси тяжелой высоковязкой нефти и диоксида углерода.

Авторы работы [10] указывают, что достижение равновесного состояния системы «CO₂ – тяжелая нефть» является длительным процессом. В их работе предполагалось, что система достигла равновесия, когда скорость снижения давления в PVT-ячейке становилась меньше 3,4 кПа в день. В большинстве случаев такого состояния необходимо было дожидаться в течение около двух недель.

В работе [15] отмечается, что перед проведением экспериментов было затрачено много времени и усилий для определения типа оборудования, необходимого для полного насыщения тяжелой нефти углекислым газом и получения данных о вязкости и плотности. Конструкция системы, используемой в их исследованиях, отличалась от другого PVT-оборудования тем, что жидкость (нефть и CO₂) циркулирует по всей системе для достижения равновесия. Для циркуляции жидкости в системе PVT использовался магнитный насос, способный выдерживать давление 34,5 МПа. Чтобы обеспечить полное и равномерное растворение диоксида углерода, нефть и углекислый газ циркулировали по системе в течение двух суток.

Известно, что с увеличением плотности нефти растворимость газов в ней снижается [26–28]. Можно предположить, что сложность достижения полного перемешивания системы «CO₂ – тяжелая нефть» связана с уменьшением коэффициента растворимости углекислого газа с повышением плотности нефти, и для достижения полного смешения при высоких концентрациях CO₂ необходимо создавать большие давления. Сравнивая зависимость давления насыщения от концентрации углекислого газа для легкой нефти месторождения Weyburn [29] и тяжелой нефти месторождения Senlac [10], можно сказать, что достижение равновесного состояния даже при высоких концентрациях углекислого газа порядка 50 мол.% в смеси является возможным для нефти с сильно различающимися характеристиками, при этом давления насыщения имеют приблизительно одинаковые значения как для легкой нефти, так и для тяжелой. Таким образом, можно считать, что увеличение плотности нефти слабо влияет на растворимость углекислого газа в ней.

Скорость достижения равновесного состояния и полного смешивания системы «CO₂ – тяжелая нефть» может также зависеть от вязкости исходной нефти и коэффициента молекулярной диффузии. В целом при увеличении вязкости жидких углеводородов наблюдается тренд в сторону уменьшения коэффициента диффузии углекислого газа. В работе [25] приведена зависимость коэффициента диффузии CO₂ от вязкости жидкости, которая подтверждает вышесказанное. Однако значения коэффициентов диффузии получены для чистых углеводородов и некоторых видов нефти и охватывают диапазон вязкостей от 0,2 до 100 мПа·с, а выборка может являться нерепрезентативной, так как для очень близких значений вязкости жидкостей коэффициенты диффузии сильно отличаются. Судя по результатам работ, приведенных в качестве примера ниже, расширение

диапазона вязкостей и увеличение количества данных могут не подтвердить заявленную зависимость коэффициента диффузии от вязкости при сходных термодинамических условиях.

Авторы работ [31, 32] получили значение коэффициента диффузии CO₂ в битуме Атабаски (плотность 1026 кг/м³, динамическая вязкость 2·10⁶ мПа·с) порядка 10⁻¹⁰ м²/с при температуре 21°C и давлении 3,1–5,6 МПа.

В исследовании [33] получено значение коэффициента диффузии углекислого газа в высоковязкой нефти вязкостью 5000 мПа·с при температуре 21°C и давлении 3,5 МПа, равное 4,8·10⁻⁹ м²/с.

Для легкой нефти месторождения Weyburn плотностью 877 кг/м³ и вязкостью 13 мПа·с коэффициенты диффузии в диапазоне давлений от 0,1 до 5,0 МПа при температуре 27°C имеют значения 0,47–2,49·10⁻⁹ м²/с [34].

Значения коэффициента диффузии, определенные в работе [35], для углекислого газа в пентане, декане и гексадекане при температуре 25 °C в диапазоне давления от 1,5 до 5,2 МПа имеют порядок 10⁻⁹ м²/с, что в 10 раз выше, чем у битума.

Как видно, для нефти с различными физико-химическими свойствами значения коэффициентов диффузии углекислого газа отличаются незначительно. Так как скорость изменения концентрации при контакте газа с жидкостью находится в прямой зависимости от коэффициента диффузии, то его изменение в 2–4 раза может иметь значение при достижении полной смеси без перемешивания фаз, но не должно сильно влиять на достижение полного смешивания в условиях относительно интенсивного массообмена, возникающего при подготовке проб смесей нефти и углекислого газа в лабораторных условиях на PVT-установках, в которых различными путями обеспечивается механическое перемешивание.

К сожалению, не удалось найти источников, которые бы как-то описывали влияние вязкости нефти на получение однородной смеси с углекислым газом. По всей видимости, длительность этого процесса увеличивается при возрастании вязкости нефти. Очевидно, что при больших скоростях потока процесс смешивания происходит интенсивнее. Однако в обычном PVT-оборудовании при создании высоких скоростей потока при высокой вязкости жидкости возникают соответствующие перепады давления порядка 5 МПа и выше. Сложность заключается в том, что исследователь, непосредственно осуществляющий управление PVT-установкой, заранее не может знать значение давления насыщения системы «CO₂ – тяжелая нефть», и при потоке с большим перепадом давления в какой-то точке гидравлической системы PVT-установки давление может иметь значение ниже давления насыщения, и тогда достижение полного смешивания нефти и углекислого газа будет невозможным. Решением этой проблемы может являться повышение давления в PVT-системе до некоторого высокого значения, которое может превышать пластовое давление того месторождения, где исследуется нефть. Получение однородной смеси нефти и CO₂ в таких условиях, вероятно, может отразиться на ее свойствах, и нельзя с уверенностью сказать, что полученные данные можно будет использовать для дальнейшего прогнозирования. Однако все вышеописанное является только предположением и требует дополнительной проработки.

В некоторых работах авторы используют подход, при котором не достигается полное смешивание углекислого газа и тяжелой нефти, и исследуются свойства двух (или более) обнаруженных фаз в

отдельности [36, 37]. Сложно провести критический анализ данных работ и понять причины использования подобного подхода, потому что авторы не раскрывают деталей процедуры подготовки рекомбинированных проб смесей нефти с углекислым газом, что все же не является свидетельством недостаточной проработки проблемы авторами данных исследований.

