



УДК 622.276+622.323.023.43:553.982.2

Обзор / Review

© ПНИПУ / PNRPU, 2019

## РАЗРАБОТКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ В КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРАХ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ДИОКСИДА УГЛЕРОДА. АНАЛИЗ МИРОВОГО ОПЫТА

**С.А. Калинин, О.А. Морозюк**

Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг “ПермНИПИнефть”» в г. Перми (614066, Россия, г. Пермь, ул. Пермская, 3а)

## DEVELOPMENT OF HIGH VISCOSITY OIL FIELDS IN CARBONATE COLLECTORS USING CARBON DIOXIDE. ANALYSIS OF WORLD EXPERIENCE

**S.A. Kalinin, O.A. Morozyuk**

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

Получена / Received: 05.07.2019. Принята / Accepted: 01.11.2019. Опубликована / Published: 27.12.2019

### Ключевые слова:

высоковязкая нефть, карбонатный коллектор, повышение нефтеотдачи, диоксид углерода, перм-карбонатная залежь Усинского месторождения, несмешивающееся вытеснение, технология воздействия.

Все большую актуальность приобретает проблема вовлечения в более активную разработку огромных ресурсов высоковязкой нефти, что требует от нефтегазодобывающих компаний внедрения современных технологий. Применение традиционных методов добычи высоковязкой нефти не позволяет достичь коэффициента извлечения выше 15–20 %. Таким образом, ключевым вопросом в решении данной проблемы является подбор и внедрение эффективных технологий для извлечения таких углеводородных ресурсов.

В настоящее время существует ряд технологий, основанных на применении диоксида углерода в качестве агента воздействия, которые успешно применяются на месторождениях высоковязкой нефти по всему миру.

Данная статья посвящена обзору и анализу эффективности проектов по закачке диоксида углерода на залежах высоковязкой нефти в карбонатных коллекторах. Приводятся сведения о результатах реализации проектов по закачке диоксида углерода на отечественных и зарубежных месторождениях.

Для анализа эффективности проектов были выбраны такие показатели, как отношение объема закачанного газа к объему извлеченной нефти, прирост коэффициента нефтеотдачи и темпа отбора нефти, приходящийся на одну скважину.

Анализ показывает, что отношение объема закачанного диоксида углерода к объему извлеченной нефти может сильно варьироваться в зависимости от геолого-физических характеристик залежей. При этом при циклической закачке CO<sub>2</sub> требуется меньшее его количество по сравнению с площадной закачкой. Прирост коэффициента извлечения нефти может достигать 9,14 % при росте темпов отбора высоковязкой нефти в среднем до 3,8 м<sup>3</sup>/сут/скв.

### Key words:

high viscosity oil, carbonate reservoir, enhanced oil recovery, carbon dioxide, perm-carbon deposit of the Usinsky field, immiscible displacement, impact technology.

The problem of involving the enormous resources of highly viscous oil in the more active development is becoming increasingly urgent, which requires the implementation of modern technologies from oil and gas companies. The use of traditional methods of oil production for the extraction of highly viscous oil does not allow reaching the oil recovery coefficient above 15-20%. Thus, the key issue in solving this problem is the selection and implementation of effective technologies for the extraction of such hydrocarbon resources.

Currently, there are a number of technologies based on the use of carbon dioxide as a treatment agent, which are successfully used in high-viscosity oil fields around the world.

This article is devoted to the review and analysis of the effectiveness of projects for the carbon dioxide injection in high viscosity fields in carbonate reservoirs. Information is provided on the results of the implementation of projects for the injection of carbon dioxide in domestic and foreign fields.

To analyze the effectiveness of the projects, indicators such as the ratio of the injected gas volume to the oil recovered volume, the oil recovery coefficient increase and the oil recovery rate per well were selected.

The analysis showed that the ratio of the injected carbon dioxide volume to the oil recovered volume could vary greatly depending on the geological and physical characteristics of the deposits. At the same time, during cyclic injection of CO<sub>2</sub>, a smaller amount was required in comparison with the areal injection. The increase in the oil recovery coefficient can reach 9.14% with an increase in high viscosity oil recovery rate on average up to 3.8 m<sup>3</sup>/day/well.

**Калинин Станислав Александрович** – инженер 2-й категории отдела исследований тепловых методов воздействия на пласт (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.Morozyuk@pnn.lukoil.com). Контактное лицо для переписки.

**Stanislav A. Kalinin** (Author ID in Scopus: 57194691912) – Engineer of the 2<sup>nd</sup> category of the Department of Research of Thermal Reservoir Stimulation Methods (tel.: +007 342 717 01 66, e-mail: Stanislav.Kalinin@pnn.lukoil.com).

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

## Введение

По мере опережающей выработки запасов легкой нефти из года в год становится все более актуальным вопрос вовлечения в более активную разработку огромных ресурсов высоковязкой (более 30 мПа·с) нефти [1]. Их освоение требует от нефтегазодобывающих компаний внедрения особых технологий и значительных инвестиций. Применение традиционных широко используемых методов добычи углеводородов для извлечения высоковязкой нефти (ВВН) не позволяет достичь коэффициента извлечения нефти свыше 15–20 %. В связи с этим разработка таких объектов в большинстве случаев становится нерентабельной в рамках действующей налоговой системы. Таким образом, ключевым вопросом в решении данной проблемы является создание и подбор эффективных технологий извлечения ВВН. К настоящему времени уже выполнен значительный объем лабораторных и промысловых исследований, направленных на изучение и испытание новых, в том числе комбинированных, методов извлечения ВВН [2–16].

Одним из уникальных объектов в мире, где в промышленных масштабах осуществляется добыча ВВН, является пермо-карбоновая залежь Усинского месторождения, которая характеризуется чрезвычайно сложным строением нефтенасыщенного коллектора, сложенного карбонатными породами. Разработка основной части залежи на естественном упруговодонапорном режиме и ее геолого-физическая характеристика (глубина пласта, высокая вязкость нефти, наличие трещин, высокопроницаемых суперколлекторов и др.) являются основными причинами невысоких темпов отбора нефти и низкого значения коэффициента извлечения нефти (КИН) [2], который составляет на данный момент 10 %.

Возможным вариантом повышения показателей разработки и КИН на пермо-карбоновой залежи Усинского месторождения является применение комбинированной технологии закачки теплоносителей и техногенного диоксида углерода (CO<sub>2</sub>), источником которого может стать в перспективе Усинский энергоцентр. В настоящее время существует ряд технологий, основанных на применении диоксида углерода в качестве агента воздействия [9, 17, 18], которые успешно применяются на месторождениях ВВН по всему миру. Среди них выделяются месторождения, являющиеся аналогами пермо-карбоновой залежи Усинского месторождения по геолого-физической

характеристике. Информация о результатах применения технологий с использованием диоксида углерода на данных объектах будет полезной для предварительной оценки возможности их использования в условиях пермо-карбоновой залежи. Далее будут представлены результаты опытно-промышленных работ по извлечению ВВН диоксидом углерода и анализ показателей эффективности реализованных проектов.

При закачке диоксида углерода в пласт в зависимости от термобарических условий и состава нефти могут реализовываться различные режимы вытеснения: полностью смешивающееся, частично смешивающееся и несмешивающееся вытеснение. Для пластовых условий залежей высоковязкой нефти, как правило, реализуется несмешивающееся вытеснение, основными механизмами повышения нефтеотдачи при этом являются: снижение вязкости при растворении диоксида углерода в пластовой нефти, увеличение нефти в объеме (разбухание), проявление режима растворенного газа, экстракция легких и средних компонентов нефти и переход их в легкую (углекислотную) фазу, а также снижение поверхностного натяжения на границе «пластовая нефть – CO<sub>2</sub>» [19–24].

Первый успешный проект несмешивающегося вытеснения нефти углекислым газом был реализован на месторождении Ritchie Field (США, Арканзас) в 1968 г. [25]. В последующие десятилетия, помимо США, значительное количество проектов по несмешивающемуся вытеснению нефти диоксидом углерода были реализованы по всему миру, в таких странах как Китай, Турция, Тринидад, Малайзия, Венгрия, Аргентина, Канада и Бразилия. [26]. На рис. 1 представлено распределение проектов несмешивающегося вытеснения нефти диоксидом углерода на стадии реализации по странам мира.

