



УДК 622.276
Статья / Article
© ПНИПУ / PNRPU, 2020



Лабораторные исследования карбонатных коллекторов месторождений высоковязкой нефти с использованием диоксида углерода

С.А. Калинин, О.А. Морозюк

Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Пермь (Россия, 614015, г. Пермь, ул. Пермская, 3а)

Laboratory Studies of Carbonate Reservoirs in High-Viscosity Oil Fields using Carbon Dioxide

Stanislav A. Kalinin, Oleg A. Morozjuk

PermNIPIneft branch of LUKOIL-Engineering LLC in Perm (3a Permskaya st., Perm, 614066, Russian Federation)

Получена / Received: 09.04.2020. Принята / Accepted: 25.08.2020. Опубликовано / Published: 26.10.2020

Ключевые слова:
высоковязкая нефть, повышение нефтеотдачи, диоксид углерода, пермокарбонатная залежь Усинского месторождения, вытеснение нефти, лабораторные исследования, методология, методика, PVT, slim tube.

Актуальной проблемой разработки пермокарбонатной залежи Усинского месторождения является вовлечение в процесс разработки низкопроницаемых матричных блоков карбонатного коллектора, содержащих основные запасы высоковязкой нефти. С целью повышения эффективности применяемых в настоящее время тепловых методов увеличения нефтеотдачи авторами рассматривается вариант использования диоксида углерода в качестве агента воздействия на залежь. За счет высокой подвижности в сверхкритическом состоянии CO₂ теоретически способен проникать в матричные блоки, растворяться в нефти и дополнительно снижать ее вязкость. Таким образом, применение CO₂ совместно с теплоносителем потенциально может увеличить эффективность извлечения высоковязкой нефти и повысить показатели разработки пермокарбонатной залежи Усинского месторождения. При реализации технологий закачки диоксида углерода, в том числе в комбинации с различными агентами, дополнительная добыча нефти возможна за счет проявления различных факторов. Определение влияющих факторов и выявление наиболее критичных из них возможно путем выполнения лабораторных экспериментов. Поэтому этап лабораторных исследований является ключевым при обосновании эффективности технологии. Исследование посвящено описанию лабораторно-методического комплекса, разработанного на основе обзора мирового опыта и выполненных ранее лабораторных работ. Комплекс позволяет проводить необходимые исследования для оценки эффективности тепловых, газовых и комбинированных методов увеличения нефтеотдачи. В частности, авторами рассматривается экспериментальное оборудование и предлагается методология выполнения комплексных исследований технологии комбинированной закачки теплоносителя и диоксида углерода с целью обоснования эффективного метода извлечения сверхвязкой нефти.

Keywords:
high-viscosity oil, enhanced oil recovery, carbon dioxide, Permian-Carboniferous reservoir of the Usinskoye field, oil displacement, laboratory studies, methodology, technique, PVT, slim tube.

The actual development problem at the Permian-Carboniferous reservoir of the Usinskoye field is the involvement in the development process of low-permeability matrix blocks of the carbonate reservoir containing the main reserves of high-viscosity oil. In order to increase the efficiency of the currently used thermal methods for enhancing oil recovery, the authors consider the option of using carbon dioxide as an agent for stimulation the reservoir. Due to its high mobility in the supercritical state, CO₂ is theoretically capable of penetrating into matrix blocks, dissolving in oil, and further reducing its viscosity. Thus, the use of CO₂ together with a coolant can potentially increase the efficiency of high-viscosity oil production and increase the development rates of the Permian-Carboniferous reservoir of the Usinskoye field. When implementing technologies for carbon dioxide injection, including in combination with various agents, additional oil production is possible due to the various factors. Determination of influencing factors and identification of the most critical of them is possible by performing laboratory experiments. Therefore, the stage of laboratory research is key in substantiating the effectiveness of the technology. The study is devoted to the description of the laboratory-methodological complex, developed on the basis of a review of world experience and previously performed laboratory work. The complex allows conducting the necessary studies to assess the effectiveness of thermal, gas and combined methods of enhanced oil recovery. In particular, the authors consider experimental equipment and propose a methodology for performing complex studies of the technology of coolant and carbon dioxide combined injection in order to substantiate an effective method for superviscous oil production.

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

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.

Введение

Основной проблемой разработки пермокарбонатной залежи Усинского месторождения является вовлечение в процесс разработки низкопроницаемых матричных блоков карбонатного коллектора, насыщенных высоковязкой нефтью (ВВН). Как установлено ранними исследованиями [1], фильтрация теплоносителя и, как следствие, прогрев матричной части пласта происходят в основном по высокопроводящим каналам, которыми для теплоносителя является обширная сеть трещин. Пар, проникая в отдаленные зоны пласта по трещинам, контактирует с низкопроницаемой матрицей, отдавая тепло, за счет теплопроводного прогрева. Из-за сильной трещиноватости пласта, низкой проницаемости матрицы и низкой подвижности насыщающей поры высоковязкой нефти достичь высоких темпов прогрева матричной части залежи теплоносителем практически невозможно.

Углекислый газ за счет высокой проникающей способности (в сверхкритическом состоянии CO_2 обладает вязкостью, близкой к таковой газов [2, 3]) теоретически способен проникать в матричные блоки, растворяться в нефти и способствует дополнительному извлечению нефти. Таким образом, закачка CO_2 совместно с теплоносителем может увеличить эффективность извлечения высоковязкой нефти на пермокарбонатной залежи.

В предыдущей работе [4] авторов данной статьи на основе выполненного обзора литературных источников, показано, что мировой практике известны примеры успешного промышленного применения технологии закачки диоксида углерода в условиях сложнопостроенных карбонатных коллекторов, насыщенных высоковязкой нефтью. При этом в зависимости от конкретных геолого-физических условий может быть достигнуто значительное увеличение технологических показателей разработки.

Однако ввиду высокой неоднородности рассматриваемых залежей и высокой подвижности диоксида углерода существует проблема прорывов диоксида углерода к добывающим скважинам, что сказывается на

необходимости использования значительных по меркам месторождения объемов CO_2 – 1,84 тыс. м^3 CO_2 на тонну добытой нефти. В случае пермокарбонатной залежи, где единственным близким источником диоксида углерода рассматривается Усинский энергоцентр, получение значительного количества CO_2 из дымовых газов не представляется возможным. В связи с этим авторами рассматривается вариант использования диоксида углерода в качестве добавки к теплоносителю с целью повышения эффективности применяемых в настоящее время тепловых методов воздействия на пласт (пароциклические обработки скважин и паротепловое воздействие). В настоящее время данный вариант комбинированной технологии считается весьма перспективным, в связи с чем ведутся активные исследования [5–8].

Одним из ключевых этапов при обосновании технологий является проведение лабораторных исследований, поскольку они позволяют в определенных условиях, максимально приближенных к пластовым, оценить технологический эффект и получить необходимые параметры для дальнейшего масштабирования процесса. В данной статье приводится описание созданного авторами лабораторно-методического комплекса, позволяющего выполнять необходимый объем исследований для полноценной оценки эффективности тепловых, газовых и комбинированных методов увеличения нефтеотдачи (МУН). В частности, рассматривается экспериментальное оборудование и предлагается методология выполнения комплексных исследований комбинированной технологии закачки теплоносителя и диоксида углерода с целью обоснования эффективного метода извлечения сверхвязкой нефти.