Методические аспекты метода slim-tube

Как было установлено многими исследователями [38–43], величина коэффициента вытеснения нефти на тонких трубках и, соответственно, дальнейшая оценка режима вытеснения нефти газами существенно зависят от условий проведения экспериментов. Основными влияющими параметрами экспериментов являются:

- длина тонкой трубки [39–41];
- диаметр тонкой трубки [39, 40];
- материал набивки (реальная порода, стеклянные шарики и др.) [42];
- структура порового пространства набивки [42];
- скорость вытеснения [39, 40];
- компонентный состав нефти;
- чистота вытесняющего газа (в данном случае CO_2) [42].

Известно, что с ростом давления при постоянной температуре растворимость диоксида углерода в нефти возрастает, что приводит к увеличению коэффициента вытеснения нефти. С уменьшением молекулярной массы углеводородов растворимость CO_2 в них возрастает. С очень легкими нефтями CO_2 смешивается полностью при давлениях 5,6–7,0 МПа. Тяжелая нефть в жидком диоксиде углерода растворяется не полностью – нерастворимый остаток состоит из тяжелых углеводородов.

Авторы работы [43] отмечают, что развитие смешиваемости растворителей на основе CO_2 является результатом экстрагирования углеводородных компонентов в фазу, насыщенную CO_2 . Поэтому при заданной температуре и составе нефти к растворителю должно быть приложено достаточно высокое давление, чтобы способствовать его растворяющей способности.

С увеличением температуры и средней молекулярной массы нефти при постоянном давлении растворимость диоксида углерода в нефти снижается, что приводит к уменьшению коэффициента вытеснения нефти и повышению минимального давления смеси. Влияние температуры пласта и давления на величину коэффициента вытеснения нефти хорошо продемонстрировано в работе [5].

Описание лабораторного оборудования

Для проведения исследований использовалась установка для определения PVT-свойств тяжелой нефти (ПИК-PVT), которая позволяет проводить исследования в соответствии с [44]. Установка представляет собой комплекс оборудования, включающий:

- ячейки высокого давления;
- капиллярный вискозиметр;
- цифровой плотномер;
- поршневые двухплунжерные насосы,
- термощкаф,
- персональный компьютер с программным обеспечением для управления установкой.

Для выполнения фильтрационных исследований по определению характера вытеснения нефти диоксидом углерода методом slim-tube использовался специальный лабораторный комплекс. Конструкция комплекса позволяет выполнять эксперименты по двух- и трехфазной фильтрации, а также одновременное

Таблица 1

Технические характеристики тонкой трубки для определения минимального давления смеси

Параметр	Значение
Длина трубки, м	12
Наружный диаметр трубки, мм	12
Материал	Нержавеющая сталь
Пористый материал	Кварцевый песок, фракция 100–500 мкм
Пористость, %	54
Поровый объем, см^3	395

выполнение двух независимых экспериментов, в том числе и по методике slim-tube. Принципиальное описание лабораторного комплекса и технических характеристик представлено в работе [45]. В табл. 1 приведены технические характеристики тонкой трубки, используемой в исследованиях.

Описание исследований

Лабораторные исследования включали в себя несколько этапов: этап подготовки моделей пластовых флюидов, этап PVT-исследований рекомбинированной модели пластовой нефти и ее смесей с диоксидом углерода и этап фильтрационных экспериментов по определению режима вытеснения нефти диоксидом углерода, выполняемых на тонких трубках по методике slim-tube.

На этапе подготовки моделей пластовых флюидов выполняли подготовку рекомбинированной модели нефти и ее смесей с диоксидом углерода. Для чего использовалась предварительно дегазированная и очищенная от механических примесей устьева проба нефти, отобранная из добывающих скважин пермокарбоновой залежи Усинского месторождения. Подробное описание методики подготовки модели нефти приведено в ранее опубликованной работе [45].

Целью этапа PVT-исследований являлось изучение влияния концентрации диоксида углерода в нефти пермокарбоновой залежи Усинского месторождения на ее физико-химические свойства при различных термодинамических условиях, создавшихся в результате применения различных технологий воздействия на пласт в различных зонах пермокарбоновой залежи. Таким образом, в рамках данного этапа исследований для различных концентраций CO_2 (1, 5, 10, 15 %) в смеси с рекомбинированной пробой нефти определялись вязкость, плотность и давление насыщения при различных температурах (23, 35, 150 и 200 °C) и давлениях.

Определение PVT-свойств смесей нефти пермокарбоновой залежи с диоксидом углерода выполнялось согласно [44]. Дополнительно определяли зависимости объемного коэффициента нефти от давления при различных температурах. Данные зависимости использовались затем при расчете коэффициентов вытеснения нефти на slim-моделях.

Режим вытеснения нефти диоксидом углерода устанавливался по величине коэффициента вытеснения нефти в соответствии со следующими критериями: полная смесь достигается при условии вытеснения не менее 90 % нефти, если коэффициент вытеснения нефти не более 50–60 %, то процесс вытеснения носит несмешивающийся характер, достижение промежуточного значения коэффициента вытеснения 60–90 % соответствует условиям частичного смешивания.

Подробное описание методики выполнения экспериментов по определению режима вытеснения высоковязкой нефти пермокарбонатной залежи Усинского месторождения методом slim-tube приводится в ранее опубликованной работе [45]. Фильтрационные эксперименты на слим-моделях выполнялись для тех же температур и в том же диапазоне давлений, что и на этапе PVT-исследований.

Результаты и их обсуждение

При выполнении исследований было замечено, что в процессе подготовки смеси нефти и диоксида углерода требовалось значительное время для достижения равновесия системы «тяжелая нефть – CO₂». На рис. 1 показана динамика изменения вязкости смеси рекомбинированной модели нефти с диоксидом углерода (при концентрации 15 % мол.) сразу после перевода пробы в PVT-установку (первое измерение) и после достижения однородности смеси (последнее измерение). Каждая кривая характеризует изменение вязкости нефти во времени при перекачке ее из одной измерительной ячейки PVT-установки в другую через капиллярный вискозиметр.