Из рис. 1 видно, что большинство проектов несмешивающегося вытеснения реализуются или реализовывались в США. Это объясняется наличием существенных запасов природного диоксида углерода на территории США и также плотной сети трубопроводов для доставки жидкого CO<sub>2</sub> до места закачки [27]. Вплоть до настоящего времени США остается лидером по количеству осуществляемых проектов повышения нефтеотдачи за счет закачки диоксида углерода. По состоянию на 2014 г. на территории Соединенных Штатов Америки реализуется 128 проектов по закачке CO<sub>2</sub>, причем 88 из них считаются успешными [28, 29].

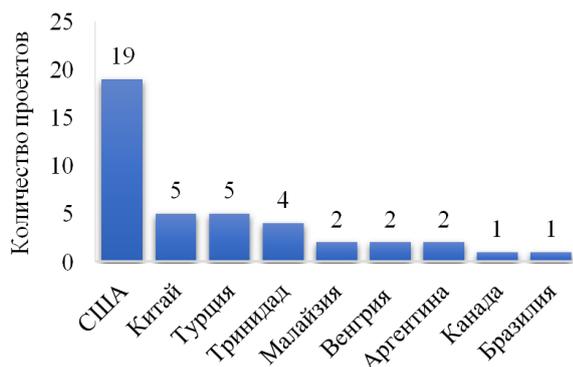


Рис. 1. Распределение проектов несмешивающегося вытеснения нефти углекислым газом по странам (адаптировано из [26])

### Зарубежный опыт применения технологий разработки залежей высоковязкой нефти в карбонатных коллекторах с использованием $\text{CO}_2$

Согласно опубликованным данным [26, 30], из 42 проектов несмешивающегося вытеснения нефти  $\text{CO}_2$  лишь девять осуществлялись в продуктивных пластах, сложенных карбонатными породами. Среди них шесть проектов реализовывались на залежах высоковязкой или сверхвязкой нефти (табл. 1). Месторождения в той или иной степени схожи по своим геолого-физическим характеристикам с характеристиками пермо-карбоневой залежи Усинского месторождения.

#### *Месторождение Nagylengel*

Является вторым по величине запасов нефти в Венгрии, активно разрабатывалось в период с 1951 по 1973 г. на естественном водонапорном режиме. Нефтенасыщенный пласт имеет сложное геологическое строение и разбит на 14 блоков. Запасы высоковязкой нефти приурочены к отложениям верхнего мела, сложенным органогенным (рудистовым, ракушняковым) известняком и триасовым доломитам с наличием сильной кавернозности, карстовых полостей и трещиноватости тектонического происхождения. Коллектор, насыщенный высоковязкой нефтью, характеризуется высокой трещинной проницаемостью. В 1980 г. месторождение было полностью обводнено. Скважины эксплуатировались с обводненностью продукции, близкой к 100 %.

В качестве опытно-промышленного эксперимента была выполнена закачка углекислого газа, источником которого послужил глубокозалегающий горизонт Будафа (Budafa), содер-

жащий природный газ с высокой объемной концентрацией  $\text{CO}_2$  в составе (до 81 %).

Перед закачкой насыщенного  $\text{CO}_2$  природного газа в сентябре 1980 г. скважины эксплуатировались с обводненностью продукции порядка 96–100 %. Чуть более чем за 4 года, с сентября 1980 г. по конец 1984 г., в пласт было закачено 96,7 млн ст.  $\text{m}^3$  газа, причем дополнительно было извлечено 40,4 тыс.  $\text{m}^3$  нефти. Позже, между декабрем 1987 и январем 1988 гг.; было закачено еще 3,6 млн ст.  $\text{m}^3$  насыщенного  $\text{CO}_2$  природного газа. Суммарно закачка газа составила 100,3 млн ст.  $\text{m}^3$ . Результаты эксперимента были приняты успешными. Дополнительная добыча нефти составила 05,2 тыс.  $\text{m}^3$ , что соответствует приросту КИН около 9 %. Отмечается также значительное снижение обводненности продукции скважин.

#### *Месторождение Bati Raman*

Расположено в юго-восточной части Турции, было открыто в 1981 г. Продуктивный пласт сложен преимущественно известковыми и меловыми породами. Тип коллектора трещиновато-порово-кавернозный, обладающий сильной неоднородностью по проницаемости.

До начала разработки месторождения с применением  $\text{CO}_2$  коэффициент извлечения нефти составлял порядка 1,7 % от начальных извлекаемых запасов (разработка велась на естественном режиме). Давление в залежи при естественном режиме разработки резко снизилось. Применение заводнения показало незначительный прирост нефтеотдачи.

Циклическая закачка углекислого газа на месторождении Bati Raman применялась в качестве опытно-промышленного эксперимента с 1986 г. Источником углекислого газа служило (и служит до настоящего времени) расположенное в 90 км газовое месторождение Dodan [34]. Ввиду особенностей геологического строения залежи закачиваемый газ в одном случае уходил по высокопроницаемым зонам и трещинам из прискважинной зоны, что не позволяло поднять давление до необходимого уровня. В другом случае нагнетание  $\text{CO}_2$  на ряде скважин приводило к быстрому росту давления на забое скважин из-за их низкой приемистости, из-за чего давление на стадии отбора быстро снижалось, что не позволяло вести добычу на рентабельном уровне. В конечном итоге было принято решение отказаться от реализации технологии циклической закачки  $\text{CO}_2$  в пользу варианта площадной закачки, которая после 2 лет

Таблица 1

Залежи высоковязкой нефти в карбонатных коллекторах,  
на которых применялась закачка CO<sub>2</sub> в несмешивающемся варианте

Страна	Месторождение	Объект	Технология(ии) воздействия	Год начала реализации	Тип породы	Источник
Венгрия	Nagy lengyel	Блоки VII, VIII, X.-S.	Площадная закачка CO <sub>2</sub>	1980	Органогенный известняк/ доломит	[31]
Турция	Bati Raman	–	Циклическая закачка CO <sub>2</sub> , площадная закачка CO <sub>2</sub> с закачкой гелей, попеременная закачка воды и CO <sub>2</sub> с химическими реагентами	1986	Известняк	[32–36]
Турция	Ikiztepe	Sinan	Циклическая закачка CO <sub>2</sub> , площадная закачка CO <sub>2</sub>	До 1997*	Известняк	[37]
Турция	Bati Kozluca	Alt Sinan	Площадная закачка CO <sub>2</sub>	2003	Известняк	[30]
Турция	Samurlu	Alt Sinan	Циклическая закачка CO <sub>2</sub>	1984	Известняк	[38]
США	Halfmoon	Phosphoria	Циклическая закачка CO <sub>2</sub>	До 1992*	Известняк/ доломит	[39]

*Примечание:* \* – нет точных данных, указана дата публикации статьи.

реализации была использована уже на всем месторождении. Однако наличие трещиноватости и неоднородностей способствовало тому, что закачиваемый газ резко прорывался к добывающим скважинам, что приводило к снижению эффективности и потере дополнительно добываемой нефти.

Для увеличения степени охвата залежи процессом вытеснения на месторождении применялась закачка полимерных гелевых систем и попеременная закачка воды и CO<sub>2</sub> с добавкой NaOH и концентрацией 0,5 % мас. Это позволило выровнять профиль приемистости, повысить эффективность вытеснения нефти и снизить обводненность добываемой продукции.

#### *Месторождение Ikiztepe*

Расположено в юго-восточной части Турции. Продуктивный пласт сложен в основном карбонатами, реже доломитами с нерегулярной кавернозностью и трещиноватостью. Источником CO<sub>2</sub> для месторождения послужило расположенное по соседству месторождение Samurlu. Для повышения чистоты используемого CO<sub>2</sub> от 90 % и выше используется мембранная сепарация. [40]

Для опытно-промышленных исследований был выбран участок размером 200×200 м,

разбуренный по обратной 5-точечной системе. Закачка CO<sub>2</sub> велась в центральную нагнетательную скважину, отбор производился из добывающих скважинах, расположенных по углам участка.