Методология исследований технологий с применением газовых агентов (на примере CO_2)

При реализации газовых и комбинированных (совместно с теплоносителями и различными химическими агентами) МУН в условиях залежей высоковязкой нефти дополнительная добыча нефти становится возможной

благодаря ряду факторов, проявляющихся при контакте пластовой нефти с закачиваемыми агентами [9, 10]. При растворении диоксида углерода в пластовой нефти к основным факторам можно отнести следующие:

а) снижение вязкости. Растворение CO_2 в нефти приводит к существенному снижению ее вязкости (в 2–100 раз и более), подобно тому, как это происходит при применении тепловых методов воздействия. Следует отметить, что данный эффект проявляется тем больше, чем больше вязкость исходной нефти;

б) увеличение нефти в объеме («разбухание» нефти). Данный эффект проявляется при растворении CO_2 в нефти и является важным для извлечения нефти по двум причинам: во-первых, объем вытесненной нефти прямо пропорционален степени ее разбухания; во-вторых, нефтяная фаза в пласте становится неразрывной (отдельные капли нефти соединяются в непрерывную фазу), что способствует увеличению ОФП для нефти;

в) проявление режима растворенного газа. После остановки закачки CO_2 начинает выделяться из нефти, тем самым вытесняя нефть к забою скважины. В случае извлечения высоковязкой нефти (ВВН) при выделении диоксида углерода в пластовых условиях может формироваться стойкая газонефтяная пена, способная ограничивать образование непрерывной газовой фазы в пласте и ее прорыв к добывающим скважинам, тем самым способствуя увеличению охвата залежи процессом вытеснения.

Помимо перечисленных, при растворении CO_2 в высоковязкой нефти могут проявляться в различной степени такие факторы, как экстракция легких и средних компонентов нефти и переход их в легкую (углекислотную) фазу, и снижение поверхностного натяжения на границе «пластовая нефть – CO_2 ». Также отмечается, что образующаяся при контакте диоксида углерода с пластовой водой кислота растворяет карбонатную породу, и это приводит к увеличению проницаемости и объема пор.

На полноту нефтеизвлечения и на эффективность закачки углекислого газа в целом, помимо пластовых условий (температура, давление, проницаемость, наличие трещиноватости и т.д.) и свойств пластовой нефти (состав, вязкость, наличие АСП и др.), влияют и технологические параметры процесса нагнетания CO_2 , (например темп и давление закачки и др.). Не стоит исключать также проявления негативных факторов, к которым можно отнести, например, коррозию нефтепромыслового оборудования, выпадение в свободную фазу асфальтенов и их отложение на стенках пор, кинжальные прорывы закачиваемого диоксида углерода и др. Проблемы, характерные для технологий закачки углекислого газа, и способы их решения описаны, например, в исследованиях [11–13].

Поскольку опыт экспериментальных исследований технологий извлечения ВВН, основанных на закачке диоксида углерода в пласт, практически отсутствует в нашей стране, был выполнен обширный обзор и анализ мирового опыта. В результате обобщения литературных источников и собственного опыта, с учетом возможностей современного оборудования сформирована методология комплексных исследований, которая включает в себя следующие этапы: подготовка керновых моделей пласта и моделей пластовых флюидов, стандартный и специальный комплекс РVT-исследований пластовых флюидов и их смесей с газовым агентом, оценка характера вытеснения нефти, фильтрационные эксперименты на керновых моделях из стандартных и полноразмерных образцов (или насыпных моделях пласта), масштабирование процесса и дальнейшая оптимизация технологии в масштабах пилотного участка с использованием специализированного ПО.

Подготовка моделей пласта и моделей пластовых флюидов включает в себя следующие этапы:

а) отбор образцов керна, определение их фильтрационно-емкостных свойств и структурно-текстурных особенностей;

б) компоновка моделей пласта с параметрами, характеризующими зоны объекта исследований;

в) формирование керновых моделей пласта с характерными для изучаемого объекта параметрами или с параметрами, необходимыми для целей исследований;

г) подготовка и определение свойств пластовых флюидов;

д) подготовка рекомбинированной модели пластовой нефти, газа и модели пластовой воды со свойствами, близкими к физико-химическим свойствам пластовых флюидов.

Следует отметить, что в зависимости от целей исследований, например для выполнения параметрических экспериментов, где необходимо исключить влияние пористой среды (изменчивость состава породы, структура порового пространства и др.) на получаемые результаты, вместо керновых моделей могут быть использованы образцы, выпиленные из однородного песчаника (Berea и т.п.), или искусственные пористые среды, состоящие из кварцевого песка или стеклянных микросфер. Однако это не отменяет необходимости использования реального керна, который позволяет моделировать условия, максимально приближенные к пластовым (что особенно важно, например, при определении коэффициентов вытеснения нефти).

Необходимо тщательно подходить к подготовке модели пластовой нефти, так как ее состав определяет характеристики физико-химических процессов, происходящих при ее контакте с газовым агентом. Для выполнения лабораторных исследований необходимо использовать рекомбинированную модель пластовой нефти, приготовленную с применением модельного газа или газа, отобранного из промышленного сепаратора.

Тщательная подготовка проб пористых сред и пластовых флюидов позволяет повысить достоверность результатов последующих лабораторных экспериментов и численного моделирования.

PVT-исследования модели нефти и ее смесей с газовым агентом при различных соотношениях являются важной частью лабораторных исследований, так как фазовое поведение смеси нефти и углекислого газа, образующейся в пластовых условиях, рассматривается многими исследователями

как определяющий фактор при оценке эффективности технологии закачки CO₂ [7, 8].

Комплекс включает в себя:

а) стандартные PVT-исследования рекомбинированной модели нефти [13] (определение плотности и вязкости, давления насыщения и объемного коэффициента при различных термобарических условиях);

б) специальные PVT-исследования смесей рекомбинированной модели нефти и газового агента в различных пропорциях [14–18] (определение зависимости свойств смеси от термобарических условий и концентрации газа, изучение растворимости газового агента в нефти, определение степени изменения объема нефти (swelling test) [17–19], определение условий дестабилизации смол и асфальтенов [20] и др.).

Изучение характера взаимодействия пластовой нефти и газового агента включает в себя определение минимального давления смесимости (МДС) и определение режима вытеснения нефти газовым агентом различными методами.

Так называемый slim-tube test [21–23] является наиболее распространенным среди ряда методов лабораторного определения МДС, поскольку позволяет производить определение режима вытеснения нефти газом [24], а также осуществлять подбор состава агента-растворителя.

Также достаточно широкое распространение получили «метод всплывающего пузырька» (англ. Rising-bubble method – RBM) [25] и «метод исчезающего поверхностного натяжения» (англ. vanishing interfacial tension – VIT) [26].

Результаты исследований на данном этапе позволяют сформировать представление о физико-химических процессах, имеющих место при динамическом контакте закачиваемого газа с пластовой нефтью. Кроме этого, полученные данные используются в дальнейшем при создании и настройке флюидальной и композиционной моделей.

Фильтрационные эксперименты включают:

а) специальные (параметрические) фильтрационные эксперименты на керне или насыпных моделях пласта (искусственных средах) с целью изучения особенностей

процесса вытеснения при варьировании различных параметров (влияние давления и температуры, проницаемости и трещиноватости, установление оптимальных параметров воздействия (например, размер оторочки агента или соотношение объемов закачки вытесняющих агентов)) в зависимости от моделируемой схемы закачки [27–30];

б) исследования на керне с целью изучения вытесняющей способности CO₂ при различных схемах закачки (вытеснение CO₂ [31, 32], циклическое воздействие CO₂ [33, 34], попеременная закачка CO₂ и воды [35], комбинированное воздействие с теплоносителями [36, 37], в том числе с применением различных добавок (углеводородные растворители [37], ПАВ [38, 39] и др.)).

Отдельно можно выделить микро-моделирование с применением искусственных пористых сред, которое позволяет установить закономерности и особенности процесса вытеснения нефти на уровне отдельных пор и систем поровых каналов путем визуального наблюдения [35].

Фильтрационные эксперименты позволяют выполнить предварительную оценку эффективности технологии при различных термобарических условиях, изучить особенности вытеснения при проявлении различных факторов, оценить эффективность различных схем закачки CO₂, а также получить

необходимую информацию для дальнейшего масштабирования процесса.