По данным рис. 1 видно, что при первом измерении вязкость сильно изменяется, причем скачки вязкости отсутствуют, что свидетельствует об отсутствии нескольких однородных фаз с различающимися свойствами, а скорее, об образовании одной непрерывной фазы, в которой концентрация газа по объему неким образом изменяется. Дальнейшее перемешивание показало, что вязкость смеси при перекачке становится меньше. Перемешивание производилось до тех пор, пока значение вязкости всей пробы не становилось одинаковым. Таким образом была получена однородная смесь высоковязкой нефти и углекислого газа. Стоит отметить, что процесс подготовки пробы занимал в зависимости от концентрации углекислого газа от нескольких суток при минимальной концентрации CO₂ 1 мол.% до трех недель при максимальной концентрации CO₂ 15 мол.%. Подобная продолжительность времени доведения смеси высоковязкой нефти и углекислого газа до однородности представлены в [10, 14].

Результаты исследований по изучению влияния концентрации CO₂ на свойства высоковязкой нефти пермокарбонатной залежи представлены на рис. 2–4. На рис. 2 показана зависимость давления насыщения пластовой нефти от концентрации растворенного в ней диоксида углерода.

Как видно из рис. 2, давление насыщения возрастает как с ростом температуры, так и нелинейно возрастает с ростом концентрации углекислого газа. Причем с увеличением температуры темп роста давления насыщения по мере увеличения концентрации CO₂ происходит быстрее. При начальной пластовой температуре 23 °C и пластовом давлении 9,2 МПа в пластовой нефти может быть растворено 17–18 мол.% CO₂. При начальном пластовом давлении и температуре 150 °C объем растворенного CO₂ в нефти значительно ниже – максимальная концентрация CO₂ составляет около 2 мол.%

На рис. 3 представлена зависимость плотности смеси нефти пермокарбонатной залежи с различной концентрацией диоксида углерода при различных температурах.

По данным рис. 3, а, следует, что растворение CO₂ в смеси практически не влияет за величину плотности смеси при низких температурах (23° и 35 °C). С ростом температуры при увеличении мольной доли углекислого газа в смеси плотность заметно снижается, причем чем выше температура, тем заметнее отличия в плотности.

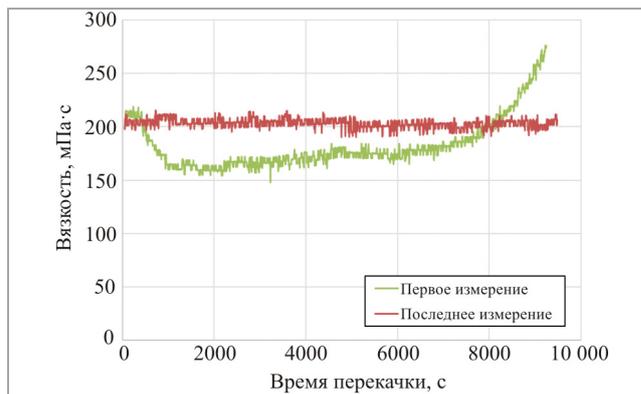


Рис. 1. Динамика изменения вязкости смеси рекомбинированной модели нефти с диоксидом углерода в PVT-установке

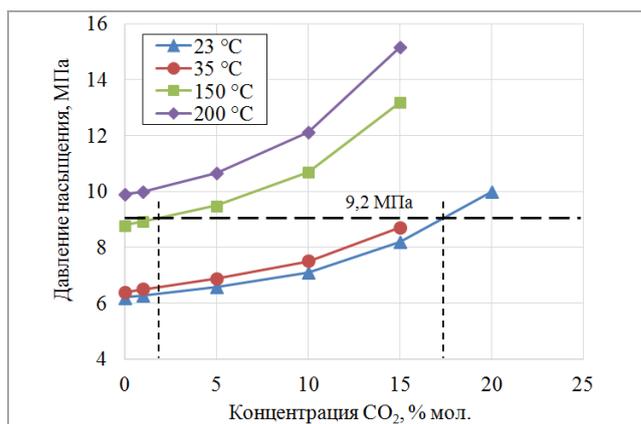


Рис. 2. Зависимость давления насыщения от концентрации углекислого газа при различных температурах

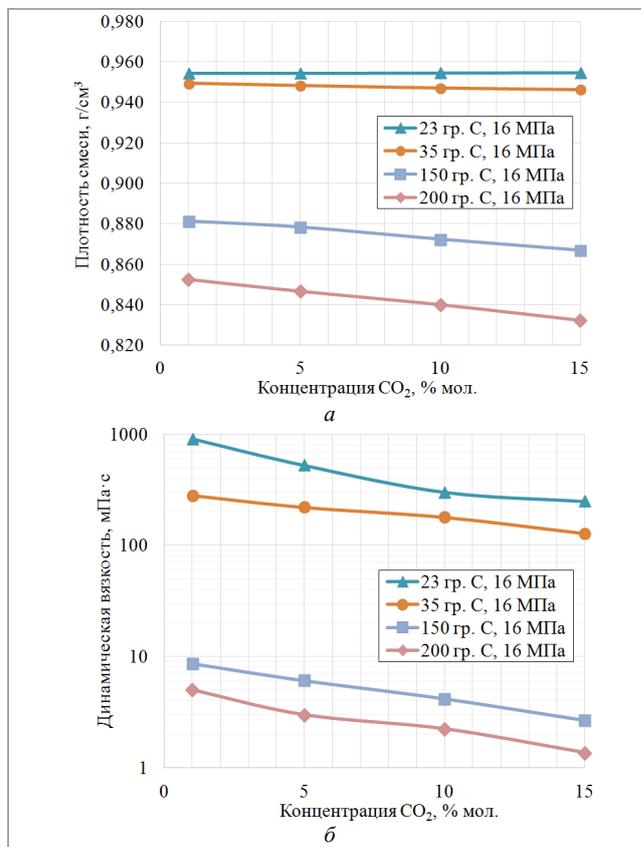


Рис. 3. Зависимость плотности (а) и вязкости (б) нефти от концентрации CO₂ при различных температурах и давлении 16 МПа