Первоначально, перед реализацией площадной закачки CO<sub>2</sub>, в нагнетательной скважине были выполнены три цикла циклической закачки диоксида углерода для увеличения приемистости скважин, причем было извлечено порядка 146 м<sup>3</sup> нефти при закачке 0,195 млн ст. м<sup>3</sup> CO<sub>2</sub>.

В результате анализа данных пилотного теста авторами был сделан вывод, что разработка залежи путем закачки CO<sub>2</sub> в несмешивающемся режиме является жизнеспособной технологией, которая вполне может быть применима на других подобных месторождения ВВН. Отмечено, что основным фактором, позволяющим извлечь дополнительную нефть, является высокая растворимость углекислого газа в нефти.

#### *Месторождение Bati Kozluca*

Находится в юго-восточной части Турции и было открыто в 1985 г. Основной продуктивный пласт месторождения – Alt Sinan – сложен карбонатными породами. По результатам геофизических исследований скважин и керн на

месторождении выделено три фации. Верхняя фация, из которой ведется основная добыча нефти, сложена зернистым известняком с пористостью 22–30 % и наибольшей проницаемостью.

Разработка месторождения началась на естественном режиме с 1985 г. с фондом скважин в 41 ед. Пик добычи достиг уровня 274 т/сут в 1987 г., после чего произошел резкий спад, основными причинами которого стали: недостаточность пластового давления, низкий охват залежи, высокие плотность и вязкость нефти в пластовых условиях. С 1994 по 2002 г. добыча нефти на месторождении поддерживалась на одном уровне.

Площадная закачка углекислого газа на месторождении была начата с мая 2003 г. через шесть нагнетательных скважин. Источником углекислого газа послужило месторождение Camurlu (залежь Mus). За четыре года разработки месторождения с применением площадной закачки CO<sub>2</sub> коэффициент извлечения нефти вырос с 5 до 6,7 %, причем производительность добывающих скважин увеличилась в 2 раза. Около 230 тыс. т дополнительной нефти было извлечено за счет закачки CO<sub>2</sub>. Газонефтяное отношение составило около 1000 ст. м<sup>3</sup> на 1 м<sup>3</sup> дополнительно добытой нефти.

Проведенные лабораторные исследования и численное моделирование показали, что только за счет регулирования процесса площадной закачки CO<sub>2</sub> можно увеличить коэффициент извлечения нефти на месторождении до 9 % без дополнительных затрат на обустройство месторождения.

#### *Месторождение Camurlu*

Расположено в юго-восточной части Турции. На месторождении выделено три продуктивных залежи, находящихся на различных глубинах. Верхний объект Alt Sinan, из которого ведется основная добыча нефти, расположен в меловых отложениях и сложен светло-коричневым известняком. Источником CO<sub>2</sub> для залежи Alt Sinan и месторождения Bati Kozluca является нижний объект Mus. Залежь Alt Sinan обладает естественной трещиноватостью. Вертикально и горизонтально ориентированные трещины распределены случайным образом.

Добыча на месторождении была начата в мае 1976 г. со среднесуточным дебитом нефти 16 м<sup>3</sup>/сут, характерным для большинства скважин. В течение двух лет средний дебит по нефти снизился до 2,4–3,2 м<sup>3</sup>/сут/скв. практически без роста обводненности продукции. Накопленная

добыча нефти по состоянию на декабрь 1986 г. составила 110,3 тыс. м<sup>3</sup>. Ввиду низкой производительности скважин и низкого коэффициента извлечения (менее 1 %) на месторождении в качестве опытно-промышленных исследований был реализован проект по закачке углекислого газа в циклическом режиме (Huff and Puff) на двух скважинах C-11 и C-22. На каждой скважине было выполнено по три цикла «закачка – пропитка – отбор». Закачка диоксида углерода осуществлялась без применения компрессорного оборудования, так как это позволяла величина пластового давления объекта Mus. Результаты опытных испытаний представлены в табл. 2. Авторами работы [30] отмечается, что выполненные обработки скважин не обладали экономической эффективностью, однако показали многообещающие результаты с технической точки зрения.

#### *Месторождение Halfmoon*

Расположено в северо-западной части штата Вайоминг, США. Двадцатью семью добывающими и одной нагнетательной скважиной вскрыты два продуктивных горизонта:

а) верхний горизонт Phosphoria залегает в пермских отложениях и представлен карбонатным коллектором трещиновато-порового типа;

б) нижний – Tensleep – представлен терригенным типом коллектора с сильной трещиноватостью.

В составе попутного нефтяного газа содержится до 94 % CO<sub>2</sub>. Первоначально месторождение разрабатывалось на малоэффективном естественном водонапорном режиме.

Пилотный проект по закачке углекислого газа в циклическом режиме (Huff and Puff) был выполнен на скважине Моррисон 28 верхнего горизонта Phosphoria. Скважина вскрывала ограниченную зону пласта, что позволяло избежать потерь закачиваемого CO<sub>2</sub> и достичь устойчивого дебита на стадии отбора (табл. 3).

Перед закачкой углекислого газа скважина Morrison 28 работала со среднесуточным дебитом по нефти около 2,4 т/сут при обводненности продукции около 60 %. Стадия закачки диоксида углерода длилась около месяца. За этот период в скважину было закачено порядка 263 тыс. ст. м<sup>3</sup> (520 т) CO<sub>2</sub>. Продуктивный период (когда дебит скважины по нефти после обработки был выше дебита до обработки) длился порядка 2,0–2,5 месяца. Среднесуточный дебит по нефти вырос в 2,2 раза – 5,3 т/сут, что соответствует дополнительной добыче нефти

2,9 т/сут. Обводненность продукции значительно снизилась, однако очень быстро вернулась на прежний уровень. Таким образом, за одну циклическую обработку удалось дополнительно извлечь порядка 84 т нефти. Отмечается также,

что вместе с продукцией было отобрано около четверти (28 %) объема закачанного в пласт CO<sub>2</sub>. Газонефтяное отношение с учетом обратно отобранного углекислого газа составило 3131 ст. м<sup>3</sup>/т (3285 ст. м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>).

Таблица 2

Результаты пилотного проекта по закачке углекислого газа в циклическом режиме на месторождении Camurlu (по данным [38])

Цикл	Закачка		Пропитка	Отбор				
	Объем закачки CO <sub>2</sub> , тыс. м <sup>3</sup>	Темп закачки CO <sub>2</sub> , тыс. м <sup>3</sup> /сут		Время пропитки, сут	добыча нефти фонтанным способом, м <sup>3</sup>	добыча нефти механизированным способом, м <sup>3</sup>	накопленная добыча нефти, м <sup>3</sup>	средний дебит нефти, м <sup>3</sup> /сут
<i>Скважина Camurlu-11</i>								
1	299	3,99	10	30,1	305	335,1	1,7	892
2	296	2,5	19	71,7	346	417,7	1,5	709
3	165	18,3	20	53,8	553,3	607,1	2,6	272
Всего	760					1359,9		559
<i>Скважина Camurlu-22</i>								
1	74,2	4,1	13	15	316	331	2,5	224,2
2**	277,8	4,4	12	147	551	698	3	398,6
3	185,5	31,1	10	99	1049	1148	3,2	160,3
Всего	537,7					2176		246,0
<i>В сумме по двум скважинам</i>								
	1297,7					3535,9		367,0

Примечание: \* – определяется как отношение накопленного объема закачки CO<sub>2</sub> при стандартных условиях к накопленному объему добытой нефти; \*\* – цикл выполнен после кислотной обработки скважины в объеме 19 м<sup>3</sup> 15%-го раствора HCl.