Масштабирование и оптимизация технологии выполняются путем численного моделирования с использованием специализированных симуляторов (например симулятор компании Computer modelling group – CMG), включающих в себя термический и композиционный модули. При этом для создания и адаптации модели пилотного участка (сектора) используются результаты лабораторных исследований [40, 41]. В ходе экспресс-скрининга моделируются различные сценарии разработки участка, которые в первую очередь отличаются схемами закачки агентов, размерами оторочек закачиваемых реагентов, схемами размещения скважин и др. В результате расчетов получают оптимальный вариант реализации технологии, который в дальнейшем используется для выполнения технико-экономической оценки (ТЭО).

Реализация данного этапа позволяет повысить качество выполняемых исследований за счет расширения масштаба оценки технологии и повышения информативности выдаваемых результатов, а также дает возможность максимально оптимизировать схему лабораторных исследований с учетом понимания объема необходимых данных для создания моделей.



Рис. 1. Методология комплексных исследований методов увеличения нефтеотдачи, основанных на закачке диоксида углерода



Рис. 2. Лабораторный комплекс для выполнения исследований тепловых и газовых МУН: *а* – общий вид установки, *б* – поршневые расходомеры, *в* – визуальный трехфазный сепаратор, *г* – блок измерения поверхностного натяжения в пластовых условиях, *д* – визуальная ячейка, *е* – слим-модель в термошкафу

Описанная методология исследований схематично представлена на рис. 1, где указаны отдельные этапы исследований и их взаимосвязь друг с другом.

Описание лабораторного оборудования

Для выполнения исследований создан специальный лабораторный комплекс, позволяющий выполнять фильтрационные эксперименты на керновых и насыпных моделях пласта с применением различных вытесняющих агентов (вода, газ, пар, химические композиции) в широком диапазоне температур и давлений (рис. 2, *а*). Конструкция комплекса позволяет выполнять эксперименты по двух- и трехфазной фильтрации, а также одновременное выполнение двух независимых экспериментов (закачка и отбор флюидов, измерение перепада давления, измерение количества отбираемых нефти, воды и газа, динамический анализ компонентного состава отбираемых флюидов).

Фильтрационная установка включает в себя ряд функциональных блоков (систем): блок горного давления, блок подачи флюидов,

блок подготовки и подачи газового агента, два блока кернодержателей, два блока slim-tube-моделей, два блока измерения перепада давления, два блока противодавления, два блока замера объема флюидов, блок генерации пара, блок охлаждения гидравлической линии, блок замера поверхностного натяжения, блок сбора данных и хроматографический комплекс для контроля и мониторинга МУН.

Блоки подачи флюидов, кернодержателей, измерения перепада давления, противодавления и сбора данных имеют классическое исполнение; отдельного описания заслуживают следующие блоки:

- блок горного давления предназначен для создания и поддержания независимого давления обжима в двух кернодержателях. Блок состоит из поршневого насоса, автоматических клапанов, осуществляющих автоматическую работу насоса на оба кернодержателя, и датчиков давления;

- блок подготовки и подачи газового агента включает в себя насос-усилитель для перекачки газов из баллонов, емкость высокого давления для накопления газовых смесей, двухплунжерный насос и систему манометров

и предохранительных клапанов. Блок позволяет сжимать и нагревать газ до необходимых термобарических условий и подавать на блоки кернодержателей или slim-tube;

– блок slim-tube включает в себя собственно slim-tube-модели, специальную поршневую емкость для газового агента, фильтр на выходном конце модели и визуальную ячейку высокого давления. Конструкция визуальной ячейки позволяет производить фото- и видеофиксацию фазового поведения на различных стадиях эксперимента по вытеснению нефти газовыми агентами;

– блок замера объемов флюидов на выходе из моделей пласта включает в себя трехфазный визуальный сепаратор, специальные поршневые расходомеры, установленные после сепаратора, и систему датчиков давления. Сепаратор с помощью цифровых камер контролирует уровни разделов фаз «вода – нефть» и «нефть – газ». При перемещении уровней раздела фаз поршневые расходомеры откачивают соответствующие фазы, при этом в системе поддерживается постоянное давление. Конструкция блока позволяет в процессе экспериментов направлять флюиды на хроматографический комплекс с заданной периодичностью, для чего должным образом могут быть настроены поршневые расходомеры. Использование поршневых расходомеров обусловлено возможностью замеров объемных расходов фаз в широком диапазоне значений (таблица);

– блок генерации пара используется в фильтрационных экспериментах при моделировании МУН с применением теплоносителей и представляет собой проточный парогенератор-перегреватель с установленными в нем термopарми для контроля параметров теплоносителя. Для контроля параметров пара предусмотрены линия с клапаном противодействия, поддерживающая постоянное давление в системе, и капиллярная стальная трубка, обеспечивающая падение давления на выходе из парогенератора, за счет чего можно регулировать степень сухости пара;

– блок охлаждения гидравлической линии, как правило, используется в связке с блоком генерации пара с целью охлаждения флюида

Основные технические характеристики фильтрационной установки

Параметр	Значение
Общие характеристики	
Максимальное рабочее горное давление, МПа	60,
Максимальное рабочее поровое давление, МПа	40,0
Максимальная рабочая температура, °C	200
Диапазон объемного расхода флюидов, см ³ /мин	0,001–50
Блок кернодержателей	
Тип кернодержателя	Хасслера
Диаметр, мм	30, 110
Максимальная длина колонки керна, мм	600
Блок slim-tube	
Длина трубки, м	12, 24, 40
Наружный диаметр трубки, мм	6, 8, 12
Материал	Нержавеющая сталь
Набивка	Стеклянные микросферы
Фракция, mesh	100
Пористость, %	38
Газопроницаемость, мкм ²	33
Блок замера объемов флюидов	
Диапазон расхода жидкости, см ³ /мин	0,1–200
Диапазон расхода газа, см ³ /мин	0,1–500
Точность, %	1
Максимальный объем, см ³	
– нефти	400
– газа	Нет ограничений
– воды	Нет ограничений
Блок генерации пара	
Максимальное рабочее давление, МПа	25
Максимальная рабочая температура, °C	360

на выходе из модели пласта и для поддержания необходимой температуры на линии поддержания давления теплоносителя в блоке генерации пара и представляет собой криостат, который обеспечивает циркуляцию охлаждающего агента по трубкам, в которые вставлены трубки гидравлической линии фильтрационной установки;

– блок замера поверхностного натяжения предназначен для измерения поверхностного натяжения в пластовых условиях методом висячей капли и состоит из ячейки высокого давления со смотровым окном, источника направленного света и высокоскоростной камеры. В зависимости от задачи визуальная ячейка заполняется необходимой прозрачной фазой (вода или газ), после чего с помощью иглы подается нефть для последующего