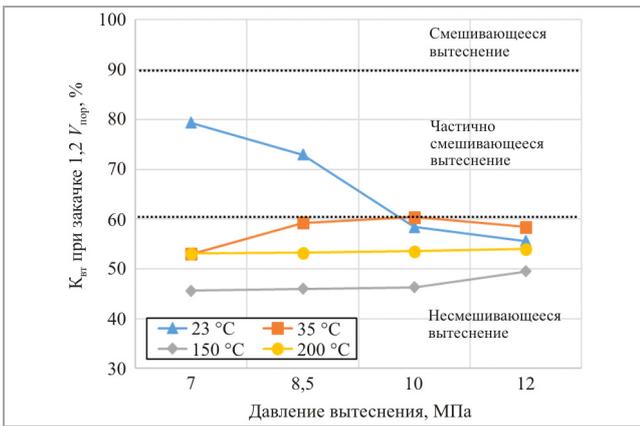


Рис. 4. Зависимость коэффициентов вытеснения нефти диоксидом углерода от давления вытеснения при различных температурах

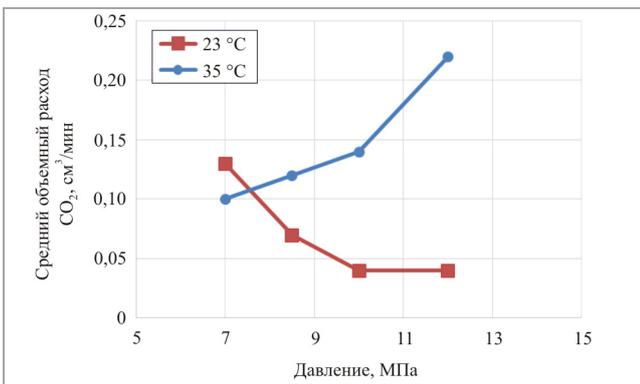


Рис. 5. Изменение среднего объемного расхода закачки CO₂ с ростом давления вытеснения на «слим-моделях»

На рис. 3, б, представлена зависимость вязкости нефти пермокарбонатной залежи при различной концентрации диоксида углерода для различных температур.

По мере растворения диоксида углерода в рекомбинированной пробе пластовой нефти происходит существенное снижение ее вязкости, что можно проследить на рис. 4. С увеличением концентрации CO₂ от 0 до 5 мол.% вязкость резко снижается, при дальнейшем увеличении концентрации CO₂ от 10 до 15 мол.% наблюдается менее интенсивное снижение вязкости (ось вязкости представлена в логарифмическом масштабе).

Результаты PVT-исследований показывают, что растворение CO₂ в пластовой нефти пермокарбонатной залежи происходит в небольшом количестве, однако даже незначительное количество CO₂ в нефти позволят дополнительно снизить ее вязкость.

Результаты оценки режима вытеснения высоковязкой нефти пермокарбонатной залежи Усинского месторождения диоксидом углерода для температур и давлений, соответствующих различным пластовым условиям, представлены на рис. 4.

В диапазоне исследуемых параметров давлений и температур смешивающееся вытеснение нефти диоксидом углерода не достигается. При температуре 23 °C были достигнуты наибольшие значения коэффициентов вытеснения нефти 79 и 73 % при давлениях 7 и 8,5 МПа соответственно, что соответствует условиям частично смешивающегося вытеснения.

При температуре 35 °C с ростом давления коэффициент вытеснения нефти сначала увеличивается с 53 до 60 %, затем при давлении

12 МПа снижается до 58 %; наиболее вероятно достигается концентрация диоксида углерода в нефти, при которой начинают образовываться отложения тяжелых фракций нефти. Режим вытеснения нефти при 35 °C и в диапазоне давлений 7–12 МПа соответствует условиям «несмешивающегося вытеснения». Следует отметить, что с ростом температуры давление начала выпадения тяжелых фракций нефти растет (при 23 °C коэффициент вытеснения нефти начал снижаться при 8,5 МПа, а при 35 °C – при 12 МПа), что обусловлено снижением растворимости диоксида углерода и увеличением растворимости тяжелых нефтяных фракций в нефти.

При температурах 150° и 200 °C с ростом давления коэффициент вытеснения нефти монотонно возрастает с 45,6 до 49,5 % (150 °C) и с 53,1 до 54,0 (200 °C), что связано с низкой растворимостью диоксида углерода в нефти и стабильностью тяжелых фракций нефти в растворе. При этом коэффициент вытеснения нефти при 200 °C несколько выше, чем при 150 °C, что можно объяснить снижением вязкости нефти и увеличением вклада гидродинамического вытеснения нефти. Более низкие коэффициенты вытеснения нефти при 150° и 200 °C по сравнению с коэффициентами вытеснения при 23° и 35 °C объясняются увеличением вероятности прорыва CO₂ сквозь модель при высоких температурах вытеснения.

Как обсуждалось выше, с ростом давления вытеснения должно происходить увеличение коэффициента вытеснения нефти газами, однако при повышении давления до 10–12 МПа при температуре вытеснения 23 °C происходит снижение коэффициента вытеснения нефти, при этом наблюдается уменьшение среднего объемного расхода CO₂ до прорыва газа с 0,13 до 0,04 см³/мин (во время закачки CO₂ во всех экспериментах поддерживался постоянный перепад давления около 1 МПа) (рис. 5).

Можно проследить, что с ростом давления вытеснения в слим-модели происходит снижение объемного расхода CO₂ до прорыва, что говорит о росте гидравлических сопротивлений в слим-модели. При температуре вытеснения 35 °C, наоборот, рост давления вытеснения сопровождается увеличением среднего объемного расхода CO₂, что наиболее вероятно вызвано осаждением тяжелых фракций нефти и коагуляцией пласта, при этом часть нефти становится неподвижной и остается в порах слим-модели.

К сожалению, в рамках данной работы прямых исследований по определению условий дестабилизации асфальтенов в нефти не выполнялось. Поэтому с целью подтверждения предположения о дестабилизации асфальтенов в процессе вытеснения осуществлялся отбор проб вытесненной из слим-модели нефти для изучения ее физико-химических свойств и сравнения со свойствами исходной нефти. Определяли вязкость при 20° и 50 °C и плотность при 20 °C, а также содержание высокомолекулярных компонентов. В табл. 2 приведены результаты определения физико-химических свойств исходной нефти и нефти, вытесненной диоксидом углерода при температуре 35 °C и давлении 8,5 МПа на завершающей стадии эксперимента.