Таблица 3

Геолого-физическая характеристика карбонатных залежей высоковязкой нефти, на которых применялась технология закачки диоксида углерода в несмешивающемся режиме

Характеристика	Месторождение/Объект						P+C залежь Усинского месторождения
	Nagylengyel/VII, VIII, X.-S.	Bati Raman	Ikiztepe/Sinan	Bati Kozluca/Alt Sinan	Camurlu/Alt Sinan	Halfmoon/Phosphoria	
Глубина залегания, м	2200–2800	1300	880	Нет данных	800	1036	1350
Нефтенасыщенная толщина, м	Нет данных	60–70	13–22	60	60	12,2	48,3
Начальная пластовая температура, °C	84–124	65,5	50	Нет данных	47	57,0–60,6	23
Начальное пластовое давление, МПа	Нет данных	12,4	12,7	Нет данных	12,0	3,1–6,2	12
Пористость матрицы, %	1–5	14–20	15–23	22–30	11–22	14	19
Проницаемость коллектора по керну, мкм <sup>2</sup> / по ГДИС, мкм <sup>2</sup>	Нет данных	0,01–0,10/ 0,2–2,0	50–400	Нет данных	0,002–0,700	0,017	Менее 0,050/2
Плотность нефти, кг/м <sup>3</sup>	947–980	966–1007	979–1044	982	938,8–954,4	953	933
Вязкость нефти, мПа·с	48–138	450–1000	936	480–500	415–705	118	710
Газосодержание, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	2,5	3,7	17	2,2	9,8–23,8	Нет данных	17–23
Давление насыщения, МПа	Нет данных	1,1	6,2	0,34	2–7,9	Нет данных	6,2

### Отечественный опыт применения технологий разработки залежей нефти с использованием CO<sub>2</sub>

До 1991 г. на территории России технология закачки углекислого газа, по данным [41], была реализована на пяти объектах, расположенных на территории Пермского края, Самарской области и республик Татарстан и Башкортостан: Александровская площадь Туймазинского месторождения, Ольховское, Радаевское, Козловское, Сергеевское и Елабужское месторождения. Объем вовлеченных в разработку геологических запасов оценен в 61 млн т, что составило 8 % от общей добычи нефти за счет реализации методов увеличения нефтеотдачи [41]. Однако все известные проекты реализовывались в масштабе промышленных экспериментов и не получили промышленного применения по причине отсутствия естественных месторождений диоксида углерода на тот момент [42].

На Александровской площади Туймазинского месторождения (Республика Башкортостан) в 1965 г. были начаты первые в СССР опытно-промышленные работы по применению диоксида углерода для увеличения нефтеотдачи и повышения темпов разработки. Для проведения работы был выбран участок, включающий одну нагнетательную и три эксплуатационных скважины. Его выбор был обусловлен близким расположением от источника CO<sub>2</sub>, выработанностью участка при заводнении и небольшими размерами (для сокращения срока проведения эксперимента).

Закачка карбонизированной воды была начата в 1967 г. Закачка в пласт диоксида углерода и воды производилась отдельно во избежание последствий коррозии. Углекислота закачивалась по насосно-компрессорным трубам, вода – в затрубное пространство нагнетательной скважины. После закачки карбонизированной воды предполагалась закачка технической воды в объеме, равном величине нефтеотдачи на опытном участке.

Общий объем закачки карбонизированной воды составил два поровых объема с концентрацией углекислоты 2,5 % для закачки первой оторочки в количестве одного объема пор и 2 % – для второй оторочки того же объема. Гидродинамическими исследованиями было установлено, что из-за прорывов карбонизированной воды в добывающие скважины масштаб эксперимента уменьшился до участка с двумя скважинами (скв. 3 и 4).

Закачка карбонизированной воды привела к снижению обводненности продукции скв. 3 и стабилизации по скв. 4. Характерно, что увеличение доли нефти в добываемой продукции совпадает во времени с увеличением доли CO<sub>2</sub> в газе и стабилизацией опресненности добываемой воды.

Результаты исследований профиля приемистости нагнетательной скважины свидетельствуют об увеличении степени охвата по толщине на 30 %. Приемистость скважины увеличилась на 30–40 %. В целом по опытному участку, по оценке ООО «БашНИПИнефть», добыто 27,3 тыс. т дополнительной нефти, что соответствует увеличению нефтеотдачи на 15,6 % от начальных запасов участка по сравнению с закачкой воды. Удельный расход углекислого газа составил 1 т на 5,8 т нефти. Однако, по мнению [43], эффект является явно завышенным.

В 1979 г. в ООО «БашНИПИнефть» была составлена «Технологическая схема разработки Ольховского месторождения с применением CO<sub>2</sub>», предусматривающая закачку углекислого газа на I, II и III блоках (объект Тл + Бб + Мл). Транспорт CO<sub>2</sub> от места его производства (Березниковский азотно-туковый завод) до Ольховского месторождения (Пермский край) предполагалось осуществлять по магистральному трубопроводу протяженностью 100 км при помощи головной насосной станции, расположенной на территории завода. В технологической схеме было предложено осуществлять закачку оторочки реагента в виде чередующихся с водой порций при соотношении углекислого газа к воде, равном примерно 1,0:4,4. К внедрению был рекомендован вариант с закачкой CO<sub>2</sub> оторочкой 15 % от порового объема, за счет чего до конца срока разработки планируемая дополнительная добыча нефти должна была составить 4,545 млн т нефти, что соответствует увеличению конечной нефтеотдачи на 13,3 % от охватываемых воздействием балансовых запасов.

В 1989–1991 гг. на визейском объекте Ольховского месторождения была проведена закачка углекислоты в 16 нагнетательных скважин, однако общий объем составил всего лишь 1,75 % от проектного. Полученные результаты характеризуют проведенное воздействие на пласт как малоэффективное в связи с меньшим объемом закачки CO<sub>2</sub> относительно проектной величины. Закачка углекислоты была прекращена из-за отсутствия необходимого оборудования и системы контроля.

Закачка диоксида углерода на Радаевском месторождении (Самарская область) была начата с 1984 г. В результате реализации проекта было закачано 787,2 тыс. т  $\text{CO}_2$ , что в 2,6 раза меньше проектного объема. За счет закачки диоксида углерода к июлю 1989 г. дополнительная добыча нефти составила 218 тыс. т. Удельный эффект от закачки был равен 0,28 т/т. При закачке  $\text{CO}_2$  возникали сложности, которые были связаны с прорывами трубопровода, используемого для доставки углекислого газа. После многочисленных прорывов его эксплуатация стала невозможной. Это послужило основной причиной прекращения эксперимента в 1988 г. [44]

На Елабужском месторождении (Республика Татарстан) закачка  $\text{CO}_2$  была начата в 1987 г. В непосредственной близости от месторождения, на Нижнекамском нефтехимическом комбинате, после запуска нового производства образовалось большое количество отходов в виде жидкого  $\text{CO}_2$ , который решили использовать в целях повышения нефтеотдачи. По предварительным расчетам, прирост КИН должен был составить 8,15 %, расход  $\text{CO}_2$  – не более 3 т на 1 т дополнительно добытой нефти. По итогам трех лет работы была реализована опытная закачка  $\text{CO}_2$  на трех нагнетательных скважинах [45]. Общий объем закачки составил 58,3 тыс. т. Однако существенные капиталовложения и продолжительный срок до начала окупаемости проектов, а также отсутствие оборудования, которое могло обеспечивать бесперебойную

работу при закачке  $\text{CO}_2$ , не позволили продолжить дальнейшее развитие технологии в этот период, – в 1989 г. по финансовым причинам проект был остановлен [44].

На Сергеевском месторождении (Республика Башкортостан) закачка углекислого газа в пласт была реализована в 1984 г., удельный эффект от этого мероприятия к июлю 1989 г. составил 0,23 т  $\text{CO}_2$  на 1 т добытой нефти. Закачанный объем составил 73,8 тыс. т. [44]

Имеются также краткие сведения о результатах применения технологии закачки диоксида углерода на Козловском месторождении (Самарская область), где в результате закачки 110 тыс. т жидкого  $\text{CO}_2$  удельный эффект составил 0,125 т/т [44].

### Анализ эффективности технологий

Целью закачки диоксида углерода в нефтенасыщенный пласт является дополнительная добыча нефти и увеличение темпа разработки. Таким образом, эффективность закачки  $\text{CO}_2$  может быть охарактеризована следующими показателями: отношением объема закачки  $\text{CO}_2$  к объему добытой нефти (газонефтяное отношение (ГНО)), объемом дополнительно добытой нефти и величиной прироста темпа отбора нефти. Технологические показатели проектов несмешивающегося вытеснения высоковязкой нефти, осуществляемых на залежах-аналогах пермо-карбонной залежи, представлены в табл. 4.