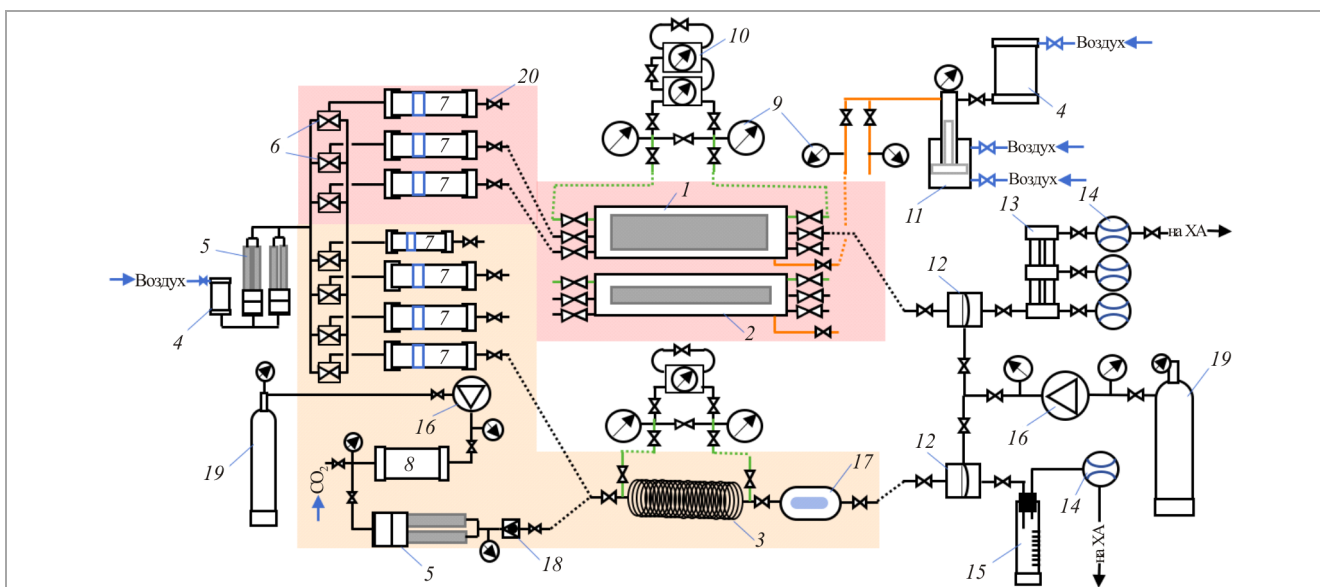


Рис. 3. Принципиальная гидравлическая схема фильтрационной установки: 1 – кернодержатель, 110 мм; 2 – кернодержатель, 30 мм; 3 – слим-модель; 4 – емкость с маслом; 5 – плунжерные насосы; 6 – клапаны; 7 – сосуд высокого давления с подвижным поршнем; 8 – сосуд высокого давления; 9 – манометр; 10 – дифманометр; 11 – поршневой насос горного давления; 12 – клапан противодействия; 13 – трехфазный сепаратор; 14 – поршневые расходомеры; 15 – мерная бюретка; 16 – пневмоусилители; 17 – визуальная ячейка; 18 – обратный клапан; 19 – газовые баллоны; 20 – игольчатый кран

измерения поверхностного натяжения. Блок позволяет выполнять определение минимального давления смесимости (МДС) методом VIT.

Блочное исполнение установки позволяет конфигурировать гидравлическую линию для выполнения экспериментов по вытеснению нефти на керновых моделях пласта и на slim-tube-моделях и при необходимости использовать дополнительные блоки (генерации пара, замера поверхностного натяжения, хроматографический комплекс и др.).

Для работы со сжижающимися газами (CO₂ или смеси газов) уплотнительные кольца контактирующих элементов гидравлической линии выполнены из материалов, устойчивых к декомпрессии газа.

Основные технические характеристики фильтрационной установки представлены в таблице, на рис. 3 приведена принципиальная гидравлическая схема фильтрационной установки.

Описание экспериментов

Подготовительные работы. Для подготовки керновых моделей пласта предварительно формировалась коллекция цилиндрических образцов стандартного размера. Затем для определения фильтрационно-емкостных свойств

(ФЕС) отбирались образцы, обладающие правильной формой, без сколов, трещин и крупных каверн на торцах и боковой поверхности. Пористость определялась методом жидкостенасыщения, газопроницаемость – методом фильтрации газа через образец. Связанная водонасыщенность создавалась методом полупроницаемой мембраны в групповом капилляриметре.

Компоновка составных керновых моделей выполнялась согласно положениям отраслевого стандарта [42] по значениям коэффициентов открытой пористости и абсолютной газопроницаемости отдельных цилиндрических образцов.

Составные керновые модели компоновались из условий равенства их средневзвешенных по длине значений пористости и газопроницаемости, длин и объемов пор с целью исключения влияния изменения данных параметров на результаты экспериментов.

В работе [43] показано, что начальная нефтенасыщенность может оказывать значительное влияние на величину коэффициента вытеснения нефти и газонефтяное отношение (ГНО). При этом чем выше вязкость нефти, тем сильнее влияние начальной нефтенасыщенности на данные показатели.

С учетом вышесказанного компоновка керновых моделей пласта осуществлялась таким образом, чтобы значения связанной водонасыщенности (a значит, и начальной нефтенасыщенности, так как $S_{н\text{ нач.}} = 1 - S_{в\text{ нач.}}$) моделей были одинаковыми.

Подготовка моделей растворенного газа выполнялась статическим методом парциальных давлений. Суть метода заключается в задании состава газовой смеси (объемных долей компонентов) в соответствии с парциальными давлениями отдельных компонентов, исходя из уравнения (1):

$$P_{\text{см}} = \sum_{i=1}^n P_i, \quad (1)$$

где $P_{\text{см}}$ – давление смеси газов, P_i – парциальное давление газового компонента.

Для определения парциального давления каждого газа при задании смеси объемными (молярными) долями можно воспользоваться законом Бойля – Мариотта, из которого следует, что при постоянной температуре:

$$P_i = P \frac{V_i}{V} = r_i P, \quad (2)$$

где V_i – парциальный объем компонента; V – объем газовой смеси; r_i – объемная доля компонента смеси.

Таким образом, задание состава смеси газов возможно путем сложения парциальных давлений компонентов:

$$P_{\text{см}} = r_i P + r_{i+1} P + r_n P, \quad (3)$$

где r_i – объемная доля газового компонента в смеси.

Для приготовления рекомбинированной модели нефти и ее смесей с диоксидом углерода использовалась предварительно дегазированная и очищенная от механических примесей устьева проба нефти, отобранная из скважин пермокарбоновой залежи Усинского месторождения.

Для этого в ячейку для рекомбинирования нефти предварительно закачивали расчетное количество модели пластового газа в объеме, соответствующем требуемому объему

рекомбинированной модели нефти и среднему газосодержанию нефти в пластовых условиях.

При приготовлении смеси рекомбинированной модели нефти с диоксидом углерода после модели растворенного газа закачивали чистый диоксид углерода. Объем закачки CO_2 рассчитывался с учетом «мертвого объема» трубок от емкости с CO_2 до крана на емкости для рекомбинирования.

После закачки газов в ячейку для рекомбинирования переводили дегазированную нефть с помощью емкости высокого давления. Затем давление в ячейке поднимали до соответствующего пластовому, а температуру устанавливали на уровне выше пластовой на 30–40 °С.

Готовность рекомбинированной модели нефти определяли по стабилизации газосодержания, которое получали методом однократной сепарации в процессе перемешивания.

Определение PVT-свойств рекомбинированной модели нефти выполнялось согласно [44]. На стадии выполнения PVT-исследований рекомбинированной модели нефти дополнительно определяли зависимость объемного коэффициента от давления. Данная зависимость использовалась затем при расчете коэффициентов вытеснения нефти на слим-моделях и на составных керновых моделях.

Определение режима вытеснения нефти. Задачей фильтрационных исследований на слим-моделях являлась оценка режима вытеснения высоковязкой нефти диоксидом углерода при различных термобарических условиях, соответствующих условиям, характерным для зон пермокарбоновой залежи Усинского месторождения.

Описание эксперимента. Предварительно заполненную кварцевым песком трубку насыщали керосином при давлении 7 МПа с целью растворения и удаления воздуха, находящегося в пустотном пространстве песчаной набивки.

Керосин вытеснялся рекомбинированной моделью нефти до стабилизации перепада давления при температуре и давлении эксперимента, после чего слим-модель выдерживалась при установленных давлении и температуре в течение 24 ч.

Подготовленный CO₂ (сжатый и нагретый до условий эксперимента) закачивали в слим-модель при поддержании постоянного перепада давления на уровне 1,2 МПа.

Объемы флюидов на выходе из слим-модели замеряли с помощью визуального сепаратора и специальных поршневых расходомеров.

В процессе эксперимента осуществлялся анализ физико-химических свойств отбираемых флюидов.