Как видно из результатов изучения проб нефти, отобранных на выходе из тонкой трубки, после закачки 1,2 V_{пор} диоксида углерода в вытесненной нефти на 39 % снижается содержание асфальтенов, смол – на 33 %, парафинов – на 47 %, вязкость снижается в 15–30 раз, плотность снижается незначительно. В процессе вытеснения нефти происходит экстракция легких углеводородов диоксидом углерода, тяжелые углеводороды (в том числе АСПО) осаждаются в пласте, в результате чего вытесненная нефть отличается

Физико-химические свойства дегазированной нефти пермокарбонатной залежи Усинского месторождения

Проба	Вязкость дегазированной нефти, мПа·с		Плотность нефти при 20 °С, кг/м ³	Парафинов, %	Смол, %	Асфальтенов, %
	при 20 °С	при 50 °С				
Исходная нефть	3799	390	950,3	0,58	30,39	10,15
После закачки 1,2 V _{пор} CO ₂	125	25,7	935	0,31	20,26	6,16

по химическому составу и свойствам от исходной. Данный факт подтверждает отложение тяжелых фракций нефти (асфальтенов, смол и парафинов) в пористой среде слим-модели и обуславливает снижение коэффициента вытеснения нефти.

Заключение

В результате выполненных исследований могут быть сделаны следующие выводы:

1. Получение однородной смеси углекислого газа с тяжелыми нефтями является достаточно сложной методической задачей, которую авторы исследований решают различными путями.
2. Скорость достижения однородности смеси зависит от термодинамических и механических условий перемешивания нефти с углекислым газом, а также свойств самой нефти, состава, растворенного в ней газа и характера ее взаимодействия с углекислым газом.

Список литературы

1. Технологические принципы разработки залежей аномально вязких нефтей и битумов / Л.М. Рузин, И.Ф. Чупров, О.А. Морозюк, С.М. Дуркин. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.; Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2015. – 480 с.
2. 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. – Т. 19, № 4. – С. 373–387. DOI: 10.15593/2224-9923/2019.4.6
3. Lake L.W. Enhanced Oil Recovery Fundamentals. – Society of Petroleum Engineers, 1985.
4. Wu R.S., Battycky J.P. Evaluation Of Miscibility From Slim Tube Tests // Petroleum Society of Canada. – 1990. – № 1. DOI:10.2118/90-06-06
5. Yelling W.F., Metcalfe R.S. Determination and prediction of CO₂ minimum miscibility pressures // JPT. – 1980. – Vol. 32, № 1. – P. 160–168. DOI: 10.2118/7477-PA
6. Klins M.A., Ali S.M.F. Heavy Oil Production By Carbon Dioxide Injection // Journal of Canadian Petroleum Technology. – 1982. – Vol. 21 (05). DOI:10.2118/82-05-06
7. Alireza Emadi Enhanced heavy oil recovery by water and carbon dioxide flood : Submitted for the Degree of Doctoral of Philosophy In Petroleum Engineering. – Edinburgh, 2012.
8. Френкель Я.И. Кинетическая теория жидкостей. – Л.: Наука, 1975. – 592 с.
9. Евдокимов И.Н., Нанотехнологии управления свойствами природных нефтегазовых флюидов. – М.: Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2010. – 355 с.
10. Srivastava R. K., Huang S. S., Dong M. Comparative Effectiveness of CO₂, Produced Gas, and Flue Gas for Enhanced Heavy-Oil Recovery // SPE Reservoir Evaluation & Engineering. – 1999. – Vol. 2, № 3. – P. 238–247. DOI: 10.2118/56857-PA
11. Srivastava R.K., Huang S.S., Mourits F.M. A Laboratory Evaluation of Suitable Operating Strategies for Enhanced Heavy Oil Recovery by Gas Injection // Journal of Canadian Petroleum Technology. – 1997. – Vol. 36, № 2. – P. 33–41. DOI: 10.2118/97-02-02
12. Characterization of the viscosity reducing efficiency of CO₂ on heavy oil by a newly developed pressurized stirring-viscometric apparatus / G. Sun, C. Li, G. Wei, F. Yang // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2017. – Vol. 156, № 7. – P. 299–306. DOI: 10.1016/j.petrol.2017.06.009
13. Rheology of diluted heavy crude oil saturated with carbon dioxide / R. Hu, J.P. Crawshaw, J.P.M. Trusler, E.S. Boek // Energy Fuel. – 2014. Vol. 29, № 5. – P. 2785–2789. DOI: 10.1021/ef5020378
14. Behzadfar E., Hatzikiakos S. G. Rheology of bitumen: Effects of temperature, pressure, CO₂ concentration and shear rate // Fuel. – 2014. – Vol. 116, № 1. – P. 578–587. DOI: 10.1016/j.fuel.2013.08.024
15. Miller J., Jones R. A Laboratory Study To Determine Physical Characteristics Of Heavy Oil After CO₂ Saturation // SPE/DOE Enhanced Oil Recovery Symposium. – Tulsa, Oklahoma: Society of Petroleum Engineers, 1981. – P. 259–268. DOI: 10.2118/9789-MS
16. Phase Behaviour And Physical Properties Of Lindbergh Heavy Oil/CO₂ Mixtures / S.G. Sayegh, D.N. Rao, S. Kokal, J. Najman // Journal of Canadian Petroleum Technology. – 1990. – Vol. 29, № 6. – P. 31–33. DOI: 10.2118/90-06-02
17. Svrcek W.Y., Mehrotra A.K. Gas Solubility, Viscosity And Density Measurements For Athabasca Bitumen // Journal of Canadian Petroleum Technology. – 1982. – Vol. 21, № 4. – P. 31–38. DOI: 10.2118/82-04-02
18. Srivastava R.K., Huang S.S., Dong M. Asphaltene Deposition During CO₂ Flooding // SPE Production & Facilities. – 1999. – Vol. 14, № 4. – P. 235–245. DOI: 10.2118/59092-PA
19. Cao M., Gu Y. Oil recovery mechanisms and asphaltene precipitation phenomenon in immiscible and miscible CO₂ flooding processes // Fuel. – 2013. – Vol. 109, № 1. – P. 157–166. DOI: 10.1016/j.fuel.2013.01.018
20. 2-D Pore-Scale Experimental Investigations of Asphaltene Deposition and Heavy Oil Recovery by CO₂ Flooding / Z. Song, W. Zhu, X. Wang, S. Guo // Energy & Fuels. – 2018. – Vol. 32, № 3. – P. 3194–3201. DOI: 10.1021/acs.energyfuels.7b03805
21. Study on the Asphaltene Precipitation in CO₂ Flooding: A Perspective from Molecular Dynamics Simulation / T. Fang, M. Wang, J. Li, B. Liu, Y. Shen, Y. Yan, J. Zhang // Industrial & Engineering Chemistry Research. – 2018. – Vol. 57, № 3. – P. 1071–1077. DOI: 10.1021/acs.iecr.7b03700
22. 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. – P. 132–139. DOI: 10.1016/j.fuel.2015.07.063
23. Л. Мэн. Физическое моделирование вытеснения нефти газом (растворителем) с использованием ядерных моделей пласта и slim tube: дис. ... канд. техн. наук. – М., 2016.
24. Miscible displacement of heavy West Sake crude by solvents in slim tube / A.K. Sharma [et al.] // SPE 18761.
25. Василевский А.С. Курс теоретической физики. Термодинамика и статистическая физика. – 2-е изд. – М.: Дрофа, 2006. – 240 с.
26. Гиматулинов Ш.К. Физика нефтяного и газового пласта. – М.: Недра, 1971. – 312 с.
27. Хазнаферов А.И. Исследование пластовых нефтей. – М.: Недра, 1987. – 116 с.
28. Мамуна В.Н., Требин Г.Ф., Ульянинский Б.В. Экспериментальное исследование пластовых нефтей. – М.: ГОСИНТИ, 1960. – 143 с.
29. Srivastava R. K., Huang S. S. Laboratory Investigation Of Weyburn CO₂ Miscible Flooding // Technical Meeting / Petroleum Conference of The South Saskatchewan Section, October 19–22. – Regina: Petroleum Society of Canada, 1997. – P. 1–20. DOI: 10.2118/97-154
30. Renner T.A. Measurement and Correlation of Diffusion Coefficients for CO₂ and Rich-Gas Applications // SPE Reservoir Engineering. – 1988. – Vol. 3, № 2. – P. 517–523. DOI: 10.2118/15391-PA
31. Fadaei H., Scarff B., Sinton D. Rapid Microfluidics-Based Measurement of CO₂ Diffusivity in Bitumen // Energy & Fuels. – 2011. – № 10. – P. 4829–4835. DOI: 10.1021/ef2009265
32. Constant-Pressure Technique for Gas Diffusivity and Solubility Measurements in Heavy Oil and Bitumen / S.R. Etminan, B.B. Maini, Z. Chen, H. Hassanzadeh // Energy & Fuels. – 2010. – № 1. – P. 533–549. DOI: 10.1021/ef9008955
33. Zhang Y.P., Hyndman C.L., Maini B.B. Measurement of gas diffusivity in heavy oils // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2000. – Vol. 25, № 1. – P. 37–47. DOI: 10.1016/S0920-4105(99)00031-5
34. Yang D., Gu Y. Determination of Diffusion Coefficients and Interface Mass-Transfer Coefficients of the Crude Oil–CO₂ System by Analysis of the Dynamic and Equilibrium Interfacial Tensions // Industrial & Engineering Chemistry Research. – 2008. – Vol 47, № 15. – P. 5447–5455. DOI: 10.1021/ie800053d
35. Diffusion of CO₂ at Reservoir Conditions: Models and Measurements / A.T. Grogan, V.W. Pinczewski, G.J. Ruskauff, F.M. Orr // SPE Reservoir Engineering. – 1988. – Vol. 3, № 1. – P. 93–102. DOI: 10.2118/14897-PA
36. Особенности взаимодействия сжиженного углекислого газа с высоковязкой нефтью. Часть 2. Свойства фаз / А.А. Лобанов [и др.] // Нефтепромысловое дело. – 2018. – № 5. – С. 47–53. DOI: 10.30713/0207-2351-2018-5-47-53