Таблица 4

Показатели эффективности реализации проектов по закачке диоксида углерода на месторождениях-аналогах пермо-карбонной залежи Усинского месторождения

Месторождение	Закачка	Масштаб	Прирост дебита по нефти, раз	ГНО, ст. $\text{м}^3/\text{м}^3$	Дополнительная добыча нефти, %	Прирост темпа отбора нефти, т/сут/скв.
Nagy Lengyel	Площадная	Месторождение	Нет данных	953,4	9,14	6,2
Bati Raman	Площадная	Месторождение	1,6	1782	6	3,7
Ikiztepe	Циклическая	1 скв. (нагнетательная)	Нет данных	1295*	Нет данных	Нет данных
Ikiztepe	Площадная	1 нагнетательная и 4 добывающих скв.	Нет данных	4784	Нет данных	Нет данных
Bati Kozluka	Площадная	Месторождение	2	1342	1,7	Нет данных
Camurlu	Циклическая	2 скв.	Нет данных	367*	Нет данных	1,9
Halfmoon	Циклическая	1 скв.	2,4	2740	Нет данных	3,4

Примечание: \* – в среднем за три цикла.

Газонефтяное отношение определяется отношением суммарного объема закачанного в пласт углекислого газа ко всему объему добытой нефти. Общий объем закачки углекислоты складывается из объема закачанного  $\text{CO}_2$ , без учета той доли углекислоты, которая была повторно закачана в пласт. На рис. 2 представлено распределение величин газонефтяного отношения для рассматриваемых месторождений-аналогов пермо-карбоневой залежи Усинского месторождения.

Как видно на рис. 2, величина ГНО варьируется в широком диапазоне – от 0,367 до 4,784 тыс. ст.  $\text{м}^3/\text{м}^3$ . Среднее значение ГНО по месторождениям, где применялась площадная закачка  $\text{CO}_2$ , составляет 2,2 тыс. ст.  $\text{м}^3/\text{м}^3$ . При применении циклической закачки  $\text{CO}_2$  ГНО в среднем ниже более чем на 30 % по сравнению с ГНО для площадной закачки и составляет 1,47 тыс. ст.  $\text{м}^3/\text{м}^3$ . В среднем по всем рассматриваемым проектам требуется закачать 1,84 тыс. ст.  $\text{м}^3$   $\text{CO}_2$  для извлечения 1  $\text{м}^3$  высоковязкой нефти. Самая низкая эффективность вытеснения характерна для месторождения Ikiztepe (Турция), где большой объем закачки газа объясняется низкой подвижностью нефти (ввиду высокой вязкости в пластовых условиях и относительно низкой проницаемости коллектора). Высокая эффективность использования газа достигается на месторождениях Bati Raman и Bati Kozluk, где величина ГНО составила соответственно 1,78 и 1,34 тыс. ст.  $\text{м}^3/\text{м}^3$ .

На рис. 3 приведено распределение величин дополнительно добытой нефти, достигнутых при закачке  $\text{CO}_2$ , на месторождениях-аналогах. В данном случае дополнительная добыча нефти показывает прирост коэффициента извлечения нефти при применении технологии несмешивающегося вытеснения нефти диоксидом углерода.

Анализ рис. 3 показывает, что дополнительная добыча нефти варьируется в пределах от 1,7 до 9,14 %. Среднее значение составляет 5,6 %. В [33] отмечается, что для некоторых участков продуктивного пласта месторождения Bati Raman прирост коэффициента вытеснения достигает 9–10 %. Прирост нефтеотдачи на месторождении Nagylengyel (Венгрия) составил 9,14 %, что связано с относительно меньшей вязкостью пластовой нефти по отношению к вязкости нефти других месторождений, и, соответственно, с более высоким охватом залежи процессом вытеснения.



Рис. 2. Величины газонефтяного отношения для месторождений-аналогов

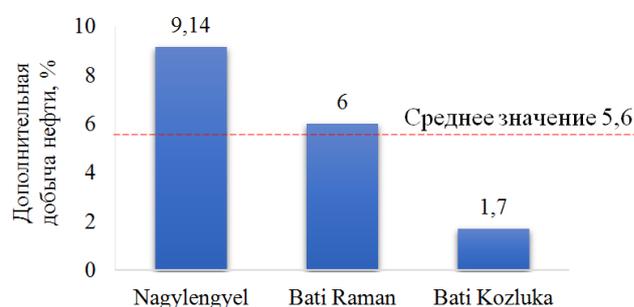


Рис. 3. Распределение величин дополнительно добытой нефти, достигнутых при закачке  $\text{CO}_2$ , на рассматриваемых месторождениях-аналогах

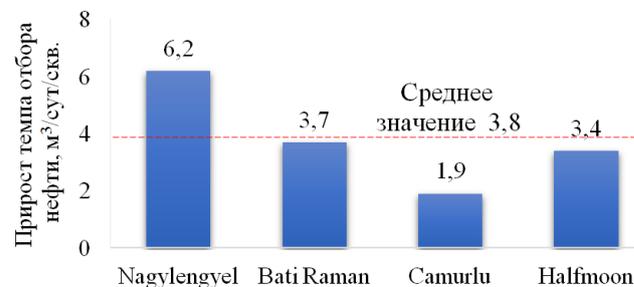


Рис. 4. Дополнительный прирост темпа отбора нефти, достигнутый при закачке  $\text{CO}_2$ , на рассматриваемых месторождениях-аналогах

Так как размеры и количество добывающих скважин залежей, разрабатываемых с применением технологии несмешивающегося вытеснения нефти диоксидом углерода, различны, для сопоставления этого параметра его необходимо относить к количеству добывающих скважин. На рис. 4 приведено распределение величины дополнительного прироста темпа добычи нефти, приходящегося на одну скважину, по рассматриваемым месторождениям-аналогам.

Из рис. 4 видно, что применение технологии несмешивающегося вытеснения может увеличить темп отбора нефти в среднем на  $3,8 \text{ м}^3/\text{сут}/\text{скв}$ . Для месторождений Bati Raman и Camurlu, сильно схожих по геолого-физическим характеристикам с пермо-карбоневой залежью Усинского месторождения, прирост составил соответственно  $3,7$  и  $1,9 \text{ м}^3/\text{сут}/\text{скв}$ .

### Выводы

1. В настоящее время накоплен существенный опыт реализации технологий несмешивающегося вытеснения диоксидом углерода с целью повышения нефтеотдачи залежей высоковязкой нефти. Обзор литературы показывает, что опыт применения диоксида углерода для повышения нефтеотдачи в России практически отсутствует и ограничивается опытно-промышленными работами, которые выполнялись на шести месторождениях в советский период, с начала 60-х по конец 80-х гг. XX в.

2. В мире известно по крайней мере о шести месторождениях, схожих по своим геолого-физическим характеристикам с пермо-карбоневой залежью Усинского месторождения, на которых в различных масштабах применялась технология несмешивающегося вытеснения нефти диоксидом углерода.

3. Анализ показателей эффективности проектов несмешивающегося вытеснения нефти диоксидом углерода показывает, что в зависимости от геолого-физических условий залежей могут быть достигнуты достаточно высокие технологические показатели процесса. Для условий карбонатных глубокозалегающих пластов, насыщенных высоковязкой нефтью, прирост коэффициента извлечения может составлять от  $1,7$  до  $9,14 \%$ . Прирост темпа отбора нефти в среднем равен  $3,8$  т нефти в сутки на 1 скважину. Однако ввиду сильной неоднородности и трещиноватости карбонатных залежей требуются значительные объемы диоксида углерода. Для добычи  $1 \text{ м}^3$  высоковязкой нефти в среднем необходимо  $1,84$  тыс.  $\text{м}^3$  диоксида углерода.

### Библиографический список

1. Морозюк О.А. Пути повышения эффективности термошахтной разработки залежей anomalно вязкой нефти: на примере Ярегского месторождения: дис. ... канд. техн. наук: 25.00.17. – Ухта, 2011. – 136 с.