CO₂ закачивался в объеме, соответствующем 1,2 объема пустотного пространства слим-модели (при пластовых условиях), после чего эксперимент останавливали.

Коэффициент вытеснения нефти ($K_{вт}$) рассчитывался согласно уравнению (4):

$$K_{вт} = \frac{V_{вн} \cdot b - V_{мерт}}{V_{пор}}, \quad (4)$$

где $V_{вн}$ – объем вытесненной нефти, см³, b – объемный коэффициент нефти, соответствующий ступени порового давления и пластовой температуре, ед., $V_{мерт}$ – мертвый объем трубок на входе в слим-модель (определялся геометрическим способом), см³, $V_{пор}$ – объем пор слим-модели, равный объему нефти, изначально содержащейся в слим-модели, см³.

После каждого эксперимента производилась очистка слим-модели путем прокачки нескольких поровых объемов растворителя до его полного обесцвечивания на выходе из слим-модели при температуре 150 °С.

Режим вытеснения устанавливался по величине коэффициента вытеснения нефти в соответствии с установленными критериями: полная смесимость 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.

Фильтрационные эксперименты на керновых моделях пласта. В соответствии с задачами исследований эксперименты на керновых моделях выполнялись в различных

изотермических условиях, характеризующих ту или иную степень прогрева пласта пермокарбоневой залежи Усинского месторождения.

Обоснование скорости фильтрации. Важным условием при моделировании фильтрационных процессов является воспроизведение реальной скорости фильтрации. Для моделирования пластовых условий фильтрации необходимо иметь информацию о реальной скорости фильтрации в моделируемом объекте, однако существующие методы оценки скоростей фильтрации дают информацию о скорости, как правило, по всему изучаемому интервалу, где основной вклад в измерение вносит высокопроницаемая зона. Поэтому получаемые данные являются в значительной степени завышенными и не могут быть использованы в фильтрационных экспериментах при моделировании низкопроницаемых зон пласта.

Характер вытеснения и движения фаз в пористой среде зависит от соотношения вязкостных, гравитационных и капиллярных сил. Соотношение между вязкостными и капиллярными силами описывается безразмерным числом N_{ca} (5):

$$N_{ca} = \frac{v\mu D}{\sigma}, \quad (5)$$

где v – скорость фильтрации; μD – вязкость вытесняющей фазы (воды или CO₂); σ – поверхностное натяжение на границе вытесняемой и вытесняющей фаз.

Соотношение между гравитационными и капиллярными силами характеризуется безразмерным числом Бонда (Bo) (6):

$$Bo = \frac{\Delta\rho g K}{\sigma}, \quad (6)$$

где $\Delta\rho$ – разность плотностей вытесняемой и вытесняющей фаз; g – ускорение свободного падения; K – проницаемость пористой среды; σ – поверхностное натяжение на границе вытесняемой и вытесняющей фаз.

При моделировании фильтрации капиллярные силы должны превалировать над двумя другими, и, как было установлено в

[45], величины N_{ca} и Vo должны быть меньше или равны 10^{-5} . При выполнении экспериментов параметры выбирались исходя из данного условия.

Техника выполнения экспериментов. Предварительно подготовленная керновая модель пласта помещалась в кернодержатель и донасыщалась керосином. После чего выполнялось замещение керосина рекомбинированной моделью нефти. Фильтрация нефти продолжалась до достижения стабилизации перепада давления между торцами составной керновой модели. После стабилизации перепада давления определялась фазовая проницаемость по нефти ($K_{прн}$) при остаточной (связанной) водонасыщенности ($S_{вост}$).

После термостабилизации модели пласта и гидравлической системы в керновую модель пласта производилась закачка агента вытеснения (воды или CO_2).

Измерение объемов вытесненных флюидов производилось с некоторой периодичностью с целью построения динамики вытеснения, причем на каждом временном отрезке фиксировался перепад давления.

Закачка агента вытеснения производилась до момента прекращения выхода нефти из модели пласта или после прокачки в объеме, соответствующем $2 V_{пор}$ керновой модели пласта.

По окончании эксперимента подсчитывался объем извлеченной из керновой модели нефти с учетом «мертвого объема» трубок на выходе из кернодержателя.

Исходя из известного объема изначально содержащейся в порах керновой модели пласта нефти, производился расчет коэффициента вытеснения ($K_{вт}$) нефти согласно уравнению (7):

$$K_{вт} = \frac{V_{вн} \cdot b - V_{мерт}}{V_{пор} - V_{св в}}, \quad (7)$$

где $V_{пор}$ – объем пор модели пласта, $см^3$; $V_{св в}$ – объем связанной воды в модели пласта, $см^3$.

Заключение

1. Создан специализированный лабораторный комплекс, позволяющий выполнять весь спектр исследований, необходимых при изучении тепловых и газовых МУН.

2. Предложена методология комплексной оценки эффективности технологий извлечения ВВН с использованием экспериментальных и численных методов.

3. Сформированы методики выполнения исследований комбинированной технологии закачки теплоносителей и диоксида углерода для повышения КИН на пермокарбонатной залежи Усинского месторождения.

Библиографический список

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. Chemical, physical and thermal properties of carbon dioxide. Phase diagram included. [Электронный ресурс]. – URL: https://www.engineeringtoolbox.com/CO2-carbon-dioxide-properties-d_2017.html (дата обращения: 17.11.2018).

3. Anwar S., Carroll J.J. Carbon Dioxide Thermodynamic Properties Handbook: Covering Temperatures from -20° to $250^\circ C$ and Pressures up to 1000 Bar, Second Edition. Scrivener Publishing LLC. – Published by John Wiley & Sons, Inc., 2016. – 578 p.

4. 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

5. Технология вытеснения нефти паром с добавкой углекислого газа CO_2 на поздней стадии вытеснения нефти паром – на примере блока J6 месторождения Синьцзян / Ч. Си, Ц. Ци, Т. Лю, Ю. Чжан, Ф. Чжао, Ц. Юй, Д. Шэнь, С. Ли // Российская нефтегазовая техническая конференция SPE. – М., 22–24 октября, 2019. DOI: 10.2118/196767-RU

6. Физическое моделирование технологии закачки CO_2 в процессе парогравитационного дренажа / Ю. Чжан, Шэнь Дэхуан, Гао Юнжун [и др.] // Acta Petrolei Sinica. – 2014. – Vol. 35, № 6. – P. 1147–1152. DOI: 10.7623/syxb201406012

7. Исследование технологии парового затопления с добавкой CO₂ в вертикальных и горизонтальных скважинах / Ш. Лю, Ш. Ян, Ю. Гао [и др.] // *Acta Petrolei Sinica*. – 2008. – Vol. 29, № 3. – P. 414–417. DOI: 10.7623/syxb200803019

8. Experimental study on effects of CO₂ and improving oil recovery for CO₂ assisted SAGD in super-heavy-oil reservoirs / C. Wang, P. Liu, F. Wang [et al.] // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2018. – 165. – P. 1073–1080. DOI: 10.1016/j.petrol.2018.02.058

9. Lake L.W. Enhanced Oil Recovery Fundamentals. – Society of Petroleum Engineers, 1985. – 2014. – 496 p.

10. Бабалян Г.А. Применение карбонизированной воды для увеличения нефтеотдачи – М.: Недра, 1976 – 144 с.

11. Глазова В.М., Рыжик В.М. Применение двуокиси углерода для повышения нефтеотдачи пластов за рубежом. – М.: Изд-во ВНИИОЭНГ, 1986. – 45 с.