37. Orr F.M., Yu A.D., Lien C.L. Phase Behavior of CO₂ and Crude Oil in Low-Temperature Reservoirs // Society of Petroleum Engineers Journal. – 1981. – Vol. 21, № 1. – P. 480–492. DOI: 10.2118/8813-PA
38. Хлебников В.Н., Губанов В.Б. Использование slim-моделей пласта для физического моделирования процессов вытеснения нефти смешивающимися агентами. Часть 3. Особенности массопереноса при вытеснении нефти двуокисью углерода // Нефтепромысловое дело. – 2014. – № 9. – С. 43–47.
39. Полищук А.М., Хлебников В.Н., Губанов В.Б. Использование slim-моделей пласта для физического моделирования процессов вытеснения нефти смешивающимися агентами. Часть 1. Методология эксперимента // Нефтепромысловое дело. – 2014. – № 5. – С. 19–24.
40. Minimum Miscibility Pressure Measurement with Slim Tube Apparatus - How Unique is the Value? / J.M. Ekundayo [et al.] // SPE 16596. – 2013. DOI: 10.2118/165966-MS
41. Flock D.L., Nouar A. Parametric Analysis on the Determination of the Minimum Miscibility Pressure in Slim Tube Displacements. – 1984. DOI: 10.2118/84-05-12. PETSOC-84-05-12
42. Sebastian H.M., Wenger R.S., Renner T.A. Correlation of Minimum Miscibility Pressure for Impure CO₂ Streams // Journal of petroleum Technology. – 1985. – Vol. 37 (11). – P. 2–76. DOI: 10.2118/12648-PA
43. Holm L.W., Josendal V.A. Mechanisms of Oil Displacement by Carbon Dioxide // Journal of petroleum Technology. – 1974. – Vol. 26 (12). – P. 1427–1438. DOI: 10.2118/4736-PA
44. OST 153-39.2-048-2003. Нефть. Типовые исследования пластовых флюидов и сепарированных нефтей. – М., 2003.
45. Калинин С.А., Морозюк О.А. Лабораторные исследования карбонатных коллекторов месторождений высоковязкой нефти с использованием диоксида углерода // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Недропользование. – 2020. – Т. 20, № 4. – С. 369–385. DOI: 10.15593/2712-8008/2020.4.6