2. Технологические принципы разработки залежей anomalно вязких нефтей и битумов / Л.М. Рузин, И.Ф. Чупров, О.А. Морозюк, С.М. Дуркин. – Изд. 2-е, перераб. и доп. – М. – Ижевск.: Институт компьютерных исследований, 2015. – 480 с.

3. Экспериментальные исследования вытеснения высоковязкой нефти диоксидом углерода из карбонатных пород / О.А. Морозюк, Н.Н. Барковский, С.А. Калинин, А.В. Бондаренко, Д.В. Андреев // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2019. – № 6. – С. 51–56. DOI: 10.30713/2413-5011-2019-6(330)-51-56

4. Лабораторные исследования влияния добавки щелочи к закачиваемому теплоносителю на коэффициент вытеснения высоковязкой нефти / Л.М. Рузин, О.А. Морозюк, С.М. Дуркин, С.А. Калинин, А.С. Скворцов, П.Н. Рехачев, Н.Н. Барковский, О.И. Якимов // Нефтепромысловое дело. – 2017. – №5. – С. 14–19.

5. Лабораторные исследования влияния добавки растворителя к закачиваемому теплоносителю на процесс теплового воздействия / Л.М. Рузин, О.А. Морозюк, С.М. Дуркин, С.А. Калинин, А.С. Скворцов, И.С. Путилов, П.Н. Рехачев, Н.Н. Барковский // Нефтепромысловое дело. – 2017. – № 9. – С. 28–34.

6. Обоснование оптимальных режимов закачки теплоносителя для повышения нефтеотдачи Ярегского месторождения на основе физического и математического моделирования / С.М. Дуркин, О.А. Морозюк, С.А. Калинин, Л.М. Рузин, И.Н. Меньшикова // Нефтяное хозяйство. – 2018. – № 1. – С. 58–61. DOI: 10.24887/0028-2448-2018-1-58-61

7. Pilot tests of new EOR technologies for heavy oil reservoirs / L.K. Altunina, V.A. Kuvshinov, I.V. Kuvshinov, M.V. Chertekov, S.O. Ursegov // SPE Russian Petroleum Technology Conference, 26–28 October, Russia. – М.: Society of Petroleum Engineers, 2015. DOI: 10.2118/176703-MS

8. Physical-chemical and complex EOR/IOR technologies for the Permian-Carboniferous deposit of heavy oil of the Usinskoye oil field / L.K. Altunina, V.A. Kuvshinov, I.V. Kuvshinov, L.A. Stasyeva, M.V. Chertekov, L.S. Shkrabyuk, D.V. Andreev // Oil Industry Journal. – 2017. – № 07. – С. 26–29. DOI: 10.24887/0028-2448-2017-7-26-29

9. 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. – 340 p.

10. Recharacterizing evolving fluid and PVT properties of Weyburn oil-CO<sub>2</sub> 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
11. Bryant D.W., Monger T.G. Multiple-contact phase behavior measurement and application with mixtures of CO<sub>2</sub> and highly asphaltic crude // *SPE Reservoir Engineering*. – 1988. – Vol. 3, № 2. – P. 701–710.
12. Experimental evaluation of CO<sub>2</sub> injection in a heavy oil reservoir / V. Parasiliti Parracello, M. Bartosek, M. De Simoni, C. Mallardo // *International Petroleum Technology Conference held in Bangkok, 7–9 February*.
13. Chung F.T.H., Ray A.J., Hal T.N. Measurements and correlations of the physical properties of CO<sub>2</sub>/heavy-crude-oil mixtures // *SPE Journal*. – 1988. – Vol. 3, № 3. – P. 822–828. DOI: 10.2118/15080-PA
14. 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
15. Zheng S., Li H., Yang D. Pressure maintenance and improving oil recovery with immiscible CO<sub>2</sub> 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
16. Seyyedsar S.M., Farzaneh S.A., Sohrabi M. Experimental investigation of tertiary CO<sub>2</sub> 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
17. Iraj B., Shadizadeh S.R., Riazi M. Experimental investigation of CO<sub>2</sub> huff and puff in a matrix-fracture system // *Fuel*. – 2015. – Vol. 158, № 15. – P. 105–112. DOI: 10.1016/j.fuel.2015.04.069
18. Liu S.C., Sharma M.P., Harris H.G. Steam and CO<sub>2</sub> combination flooding of fractured cores: experimental studies // *46th Annual Technical Meeting of the Petroleum Society of CIM in Banff, May 14–17*. – Alberta, 1995.
19. Lake L.W., Johns R., Rossen B., Pope G. Fundamentals of enhanced oil recovery // *Society of Petroleum Engineers*, 2014. – 496 p.
20. Бабалян Г.А. Применение карбонизированной воды для увеличения нефтеотдачи. – М.: Недра, 1976. – 144 с.
21. Глазова В.М., Рыжик В.М. Применение двуокиси углерода для повышения нефтеотдачи пластов за рубежом. – М.: ВНИИОЭНГ, 1986. – 45 с.
22. Miller J.S., Jones R.A. A laboratory study to determine physical characteristics of heavy oil after CO<sub>2</sub> saturation // *SPE/DOE Enhanced Oil Recovery Symposium, 5–8 April*. – Tulsa: Oklahoma, 1981. – P. 259–268.
23. Orr Jr. F.M., Yu A.D., Lien C.L. Phase behavior of CO<sub>2</sub> and crude oil in low-temperature reservoirs // *Society of Petroleum Engineers Journal*. – 1981. – № 4. – P. 480–492.
24. Orr Jr. F.M., Yu A.D., Lien C.L. Multiple-contact phase behavior measurement and application with mixtures of CO<sub>2</sub> and highly asphaltic crude // *SPE Reservoir Engineering*. – 1988. – № 3. – P. 701–710. DOI: 10.2118/14438-PA
25. Khatib A.K., Earlougher R.C., Kantar K. CO<sub>2</sub> Injection as an immiscible application for enhanced recovery in heavy oil reservoirs // *SPE California Regional Meeting, 25–27 March*. – Bakersfield, 1981. – P. 461–471. DOI: 10.2118/9928-MS
26. Zhang N., Wei M., Bai B. Statistical and analytical review of worldwide CO<sub>2</sub> immiscible field applications // *Fuel*. – 2018. – Vol 220. – P. 89–100. DOI: 10.1016/j.fuel.2018.01.140
27. Espie T. A new dawn for CO<sub>2</sub> EOR // *International Petroleum Technology Conference, 21–23 November*. – Doha, 2005. DOI: 10.2523/IPTC-10935-MS
28. Koottungal L. Survey: miscible CO<sub>2</sub> continues to eclipse steam in US EOR production // *Oil & Gas Journal*. – 2014. – Vol. 112, № 4. – P. 78–91.
29. Kuuskraa V., Wallace M. CO<sub>2</sub>-EOR set for growth as new CO<sub>2</sub> supplies emerge // *Oil & Gas Journal*. – 2014. – Vol. 112, № 4. – P. 66–77.
30. Bender S., Yilmaz M. Full-field simulation and optimization study of mature IWAG injection in a heavy oil carbonate reservoir // *SPE Improved Oil Recovery Symposium, 12–16 April*. – Tulsa, 2014. DOI: 10.2118/169117-MS
31. Doleschall S., Szittar A., Udvardi G. Review of the 30 years' experience of the CO<sub>2</sub> imported oil recovery projects in Hungary // *SPE International Meeting on Petroleum Engineering held in Beijing, 24–27 March*. – China, 1992. – P. 305–317. DOI: 10.2118/22362-MS

32. Development of heavy oil fractured carbonate Bati Raman field: evaluation of steam injection potential and improving ongoing CO<sub>2</sub> Injection / T. Babadagli, S. Sahin, U. Kalfa, D. Celebioglu, U. Karabakal, N.N.S. Topguder // SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 21–24 September. – Denver, 2008. DOI: 10.2118/115400-MS

33. Sahin S., Kalfa U., Celebioglu D. Bati Raman field immiscible CO<sub>2</sub> application – status quo and future plans // SPE Reservoir Evaluation & Engineering. – 2008. – Vol. 11, № 4. – P.778–791. DOI: 10.2118/106575-PA

34. A quarter century of progress in the application of immiscible EOR project in Bati Raman heavy oil field in Turkey / S. Sahin, U. Kalfa, D. Celebioglu, E. Duygu, H. Lahna // SPE Heavy Oil Conference Canada, 12–14 June. – Calgary, 2012.