12. Zhang N., Wei M., Bai B. Statistical and analytical review of worldwide CO₂ immiscible field applications // *Fuel*. – 2018. – Vol. 220. – P. 89–100. DOI: 10.1016/j.fuel.2018.01.140

13. Recharacterizing evolving fluid and PVT properties of Weyburn oil-CO₂ system / P. Luo, V. Erl, N. Freitag, S. Huang // *International Journal of Greenhouse Gas Control*. – 2013. – № 16. – P. 226–235. DOI: 10.1016/j.ijggc.2013.03.001

14. Miller J.S., Jones A.J. A laboratory study to determine physical characteristics of heavy oil after CO₂ saturation // *Second Joint Symposium on Enhanced Oil Recovery of the Society of Petroleum Engineers held in Tulsa*. – Oklahoma, April 8, 1981. DOI: 10.2118/9789-MS

15. F.M. Orr Jr., Yu A.D., Lien, C.L. Phase Behavior of CO₂ and Crude Oil in Low-Temperature Reservoirs // *SPE Journal*. – 1981. – Vol. 21, № 4. – P. 480–492. DOI: 10.2118/8813-PA

16. Chung F.T.H., Ray A.J., Hal T.N. Measurements and Correlations of the Physical Properties of CO₂/Heavy-Crude-Oil Mixtures // *SPE Journal*. – 1988. – Vol. 3, № 3. – P. 822–828. DOI: 10.2118/15080-PA

17. Особенности взаимодействия сжиженного углекислого газа с высоковязкой нефтью. Часть 1.

Объемное и фазовое поведение смесей / А.А. Лобанов, М.А. Звонков, М.В. Хлань, Е.Ю. Пустова, В.А. Коваленко, А.Б. Золотухин // *Нефтепромысловое дело*. – 2018. – № 4. – С. 24–30. DOI: 10.30713/0207-2351-2018-4-24-30

18. Особенности взаимодействия сжиженного углекислого газа с высоковязкой нефтью. Часть 2. Свойства фаз / А.А. Лобанов, К.А. Щеколдин, М.А. Звонков, М.В. Хлань, Е.Ю. Пустова, В.А. Коваленко, И.А. Стручков, А.Б. Золотухин // *Нефтепромысловое дело*. – 2018. – № 5. – С. 47–53. DOI: 10.30713/0207-2351-2018-5-47-53

19. Lashkarbolooki M., Riazi M., Ayatollahi S. Experimental investigation of dynamic swelling and Bond number of crude oil during carbonated water flooding; Effect of temperature and pressure // *Fuel*. – 2018. – № 214. – P. 135–143. DOI: 10.1016/j.fuel.2017.11.003

20. Zhang W., Wang Y., Ren T. Influence of injection pressure and injection volume of CO₂ on asphaltene deposition // *Petroleum Science and Technology*. – 2017. – Vol. 35, № 4. – P. 313–318. DOI: 10.1080/10916466.2016.1258419

21. Miscible Displacement of Heavy West Sak Crude by Solvents in Slim Tube / A.K. Sharma, S.L. Patil, V.A. Kamath, G.D. Sharma // *SPE California Regional Meeting held in Bakersfield*. – California, April 5–7, 1989. DOI: 10.2118/18761-MS

22. Elsharkawy A.M., Poettmann F.H., Christiansen R.L. Measuring Minimum Miscibility Pressure: Slim-Tube or Rising-Bubble Method? // *Eighth Symposium on Enhanced Oil Recovery held in Tulsa*. – Oklahoma, April 22–24, 1992. DOI: 10.2118/24114-MS

23. Лян Мэн Физическое моделирование вытеснения нефти газом (растворителем) с использованием керновых моделей пласта и slim-tube: дис. ... канд. техн. наук (25.00.2017). – М., 2016. – С. 85–86.

24. 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

25. Christiansen R.L., Haines H.K. Rapid Measurement of Minimum Miscibility Pressure with the Rising-Bubble Apparatus // *SPE Res. Eng.* – 1987. – Vol. 2, № 4. – P. 523–527. DOI: 10.2118/13114-PA

26. Rao D.N., Lee J.I. Evaluation of Minimum Miscibility Pressure and Composition for Terra Nova Offshore Project Using the New Vanishing Interfacial Tension Technique // SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium. – 2000. DOI:10.2118/59338-ms
27. Экспериментальное исследование процесса вытеснения высоковязкой нефти сверхкритическим диоксидом углерода в широком диапазоне термобарических условий [Электронный ресурс] / А.В. Радаев, Н.Р. Батраков, И.А. Кондратьев, А.А. Мухамадиев, А.Н. Сабирзянов // Георесурсы. – 2010. – № 2 (34). – С. 16–18. – URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/eksperimentalnoe-issledovanie-protsessa-vytesneniya-vysokovyazkoj-nefti-sverhkriticheskim-dioksidom-ugleroda-v-shirokom-diapazone> (дата обращения: 10.02.2020).
28. Влияние термобарических условий на коэффициент вытеснения нефтей различной вязкости сверхкритическим диоксидом углерода [Электронный ресурс] / А.В. Радаев, Э.Р. Насыров, Н.Р. Батраков, А.А. Мухамадиев, А.Н. Сабирзянов // Вести газовой науки. – 2011. – № 2 (7). – URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/vliyanie-termobaricheskikh-usloviy-na-koefitsient-vytesneniya-neftey-razlichnoy-vyazkosti-sverhkriticheskim-dioksidom-ugleroda> (дата обращения: 07.02.2020).
29. Исследование влияния термобарических условий на вытеснение нефти диоксидом углерода в сверхкритическом состоянии [Электронный ресурс] / Д.Г. Филенко, М.Н. Дадашев, В.А. Винокуров, Б.А. Григорьев // Вести газовой науки. – 2012. – № 3 (11). – URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/issledovanie-vliyaniya-termobaricheskikh-usloviy-na-vytesnenie-nefti-dioksidom-ugleroda-v-sverhkriticheskom-sostoyanii> (дата обращения: 25.01.2020).
30. A parametric investigation of the cyclic CO₂ injection process / J. Wolcott, P. Schenewerk, T. Berzins, F. Karim // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 1995. – № 14. – P. 35–44. DOI: 10.1016/0920-4105(95)00020-8
31. Zheng S., Li H., Yang D. Pressure maintenance and improving oil recovery with immiscible CO₂ injection in thin heavy oil reservoirs // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2013. – Vol. 112. – P. 139–152. DOI: 10.1016/j.petrol.2013.10.020
32. Seyyedsar S. M., Farzaneh S.A., Sohrabi M. Experimental investigation of tertiary CO₂ injection for enhanced heavy oil recovery // Journal of Natural Gas Science and Engineering. – 2016. – Vol. 34. – P. 1205–1214. DOI: 10.1016/j.jngse.2016.08.020
33. Optimizing Cyclic CO₂ Injection for Low-permeability Oil Reservoirs through Experimental Study / Z. Wang, J. Ma, R. Gao, F. Zeng, C. Huang, P. Tontiwachwuthikul, Z. Liang // Unconventional Resources Conference-Canada held in Calgary. – Alberta, Canada, 5–7 November, 2013. DOI: 10.2118/167193-MS
34. Iraj B., Shadizadeh S.R., Riazi M. Experimental investigation of CO₂ huff and puff in a matrix-fracture system // Fuel. – 2015. – Vol. 158, № 15. – P. 105–112. DOI: 10.1016/j.fuel.2015.04.069
35. 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.
36. Liu S.C., Sharma M.P., Harris H. G. Steam And CO₂ Combination Flooding of Fractured Cores: Experimental Studies // 46th Annual Technical Meeting of The Petroleum Society of CIM in Banff. – Alberta, Canada, May 14–17, 1995. DOI: 10.2118/95-80
37. Bagci A.S., Gumrah F. Effects of CO₂ and CH₄ addition to steam on recovery of West Kozluca heavy oil // SPE International Thermal Operations and Heavy Oil Symposium and Western Regional Meeting, 16–18 March. – Bakersfield, California, 2004. DOI: 10.2118/86953-MS
38. Experimental investigation of Liquid-CO₂ and CO₂-Emulsion Application for enhanced heavy oil recovery / A. Emadi, M. Sohrabi, S.A. Farzaneh, S. Ireland // SPE EAGE Annual Conference & Exhibition incorporating SPE Europec, 10–13 June. – London, UK, 2013. DOI: 10.3997/2214-4609.20130508
39. Zhang Y.P., Luo P., Huang S. Improved heavy oil recovery by CO₂ injection augmented with chemicals // SPE International Oil and Gas Conference and Exhibition in China, 8–10 June. – Beijing, China, 2010. DOI: 10.2118/131368-MS
40. Comparative evaluation of immiscible, near miscible and miscible CO₂ huff-n-puff to

enhance oil recovery from a single matrix–fracture system (experimental and simulation studies) / F. Torabi, A. Qazvini Firouz, A. Kavousi, K. Asghari // *Fuel*. – 2012. – Vol. 93. – P. 443–453. DOI: 10.1016/j.fuel.2011.08.037