References

1. Ruzin L.M., Chuprov I.F., Morozjuk O.A., Durkin S.M. Tekhnologicheskie printsipy razrabotki zalezhei anomal'no viazkikh neftei i bitumov [Technological principles for the development of deposits of abnormally viscous oils and bitumen]. 2nd ed. Moscow, Izhevsk: Institut komp'yuternykh issledovaniy, 2015, 480 p.
2. Kalinin S.A., Morozjuk O.A. Razrabotka mestorozhdeniy vysokoviazkoi nefti v karbonatnykh kolektorakh s ispol'zovaniem dioksida ugleroda. Analiz mirovogo opyta [Using carbon dioxide to develop highly viscous oil fields in carbonate reservoirs. Global experience analysis]. *Vestnik Permskogo natsional'nogo issledovatel'skogo politekhnicheskogo universiteta. Geologiya. Neftegazovoe i gornoe delo*, 2019, vol. 19, no. 4, pp. 373-387. DOI: 10.15593/2224-9923/2019.4.6
3. Lake L.W. Enhanced Oil Recovery Fundamentals. Society of Petroleum Engineers, 1985.
4. Wu R.S., Batycky J.P. Evaluation Of Miscibility From Slim Tube Tests. *Petroleum Society of Canada*, 1990, no. 1. DOI:10.2118/90-06-06
5. Yelling W.F., Metcalfe R.S. Determination and prediction of CO₂ minimum miscibility pressures. *Journal of Petroleum Technology*, 1980, vol. 32, no. 1, pp. 160-168. DOI: 10.2118/7477-PA
6. Klins M.A., Ali S.M.F. Heavy Oil Production By Carbon Dioxide Injection. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 1982, vol. 21(05). DOI: 10.2118/82-05-06
7. Alireza Emadi Enhanced heavy oil recovery by water and carbon dioxide flood: Submitted for the Degree of Doctoral of Philosophy in Petroleum Engineering. Edinburgh, 2012.
8. Frenkel' Ia.I. Kineticheskaia teoriia zhidkostei [Kinetic theory of liquids]. Leningrad: Nauka, 1975, 592 p.
9. Evdokimov I.N., Nanotekhnologii upravleniya svoistvami prirodnykh neftegazovykh fluiidov [Nanotechnology for controlling the properties of natural oil and gas fluids]. Moscow: "Nef' i gaz" Rossiiskii gosudarstvennyi universitet nefti i gaza imeni I.M. Gubkina, 2010, 355 p.
10. Srivastava R.K., Huang S.S., Dong M. Comparative Effectiveness of CO₂, Produced Gas, and Flue Gas for Enhanced Heavy-Oil Recovery. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 1999, vol. 2, no. 3, pp. 238-247. DOI: 10.2118/56857-PA
11. Srivastava R.K., Huang S.S., Mourits F.M. A Laboratory Evaluation of Suitable Operating Strategies for Enhanced Heavy Oil Recovery by Gas Injection. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 1997, vol. 36, no. 2, pp. 33-41. DOI: 10.2118/97-02-02
12. Sun G., Li C., Wei G., Yang F. Characterization of the viscosity reducing efficiency of CO₂ on heavy oil by a newly developed pressurized stirring-viscometric apparatus. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2017, vol. 156, no. 7, pp. 299-306. DOI: 10.1016/j.petrol.2017.06.009
13. Hu R., Crawshaw J.P., Trusler J.P.M., Boek E.S. Rheology of diluted heavy crude oil saturated with carbon dioxide. *Energy Fuel*, 2014, vol. 29, no. 5, pp. 2785-2789. DOI: 10.1021/ef5020378
14. Behzadfar E., Hatzikiriakos S.G. Rheology of bitumen: Effects of temperature, pressure, CO₂ concentration and shear rate. *Fuel*, 2014, vol. 116, no. 1, pp. 578-587. DOI: 10.1016/j.fuel.2013.08.024
15. Miller J., Jones R. A Laboratory Study To Determine Physical Characteristics of Heavy Oil After CO₂ Saturation. *SPE/DOE Enhanced Oil Recovery Symposium*. Tulsa, Oklahoma: Society of Petroleum Engineers, 1981, pp. 259-268. DOI: 10.2118/9789-MS
16. Sayegh S.G., Rao D.N., Kokal S., Najman J. Phase Behaviour And Physical Properties Of Lindbergh Heavy Oil/CO₂ Mixtures. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 1990, vol. 29, no. 6, pp. 31-33. DOI: 10.2118/90-06-02
17. Svrcek W.Y., Mehrotra A.K. Gas Solubility, Viscosity And Density Measurements For Athabasca Bitumen. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 1982, vol. 21, no. 4, pp. 31-38. DOI: 10.2118/82-04-02
18. Srivastava R.K., Huang S.S., Dong M. Asphaltene Deposition During CO₂ Flooding. *SPE Production & Facilities*, 1999, vol. 14, no. 4, pp. 235-245. DOI: 10.2118/59092-PA
19. Cao M., Gu Y. Oil recovery mechanisms and asphaltene precipitation phenomenon in immiscible and miscible CO₂ flooding processes. *Fuel*, 2013, vol. 109, no. 1, pp. 157-166. DOI: 10.1016/j.fuel.2013.01.018
20. Song Z., Zhu W., Wang X., Guo S. 2-D Pore-Scale Experimental Investigations of Asphaltene Deposition and Heavy Oil Recovery by CO₂ Flooding. *Energy & Fuels*, 2018, vol. 32, no. 3, pp. 3194-3201. DOI: 10.1021/acs.energyfuels.7b03805
21. Fang T., Wang M., Li J., Liu B., Shen Y., Yan Y., Zhang J. Study on the Asphaltene Precipitation in CO₂ Flooding: A Perspective from Molecular Dynamics Simulation. *Industrial & Engineering Chemistry Research*, 2018, vol. 57, no. 3, pp. 1071-1077. DOI: 10.1021/acs.iecr.7b03700
22. 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. DOI: 10.1016/j.fuel.2015.07.063
23. Men L. Fizicheskoe modelirovaniye vytesneniia nefti gazom (rastvoritelem) s ispol'zovaniem kernovykh modelei plasta i slim tube [Physical modeling of oil displacement by gas (solvent) using reservoir core models and slim tube]. Ph. D. thesis. Moscow, 2016.