35. Sahin S., Kalfa U., Celebioglu D. Unique CO<sub>2</sub>-injection experience in the Bati Raman field may lead to a proposal of EOR/sequestration CO<sub>2</sub> network in the Middle East // SPE Economics & Management. – 2012. – Vol. 4, № 1. – P. 42–50. DOI: 10.2118/139616-PA

36. Design, implementation and early operation results of steam injection pilot in already CO<sub>2</sub>flooded deep-heavy oil fractured carbonate reservoir of Bati Raman field, Turkey / S. Sahin, U. Kalfa, S. Uysal, H. Kilic, H. Lahna // SPE Improved Oil Recovery Symposium, 12–16 April. – Tulsa, 2014. DOI: 10.2118/169035-MS

37. A successful immiscible CO<sub>2</sub> field pilot in a carbonate heavy oil reservoir in the Ikiztepe Field, Turkey / H. Ishii, H.K. Sarma, K. Ono, K. Issever // 9th European Symposium on Improved Oil Recovery, 20–22 October. – Hague, 1997. DOI: 10.3997/2214-4609.201406800

38. Gondiken S. Camurlu field immiscible CO<sub>2</sub> huff and puff pilot project // Fifth SPE Middle East Oil Show held in Manama, March 7–10. – Bahrain. 1987. DOI: 10.2118/15749-MS

39. Cyclic CO<sub>2</sub> injection for heavy-oil recovery in halfmoon field: laboratory evaluation and pilot performance / S. Olenick, F.A. Schroeder, H.K. Haines, T.G. Monger-McClure // 67th Annual Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineers held in Washington DC, October 4–7. – Washington, 1992. – P. 271–280. DOI: 10.2118/24645-MS

40. Дытнерский Ю.И., Брыков В.П., Каграманов Г.Г. Мембранное разделение газов. – М., 1991. – 344 с.

41. Крянев Д.Ю., Жданов С.А. Применение методов увеличения нефтеотдачи пластов в России и за рубежом. Опыт и перспективы [Электронный ресурс] // Бурение и нефть. – 2011. – № 2. – URL: <https://burneft.ru/archive/issues/2011-02/8> (дата обращения: 16.05.2019).

42. Череповицын А.Е., Маринина О.А. Методические подходы к экономической оценке проектов повышения нефтеотдачи на основе закачки CO<sub>2</sub> // Записки Горного института. – 2011. – Т. 194. – С. 344–348.

43. Сургучев М.Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов. – М.: Недра, 1985. – 308 с.

44. Трухина О.С., Синцов И.А. Опыт применения углекислого газа для повышения нефтеотдачи пластов // Успехи современного естествознания. – 2016. – № 3. – С. 205–209.

45. Сидорова К.И. Экономическая оценка использования технологии утилизации углекислого газа в нефтяных месторождениях для повышения нефтеотдачи: дис. ... канд. экон. наук: 08.00.05. – СПб., 2016. – 155 с.

## References

1. Moroziuk O.A. Puti povysheniia effektivnosti termoshakhtnoi razrabotki zalezhei anomalno viazkoi neftei: na primere Iaregskogo mestorozhdeniia [Ways to improve the efficiency of thermal mine development of deposits of abnormally viscous oil: the example of the Yarega]. Ph. D. thesis. Ukhta, 2011. 136 p.

2. Ruzin L.M., Chuprov I.F., Moroziuk O.A., Durkin S.M. Tekhnologicheskie printsipy razrabotki zalezhei anomalno viazkikh neftei i bitumov [Technological principles for the development of deposits of abnormally viscous oils and bitumen]. Moscow, Izhevsk, Institut kompiuternykh issledovaniia, 2015, 480 p.

3. Moroziuk O.A., Barkovskii N.N., Kalinin S.A., Bondarenko A.V., Andreev D.V. Eksperimentalnye issledovaniia vytesneniia vysokoviazkoi neftei dioksidom ugleroda iz karbonatnykh porod [Experimental study of heavy oil displacement by carbon dioxide from carbonate rocks]. *Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*, 2019, no.6, pp.51-56. DOI: 10.30713/2413-5011-2019-6(330)-51-56

4. Ruzin L.M., Moroziuk O.A., Durkin S.M., Kalinin S.A., Skvortsov A.S., Rekhachev P.N., Barkovskii N.N., Iakimov O.I. Laboratornye issledovaniia vliianiia dobavki shchelochi k zakachivaemomu teplonositel'iu na koeffitsient vytesneniia vysokoviazkoi nefti [Laboratory studies of the effect of an alkali addition to the injected heat carrier on the displacement coefficient of high-viscosity oil]. *Oilfield engineering*, 2017, no.5, pp.14-19.
5. Ruzin L.M., Moroziuk O.A., Durkin S.M., Kalinin S.A., Skvortsov A.S., Putilov I.S., Rekhachev P.N., Barkovskii N.N. Laboratornye issledovaniia vliianiia dobavki rastvoritel'ia k zakachivaemomu teplonositel'iu na protsess teplovogo vozdeistviia [Laboratory studies of the effect of solvent addition to the injected heat carrier on the heat treatment process]. *Oilfield engineering*, 2017, no.9, pp.28-34.
6. Durkin S.M., Moroziuk O.A., Kalinin S.A., Ruzin L.M., Menshikova I.N. Obosnovanie optimalnykh rezhimov zakachki teplonositel'ia dlia povysheniia nefteotdachi iaregskogo mestorozhdeniia na osnove fizicheskogo i matematicheskogo modelirovaniia [Substantiation of the optimal strategies of steam injection for enhanced oil recovery at the Yaregskoye field based on physical and mathematical modeling]. *Oil industry*, 2018, no.1, pp.58-61. DOI: 10.24887/0028-2448-2018-1-58-61
7. Altunina L.K., Kuvshinov V.A., Kuvshinov I.V., Chertenkov M.V., Ursegov S.O. Pilot tests of new EOR technologies for heavy oil reservoirs. *SPE Russian Petroleum Technology Conference*, 26-28 October. Moscow, Society of Petroleum Engineers, 2015. DOI: 10.2118/176703-MS
8. Altunina L.K., Kuvshinov V.A., Kuvshinov I.V., Stasyeva L.A., Chertenkov M.V., Shkrabyuk L.S., Andreev D.V. Physical-chemical and complex EOR/IOR technologies for the Permian-Carboniferous deposit of heavy oil of the Usinskoye oil field. *Oil Industry Journal*, 2017, no.07, pp.26-29. DOI: 10.24887/0028-2448-2017-7-26-29
9. 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. 372 p.
10. Luo P., Erl V., Freitag N., Huang S. Recharacterizing evolving fluid and PVT properties of Weyburn oil-CO<sub>2</sub> system. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2013, no.16, pp.226-235. DOI: 10.1016/j.ijggc.2013.03.001
11. Bryant D.W., Monger T.G. Multiple-contact phase behavior measurement and application with mixtures of CO<sub>2</sub> and highly asphaltic crude. *SPE Reservoir Engineering*. – 1988, vol.3, no. 2, pp. 701-710.
12. Parasiliti Parracello V., Bartosek M., De Simoni M., Mallardo C. Experimental evaluation of CO<sub>2</sub> injection in a heavy oil Reservoir // International Petroleum Technology Conference. Bangkok, 7–9 February.
13. Chung F.T.H., Jones R.A., Nguyen H.T. Measurements and correlations of the physical properties of CO<sub>2</sub> – heavy crude oil mixtures. *SPE Journal*, 1988, vol.3, no.3, pp.822-828. DOI: 10.2118/15080-PA
14. 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
15. Zheng S., Li H., Yang D. Pressure maintenance and improving oil recovery with immiscible CO<sub>2</sub> 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
16. Seyyedesar S.M., Farzaneh S.A., Sohrabi M. Experimental investigation of tertiary CO<sub>2</sub> 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
17. Iraj B., Shadizadeh S.R., Riazi M. Experimental investigation of CO<sub>2</sub> 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
18. Liu S.C., Sharma M.P., Harris H.G. Steam and CO<sub>2</sub> combination flooding of fractured cores: experimental studies. *46th Annual Technical Meeting of The Petroleum Society of CIM in Banff, May 14-17*. Alberta, 1995.
19. Lake L.W. Enhanced oil recovery fundamentals. *Society of Petroleum Engineers*, 1985.
20. Babalian G.A. Primenenie karbonizirovannoi vody dlia uvelicheniia nefteotdachi [The use of carbonated water to increase oil recovery]. Moscow, Nedra, 1976, 144 p.