41. Liquid carbon dioxide flooding in low temperature oil reservoirs / B. Moradi, M. Awang, K.M. Sabil, M.A. Shoushtari, P. Moradi, Hamzeh Ajdari, M.T. Shuker // SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, 22–24 October. – Jakarta, Indonesia, 2013. DOI: 10.2118/165888-MS

42. ОСТ 39-195–86. Нефть. Метод определения коэффициента вытеснения нефти водой в лабораторных условиях. – М., 1986.

43. 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

44. ОСТ 153-39.2-048-2003. Нефть. Типовые исследования пластовых флюидов и сепарированных нефтей. – М., 2003.

45. Green D.W., Willhite G.P. Enhanced Oil Recovery // *Society of Petroleum Engineers*. – 1986. – 545 p.

References

1. Ruzin L.M., Chuprov I.F., Moroziuk 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'iuternykh issledovaniy, 2015, 480 p.

2. Chemical, physical and thermal properties of carbon dioxide. Phase diagram included, available at: https://www.engineeringtoolbox.com/CO2-carbon-dioxide-properties-d_2017.html (accessed 17 November 2018).

3. Anwar S., Carroll J.J. *Carbon Dioxide Thermodynamic Properties Handbook: Covering Temperatures from -20° to 250°C and Pressures up to 1000 Bar*, Second Edition. Scrivener Publishing LLC. Published by John Wiley & Sons, Inc., 2016, 578 p.

4. Kalinin S.A., Moroziuk O.A. *Razrabotka mestorozhdenii vysokoviazkoi neftei v karbonatnykh*

kollektorakh 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

5. Si Ch., Tsi Ts., Liu T., Chzhan Iu., Chzhao F., Iui Ts., Shen' D., Li S. *Tekhnologiya vytesneniia nefti parom s dobavkoi uglekislogo gaza SO₂ na pozdnei stadii vytesneniia nefti parom – na primere bloka J6 mestorozhdeniia Sin'tsian* [CO₂ Assisted Steam Flooding Technology after Steam Flooding – A Case Study in Block J6 of Xinjiang Oilfield]. *Rossiiskaia neftegazovaia tekhnicheskaiia konferentsiia SPE*. 22-24 October, Moscow, 2019. DOI: 10.2118/196767-RU

6. Chzhan Iu., Dekhuan Shen', Iunzhun Gao et al. *Fizicheskoe modelirovanie tekhnologii zakachki CO₂ v protsesse parogravitatsionnogo drenazha* [Physical simulation experiments on CO₂ injection technology during steam assisted gravity drainage process]. *Acta Petrolei Sinica*, 2014, vol. 35, no. 6, pp. 1147-1152. DOI: 10.7623/syxb201406012

7. Liu Sh., Sh., Gao Iu. et al. *Issledovanie tekhnologii parovogo zatopeniia s dobavkoi CO₂ v vertikal'nykh i gorizont'al'nykh skvazhinakh* [Study on CO₂-assisted steam flooding process combined vertical and horizontal wells]. *Acta Petrolei Sinica*, 2008, vol. 29, no. 3, pp. 414-417. DOI: 10.7623/syxb200803019

8. Wang C., Liu P., Wang F. et al. *Experimental study on effects of CO₂ and improving oil recovery for CO₂ assisted SAGD in super-heavy-oil reservoirs*. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2018, 165, pp. 1073-1080. DOI: 10.1016/j.petrol.2018.02.058

9. Lake L.W. *Enhanced Oil Recovery Fundamentals*. Society of Petroleum Engineers, 2014, 496 pp.

10. Babalian G.A. *Primenenie karbonizirovannoi vody dlia uvelicheniia nefteotdachi* [Application of carbonated water to enhance oil recovery]. Moscow: Nedra, 1976, 144 p.

11. Glazova V.M., Ryzhik V.M. Primenenie dvoukisi ugleroda dlia povysheniia nefteotdachi plastov za rubezhom [The use of carbon dioxide for enhanced oil recovery abroad]. Moscow: VNIIOENG, 1986, 45 p.
12. Zhang N., Wei M., Bai B. Statistical and analytical review of worldwide CO₂ immiscible field applications. *Fuel*, 2018, vol. 220, pp. 89-100. DOI: 10.1016/j.fuel.2018.01.140
13. Luo P., Erl V., Freitag N., Huang S. Recharacterizing evolving fluid and PVT properties of Weyburn oil-CO₂ system. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2013, no. 16, pp. 226-235. DOI: 10.1016/j.ijggc.2013.03.001
14. Miller J.S., Jones A.J. A laboratory study to determine physical characteristics of heavy oil after CO₂ saturation. *Second Joint Symposium on Enhanced Oil Recovery of the Society of Petroleum Engineers held in Tulsa, Oklahoma, April 8, 1981*. DOI: 10.2118/9789-MS
15. F.M. Orr Jr., Yu A.D., Lien, C.L. Phase Behavior of CO₂ and Crude Oil in Low-Temperature Reservoirs. *SPE Journal*, 1981, vol. 21, no. 4, pp. 480-492. DOI: 10.2118/8813-PA
16. Chung F.T.H., Ray A.J., Hal T.N. Measurements and Correlations of the Physical Properties of CO₂/Heavy-Crude-Oil Mixtures. *SPE Journal*, 1988, vol. 3, no. 3, pp. 822-828. DOI: 10.2118/15080-PA
17. Lobanov A.A., Zvonkov M.A., Khlan' M.V., Pustova E.Iu., Kovalenko V.A., Zolotukhin A.B. Osobennosti vzaimodeistviia szhizhennogo uglekislogo gaza s vysokoviazkoi neft'iu. Chast' 1. Ob'emnoe i fazovoe povedenie smesei [Peculiarities of interaction of liquefied carbon-dioxide gas with high-viscous oil. Part I. Mixtures volume and phase behavior]. *Neftepromyslovoe delo*, 2018, no. 4, pp. 24-30. DOI: 10.30713/0207-2351-2018-4-24-30
18. Lobanov A.A. Shchekoldin K.A., Zvonkov M.A., Khlan' M.V., Pustova E.Iu., Kovalenko V.A., Struchkov I.A., Zolotukhin A.B. Osobennosti vzaimodeistviia szhizhennogo uglekislogo gaza s vysokoviazkoi neft'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
19. Lashkarbolooki M., Riazi M., Ayatollahi S. Experimental investigation of dynamic swelling and Bond number of crude oil during carbonated water flooding; Effect of temperature and pressure. *Fuel*, 2018, no. 214, pp. 135-143. DOI: 10.1016/j.fuel.2017.11.003
20. Zhang W., Wang Y., Ren T. Influence of injection pressure and injection volume of CO₂ on asphaltene deposition. *Petroleum Science and Technology*, 2017, vol. 35, no. 4, pp. 313-318. DOI: 10.1080/10916466.2016.1258419
21. Sharma A.K., Patil S.L., Kamath V.A., Sharma G.D. Miscible Displacement of Heavy West Sak Crude by Solvents in Slim Tube. *SPE California Regional Meeting held in Bakersfield, California, April 5-7, 1989*. DOI: 10.2118/18761-MS
22. Elsharkawy A.M., Poettmann F.H., Christiansen R.L. Measuring Minimum Miscibility Pressure: Slim-Tube or Rising-Bubble Method? *Eighth Symposium on Enhanced Oil Recovery held in Tulsa, Oklahoma, April 22-24, 1992*. DOI: 10.2118/24114-MS
23. Lian Men. Fizicheskoe modelirovanie 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, pp. 85-86.
24. 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
25. Christiansen R.L., Haines H.K. Rapid Measurement of Minimum Miscibility Pressure with the Rising-Bubble Apparatus. *SPE Res. Eng.*, 1987, vol. 2, no. 4, pp. 523-527. DOI: 10.2118/13114-PA
26. Rao D.N., Lee J.I. Evaluation of Minimum Miscibility Pressure and Composition for Terra Nova Offshore Project Using the New Vanishing Interfacial Tension Technique. *SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium*, 2000. DOI: 10.2118/59338-ms
27. Radaev A.V., Batrakov N.R., Kondrat'ev I.A., Mukhamadiev A.A., Sabirzianov A.N. Eksperimental'noe issledovanie protsessa vytesneniia