24. Sharma A.K. et al. Miscible displacement of heavy West Sake crude by solvents in slim tube. *SPE 18761*.
25. Vasilievskii A.S. Kurs teoreticheskoi fiziki. Termodinamika i statisticheskaiia fizika [A course in theoretical physics. Thermodynamics and Statistical Physics]. 2nd ed. Moscow: Drofa, 2006, 240 p.
26. Gimatudinov Sh.K. Fizika nefti i gazovogo plasta [Physics of oil and gas reservoir]. Moscow: Nedra, 1971, 312 p.
27. Khaznaferov A.I. Issledovaniye plastovykh neftei [Study of reservoir oils]. Moscow: Nedra, 1987, 116 p.
28. Mamuna V.N., Trebin G.F., Uliianitskii B.V. Eksperimental'noe issledovaniye plastovykh neftei [Experimental study of reservoir oils]. Moscow: GOSINTI, 1960, 143 p.
29. Srivastava R.K., Huang S.S. Laboratory Investigation of Weyburn CO₂ Miscible Flooding. *Technical Meeting. Petroleum Conference of the South Saskatchewan Section*, October 19-22. Regina: Petroleum Society of Canada, 1997, pp. 1-20. DOI: 10.2118/97-154
30. Renner T.A. Measurement and Correlation of Diffusion Coefficients for CO₂ and Rich-Gas Applications. *SPE Reservoir Engineering*, 1988, vol. 3, no. 2, pp. 517-523. DOI: 10.2118/15391-PA
31. Fadaei H., Scarff B., Sinton D. Rapid Microfluidics-Based Measurement of CO₂ Diffusivity in Bitumen. *Energy & Fuels*, 2011, no. 10, pp. 4829-4835. DOI: 10.1021/ef2009265
32. Etmian S.R., Maini B.B., Chen Z., Hassanzadeh H. Constant-Pressure Technique for Gas Diffusivity and Solubility Measurements in Heavy Oil and Bitumen. *Energy & Fuels*, 2010, no. 1, pp. 533-549. DOI: 10.1021/ef9008955
33. Zhang Y.P., Hyndman C.L., Maini B.B. Measurement of gas diffusivity in heavy oils. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2000, vol. 25, no. 1, pp. 37-47. DOI: 10.1016/S0920-4105(99)00031-5
34. Yang D., Gu Y. Determination of Diffusion Coefficients and Interface Mass-Transfer Coefficients of the Crude Oil-CO₂ System by Analysis of the Dynamic and Equilibrium Interfacial Tensions. *Industrial & Engineering Chemistry Research*, 2008, vol. 47, no. 15, pp. 5447-5455. DOI: 10.1021/ie800053d
35. Grogan A.T., Pinczewski V.W., Ruskauff G.J., Orr F.M. Diffusion of CO₂ at Reservoir Conditions: Models and Measurements. *SPE Reservoir Engineering*, 1988, vol. 3, no. 1, pp. 93-102. DOI: 10.2118/14897-PA
36. Lobanov A.A. et al. Osobennosti vzaimodeistviia szhizhennogo uglekislogo gaza s vysokoviazkoi nef'iu. Chast' 2. Svoistva faz [Peculiarities of interaction of liquefied carbon gas with high viscous oil. Part 2. Properties of phases]. *Neftepromyslovoe delo*, 2018, no. 5, pp. 47-53. DOI: 10.30713/0207-2351-2018-5-47-53
37. Orr F.M., Yu A.D., Lien C.L. Phase Behavior of CO₂ and Crude Oil in Low-Temperature Reservoirs. *Society of Petroleum Engineers Journal*, 1981, vol. 21, no. 1, pp. 480-492. DOI: 10.2118/8813-PA
38. Khlebnykov V.N., Gubanov V.B. Ispol'zovaniye slim-modelei plasta dlia fizicheskogo modelirovaniia protsessov vytesneniia nefti smeshivaiushchimisia agentami. Chast' 3. Osobennosti massopereenosia pri vytesnenii nefti dvoikis'iu ugleroda [Application of formation slim-models for physical modeling of oil displacement processes by miscible agents. Part 3. Some specific features of mass-transfer while oil replacement by carbon dioxide]. *Neftepromyslovoe delo*, 2014, no. 9, pp. 43-47.
39. Polishchuk A.M., Khlebnykov V.N., Gubanov V.B. Ispol'zovaniye slim-modelei plasta dlia fizicheskogo modelirovaniia protsessov vytesneniia nefti smeshivaiushchimisia agentami. Chast' 1. Metodologiya eksperimenta [Usage of a formation slim tubes for physical modeling of oil displacement processes by miscible agents. Part 1. Methodology of the experiment]. *Neftepromyslovoe delo*, 2014, no. 5, pp. 19-24.
40. Ekundayo J.M. et al. Minimum Miscibility Pressure Measurement with Slim Tube Apparatus- How Unique is the Value? *SPE Reservoir Characterization and Simulation Conference and Exhibition, 16-18 September, Abu Dhabi, UAE*, 2013. DOI: 10.2118/165966-MS
41. Flock D.L., Nouar A. Parametric Analysis on the Determination of the Minimum Miscibility Pressure in Slim Tube Displacements, 1984. DOI: 10.2118/84-05-12. PETSOC-84-05-12
42. Sebastian H.M., Wenger R.S., Renner T.A. Correlation of Minimum Miscibility Pressure for Impure CO₂ Streams. *Journal of petroleum Technology*, 1985, vol. 37(11), pp. 2-76. DOI: 10.2118/12648-PA
43. Holm L.W., Josendal V.A. Mechanisms of Oil Displacement by Carbon Dioxide. *Journal of petroleum Technology*, 1974, vol. 26(12), pp. 1427-1438. DOI: 10.2118/4736-PA
44. OST 153-39.2-048-2003. Neft'. Tipovye issledovaniia plastovykh fluiidov i sепarirovannykh neftei [OST 153-39.2-048-2003. Oil. Routine studies of reservoir fluids and separated oils]. Moscow, 2003.
45. Kalinin S.A., Morozjuk O.A. Laboratornye issledovaniia karbonatnykh kolektorov mestorozhdeniy vysokoviazkoi nefti s ispol'zovaniem dioksida ugleroda [Laboratory research of high-viscosity oil fields in carbonate reservoirs using carbon dioxide]. *Vestnik Permskogo natsional'nogo issledovatel'skogo politekhnicheskogo universiteta. Nedropol'zovanie*, 2020, vol. 20, no. 4, pp. 369-385. DOI: 10.15593/2712-8008/2020.4.6