21. Glazova V.M., Ryzhik V.M. *Primenenie dvoukisi ugleroda dlia povysheniia nefteotdachi plastov za rubezhom* [The use of carbon dioxide to enhance oil recovery abroad]. Moscow, VNIIOENG, 1986, 45 p.
22. Miller J.S., Jones R.A. A laboratory study to determine physical characteristics of heavy oil after CO<sub>2</sub> saturation. *SPE/DOE Enhanced Oil Recovery Symposium*, 5–8 April, Tulsa: Oklahoma, 1981, pp. 259–268.
23. Orr Jr. F.M., Yu A.D., Lien C.L. Phase behavior of CO<sub>2</sub> and crude oil in low-temperature reservoirs. *Society of Petroleum Engineers Journal*, 1981, no.4, pp. 480-492.
24. Orr Jr. F.M., Yu A.D., Lien C.L. Multiple-contact phase behavior measurement and application with mixtures of CO<sub>2</sub> and highly asphaltic crude. *SPE Reservoir Engineering*, 1988, no.3, pp.701-710. DOI: 10.2118/14438-PA
25. Khatib A.K., Earlougher R.C., Kantar K. CO<sub>2</sub> Injection as an immiscible application for enhanced recovery in heavy oil reservoirs. *SPE California Regional Meeting*, 25-27 March. Bakersfield, 1981. DOI: 10.2118/9928-MS
26. Zhang N., Wei M., Bai B. Statistical and analytical review of worldwide CO<sub>2</sub> immiscible field applications. *Fuel*, 2018, vol.220, pp.89-100. DOI: 10.1016/j.fuel.2018.01.140
27. Espie T. A new dawn for CO<sub>2</sub> EOR. *International Petroleum Technology Conference*, 21–23 November. Doha, 2005. DOI: 10.2523/IPTC-10935-MS
28. Koottungal L. Survey: miscible CO<sub>2</sub> continues to eclipse steam in US EOR production. *Oil & Gas Journal*, 2014, vol.112, no.4, pp.78-91.
29. Kuuskraa V., Wallace M. CO<sub>2</sub>-EOR set for growth as new CO<sub>2</sub> supplies emerge. *Oil & Gas Journal*, 2014, vol.112, no.4, pp.66-77.
30. Bender S., Yilmaz M. Full-field simulation and optimization study of mature IWAG injection in a heavy oil carbonate reservoir. *SPE Improved Oil Recovery Symposium*, 12-16 April. Tulsa, 2014. DOI: 10.2118/169117-MS
31. Doleschall S., Szittar A., Udvardi G. Review of the 30 years' experience of the CO<sub>2</sub> imported oil recovery projects in Hungary. *SPE International Meeting on Petroleum Engineering held in Beijing*, 24–27 March. China, 1992. DOI: 10.2118/22362-MS
32. Babadagli T., Sahin S., Kalfa U., Celebioglu D., Karabakal U., Topguder N.N.S. Development of heavy oil fractured carbonate Bati Raman field: evaluation of steam injection potential and improving ongoing CO<sub>2</sub> injection. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, 21–24 September. Denver, 2008. DOI: 10.2118/115400-MS
33. Sahin S., Kalfa U., Celebioglu D. Bati Raman field immiscible CO<sub>2</sub> application – status quo and future plans. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 2008, vol.11, no.4, pp.778-791. DOI: 10.2118/106575-PA
34. Sahin S., Kalfa U., Celebioglu D., Duygu E., Lahna H. A quarter century of progress in the application of immiscible EOR project in Bati Raman heavy oil field in Turkey. *SPE Heavy Oil Conference Canada*, 12–14 June. Calgary, 2012. DOI: 10.2118/157865-MS
35. Sahin S., Kalfa U., Celebioglu D. Unique CO<sub>2</sub>-injection experience in the Bati Raman field may lead to a proposal of EOR/sequestration CO<sub>2</sub> network in the Middle East. *SPE Economics & Management*, 2012, vol.4, no.1, pp.42-50. DOI: 10.2118/139616-PA
36. Sahin S., Kalfa U., Uysal S., Kilic H., Lahna H. Design, implementation and early operation results of steam injection pilot in already CO<sub>2</sub> flooded deep-heavy oil fractured carbonate reservoir of Bati Raman field, Turkey. *SPE Improved Oil Recovery Symposium*, 12–16 April. Tulsa, 2014. DOI: 10.2118/169035-MS
37. Ishii H., Sarma H.K., Ono K., Issever K. A successful immiscible CO<sub>2</sub> field pilot in a carbonate heavy oil reservoir in the Ikiztepe Field, Turkey. *9<sup>th</sup> European Symposium on Improved Oil Recovery*, 20–22 October. Hague, 1997. DOI: 10.3997/2214-4609.201406800
38. Gondiken S. Camurlu field immiscible CO<sub>2</sub> huff and puff pilot project. *Fifth SPE Middle East Oil Show held in Manama*, March 7–10. Bahrain. 1987. DOI: 10.2118/15749-MS
39. Olenick S., Schroeder F.A., Haines H.K., Monger-McClure T.G. Cyclic CO<sub>2</sub> injection for heavy-oil recovery in halfmoon field: laboratory evaluation and pilot performance. *67th Annual Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineers held in Washington DC*, October 4–7. Washington, 1992. DOI: 10.2118/24645-MS
40. Dytnerkii Iu.I., Brykov V.P., Kagramanov G.G. Membrannoe razdelenie gazov [Membrane gas separation]. Moscow, 1991, 344 p.

41. Krianev D.Iu., Zhdanov S.A. Primenenie metodov uvelicheniia nefteotdachi plastov v Rossii i za rubezhom. Opyt i perspektivy [Use of advanced reservoir recovery methods in Russia and abroad]. *Burenie i nef't*, 2011, no.2, available at: <https://burneft.ru/archive/issues/2011-02/8> (accessed 12 May 2019).

42. Cherepovitsyn A.E., Marina O.A. Metodicheskie podkhody k ekonomicheskoi otsenke proektov povysheniia nefteotdachi na osnove zakachki CO<sub>2</sub> [Methodical approaches to the economical estimation of CO<sub>2</sub> – enhanced oil recovery projects]. *Zapiski gornogo instituta*, 2011, vol.194, pp.344-348.

43. Surguchev M.L. Vtorichnye i tretichnye metody uvelicheniia nefteotdachi plastov

[Secondary and tertiary reservoir recovery methods]. Moscow, Nedra, 1985, 308 p.

44. Trukhina O.S., Sintsov I.A. Opyt primeneniia uglekislogo gaza dlia povysheniia nefteotdachi plastov [Experience of carbone dioxide usage for enhanced oil recovery]. *Uspekhi sovremennogo estestvoznaniia*, 2016, no.3, pp.205-209.

45. Sidorova K.I. Ekonomicheskaiia otsenka ispolzovaniia tekhnologii utilizatsii uglekislogo gaza v neftianykh mestorozhdeniakh dlia povysheniia nefteotdachi [Economic assessment of the use of carbon dioxide utilization technology in oil fields to enhance oil recovery]. Ph. D. thesis. Saint Petersburg, 2016, 155 p.

Просьба ссылаться на эту статью в русскоязычных источниках следующим образом:

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

Please cite this article in English as:

Kalinin S.A., Morozyuk O.A. Development of high viscosity oil fields in carbonate collectors using carbon dioxide. Analysis of world experience. *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 2019, vol.19, no.4, pp.373-387. DOI: 10.15593/2224-9923/2019.4.6