vysokoviazkoi nefti sverkhkriticheskim dioksidom ugleroda v shirokom diapazone termobaricheskikh uslovii [Experimental research of process of replacement heavy oil by supercritical carbon dioxide in the wide range of thermobaric conditions]. *Georesursy*, 2010, no. 2 (34), pp. 16-18, available at: <https://cyberleninka.ru/article/n/eksperimentalnoe-issledovanie-protsesta-vytesneniya-vysokovyazkoy-nefti-sverkhkriticheskim-dioksidom-ugleroda-v-shirokom-diapazone> (accessed 10 February 2020).

28. Radaev A.V., Nasyrov E.R., Batrakov N.R., Mukhamadiev A.A., Sabirzianov A.N. Vliianie termobaricheskikh uslovii na koeffitsient vytesneniia neftei razlichnoi viazkosti sverkhkriticheskim dioksidom ugleroda [Influence of thermobaric conditions on the coefficient of displacement of oils of different viscosity by supercritical carbon dioxide]. *Vesti gazovoi nauki*, 2011, no. 2 (7), available at: <https://cyberleninka.ru/article/n/vliyanie-termobaricheskikh-usloviy-na-koeffitsient-vytesneniya-neftey-razlichnoy-vyazkosti-sverkhkriticheskim-dioksidom-ugleroda> (accessed 07 February 2020).

29. Filenko D.G., Dadashev M.N., Vinokurov V.A., Grigor'ev B.A. Issledovanie vliianiia termobaricheskikh uslovii na vytesnenie nefti dioksidom ugleroda v sverkhkriticheskom sostoianii [Study of the influence of thermobaric conditions on the displacement of oil by carbon dioxide in the supercritical state]. *Vesti gazovoi nauki*, 2012, no. 3 (11), available at: <https://cyberleninka.ru/article/n/issledovanie-vliyaniya-termobaricheskikh-usloviy-na-vytesnenie-nefti-dioksidom-ugleroda-v-sverkhkriticheskom-sostoyanii> (accessed 25 January 2020).

30. Wolcott J., Schenewerk P., Berzins T., Karim F. A parametric investigation of the cyclic CO₂ injection process. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 1995, no. 14, pp. 35-44. DOI: 10.1016/0920-4105(95)00020-8

31. Zheng S., Li H., Yang D. Pressure maintenance and improving oil recovery with immiscible CO₂ injection in thin heavy oil reservoirs. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2013, vol. 112, pp. 139-152. DOI: 10.1016/j.petrol.2013.10.020

32. Seyyedsar S.M., Farzaneh S.A., Sohrabi M. Experimental investigation of tertiary CO₂

injection for enhanced heavy oil recovery. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2016, vol. 34, pp. 1205-1214. DOI: 10.1016/j.jngse.2016.08.020

33. Wang Z., Ma J., Gao R., Zeng F., Huang C., Tontiwachwuthikul P., Liang Z. Optimizing Cyclic CO₂ Injection for Low-permeability Oil Reservoirs through Experimental Study. *Unconventional Resources Conference-Canada held in Calgary*. Alberta, Canada, 5-7 November, 2013. DOI: 10.2118/167193-MS

34. Iraj B., Shadizadeh S.R., Riazi M. Experimental investigation of CO₂ huff and puff in a matrix-fracture system. *Fuel*, 2015, vol. 158, no. 15, pp. 105-112. DOI: 10.1016/j.fuel.2015.04.069

35. 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.

36. Liu S.C., Sharma M.P., Harris H.G. Steam And CO₂ Combination Flooding of Fractured Cores: Experimental Studies. *46th Annual Technical Meeting of The Petroleum Society of CIM in Banff*. Alberta, Canada, May 14-17, 1995. DOI: 10.2118/95-80

37. Bagci A.S., Gumrah F. Effects of CO₂ and CH₄ addition to steam on recovery of West Kozluca heavy oil. *SPE International Thermal Operations and Heavy Oil Symposium and Western Regional Meeting*, 16-18 March. Bakersfield, California, 2004. DOI: 10.2118/86953-MS

38. Emadi A., Sohrabi M., Farzaneh S.A., Ireland S. Experimental investigation of Liquid-CO₂ and CO₂-Emulsion Application for enhanced heavy oil recovery. *SPE EAGE Annual Conference & Exhibition incorporating SPE Europec*, 10-13 June. London, UK, 2013. DOI: 10.3997/2214-4609.20130508

39. Zhang Y.P., Luo P., Huang S. Improved heavy oil recovery by CO₂ injection augmented with chemicals. *SPE International Oil and Gas Conference and Exhibition in China*, 8-10 June. Beijing, China, 2010. DOI: 10.2118/131368-MS

40. Torabi F., Qazvini Firouz A., Kavousi A., Asghari K. Comparative evaluation of

immiscible, near miscible and miscible CO₂ huff-n-puff to enhance oil recovery from a single matrix-fracture system (experimental and simulation studies). *Fuel*, 2012, vol. 93, pp. 443-453. DOI: 10.1016/j.fuel.2011.08.037

41. Moradi B., Awang M., Sabil K.M., Shoushtari M.A., Moradi P., Ajdari Hamzeh, Shuker M.T. Liquid carbon dioxide flooding in low temperature oil reservoirs. *SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition*, 22–24 October. Jakarta, Indonesia, 2013. DOI: 10.2118/165888-MS

42. OST 39-195-86. Neft'. Metod opredeleniia koeffitsienta vytesneniia nefti vodoi v

laboratorykh usloviakh [OST 39-195-86. Oil. Method for determining the coefficient of oil displacement by water in laboratory conditions]. Moscow, 1986.

43. 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

44. OST 153-39.2-048-2003. Neft'. Tipovye issledovaniia plastovykh fluidov i separirovannykh neftei [OST 153-39.2-048-2003. Oil. Routine studies of reservoir fluids and separated oils]. Moscow, 2003.

45. Green D.W., Willhite G.P. Enhanced Oil Recovery. *Society of Petroleum Engineers*, 1986. 545 pp.

Просьба ссылаться на эту статью в русскоязычных источниках следующим образом:

Калинин С.А., Морозюк О.А. Лабораторные исследования карбонатных коллекторов месторождений высоковязкой нефти с использованием диоксида углерода // Недропользование. – 2020. – Т.20, №4. – С.369–385. DOI: 10.15593/2712-8008/2020.4.6

Please cite this article in English as:

Kalinin S.A., Morozyuk O.A. Laboratory Studies of Carbonate Reservoirs in High-Viscosity Oil Fields using Carbon Dioxide. *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 2020, vol.20, no.4, pp.369-385. DOI: 10.15593/2712-8008/2020.4.6