



Оригинальная статья / Original article

УДК 622.276.6

DOI: <http://dx.doi.org/10.21285/2686-9993-2020-43-4-467-475>



Исследование влияния растворения диоксида углерода в нефти на агрегацию асфальтенов в условиях месторождений Республики Башкортостан

© А.И. Шаяхметов^а, В.Л. Малышев^б, Е.Ф. Моисеева^с, А.И. Пономарев^д, Ю.В. Зейгман^е
^{а-е}Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, Россия

Резюме: Целью данного исследования является изучение влияния растворения в нефти диоксида углерода на агрегацию ассоциатов асфальтенов и на снижение нефтепроницаемости песчаников. Авторами рассмотрены варианты взаимодействия нефти с диоксидом углерода в свободном объеме до закачки в пористую среду и непосредственно в пористой среде. Изучено влияние состава нефти на агрегацию ассоциатов асфальтенов. Влияние растворенного диоксида углерода на дисперсность ассоциатов в нефти изучалось путем фильтрации ее в песчаниках. Агрегирование асфальтенов, если оно происходит в пористой среде, сопровождается закупоркой пор со снижением проницаемости пород, вызывает осложнения при освоении скважин под закачку диоксида углерода и в конечном счете затрудняет достижение запланированных показателей добычи и нефтеотдачи пласта. При взаимодействии нефти с диоксидом углерода в свободном объеме до закачки в пористую среду установлено, что с увеличением объема профильтрованной нефти и концентрации растворенного в нефти диоксида углерода, а также с уменьшением проницаемости песчаника относительная подвижность нефти с растворенным диоксидом углерода снижается. Значительное влияние проницаемости песчаника на результаты экспериментов указывает на то, что размеры агрегатов асфальтенов сопоставимы с размерами мелких пор. Полного затухания фильтрации в песчаниках после пропускания нефти с растворенным в ней диоксидом углерода не наблюдается. На основе анализа изменения состава и свойств нефти в ходе лабораторных экспериментов по вытеснению нефти оторочками диоксида углерода установлено, что при непосредственном контакте нефти с диоксидом углерода в пористой среде происходит агрегация ассоциатов асфальтенов. С увеличением содержания асфальтенов в составе нефти нефтепроницаемость пласта существенно снижается. При этом более значительное снижение проницаемости наблюдается в малопроницаемых пластах.

Ключевые слова: диоксид углерода, асфальтены, повышение нефтеотдачи

Благодарности: Работа выполнена при финансовой поддержке РФФИ в рамках научного проекта № 20-35-80006 «мол_эв_а».

Для цитирования: Шаяхметов А.И., Малышев В.Л., Моисеева Е.Ф., Пономарев А.И., Зейгман Ю.В. Исследование влияния растворения диоксида углерода в нефти на агрегацию асфальтенов в условиях месторождений Республики Башкортостан. *Науки о Земле и недропользование*. 2020. Т. 43. № 4. С. 467–475. <https://doi.org/10.21285/2686-9993-2020-43-4-467-475>

Studying the effect of carbon dioxide oil solubility on asphaltene aggregation under conditions of the Bashkortostan Republic fields

© Airat I. Shayakhmetov^а, Viktor L. Malyshev^б, Elena F. Moiseeva^с,
Alexander I. Ponomarev^д, Yuriy V. Zeigman^е
^{а-е}Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, Russia

Abstract: The purpose of this work is to study the effect of carbon dioxide oil solubility on the aggregation of asphaltene associates and decrease of oil permeability of sandstones. Consideration is given to the interaction variants of oil and carbon dioxide in a free volume before being injected into a porous medium and immediately in the porous medium. The influence of oil composition on the aggregation of asphaltene associates is studied. The effect of the dissolved carbon dioxide on associate dispersion in oil is examined through oil filtering in sandstones. If asphaltene aggregation occurs in a porous medium it causes pore plugging leading to reduced permeability, complicates the development of carbon dioxide injection wells and, as a result, prevents from achieving the planned indicators of oil production and oil recovery. It is found that in the case when oil interacts with carbon dioxide in the free volume before being injected into a porous medium, the increase in the volume of filtered oil and the concentration of carbon dioxide dissolved in oil, and decrease in sandstone



permeability reduce the relative mobility of oil with the dissolved carbon dioxide. The significant influence of sandstone permeability on the experimental results indicates that the sizes of asphaltene aggregates are comparable to the sizes of small pores. We have not observed complete attenuation of filtration after passing of oil with dissolved carbon dioxide through sandstones. Based on the analysis of changes in oil composition and properties carried out in the laboratory experiments on oil displacement by carbon dioxide rims, it has been determined that aggregation of asphaltene associates takes place under immediate contact of oil and carbon dioxide in a porous medium. The higher the asphaltene content in oil, the lower the formation permeability, whereas tight formations feature a more significant decrease in permeability.

Keywords: carbon dioxide, asphaltenes, enhanced oil recovery

Acknowledgments: The work has been carried out with the financial support of the Russian Foundation for Basic Research (scientific project no. 20-35-80006 "mol_ev_a").

For citation: Shayakhmetov AI, Malyshev VL, Moiseeva EF, Ponomarev AI, Zeigman YuV. Studying the effect of carbon dioxide oil solubility on asphaltene aggregation under conditions of the Bashkortostan Republic fields. *Nauki o Zemle i nedropol'zovanie = Earth sciences and subsoil use*. 2020;43(4):467–475. (In Russ.) <https://doi.org/10.21285/2686-9993-2020-43-4-467-475>

Введение

Закачка диоксида углерода, или углекислого газа, в нефтяные пласты во всем мире является одним из наиболее распространенных методов газового воздействия, позволяющим при определенных условиях увеличить нефтеотдачу пластов по сравнению с традиционным заводнением [1, 2]. Положительный эффект применения углекислого газа достигается за счет его влияния на поверхностные явления в пласте и на свойства нефти, воды и коллектора [3–6]. Данная технология широко используется в таких странах, как Соединенные Штаты Америки, Канада, Венгрия, Турция, Китай и другие [7, 8].

В России большой объем исследований влияния диоксида углерода на свойства нефти, воды, пород коллектора, а также на возможность увеличения нефтеотдачи пластов приходится на 1960–1980-е гг. Для месторождений Башкортостана, Татарстана и других регионов России было показано, что при вытеснении нефти карбонизированной водой, содержащей до 50 % углекислого газа, и двуокисью углерода в виде единых и чередующихся с водой оторочек различного размера коэффициент вытеснения нефти может быть увеличен на 5–16 пунктов при несмешиваемом вытеснении и до 23 пунктов в условиях, близких к смесимости нефти с двуокисью углерода. Кроме того, комплексные исследования воздействия углекислого газа на свойства нефти, воды и пород-коллекторов, элементарные акты процесса вытеснения позволили раскрыть многие особенности механизма вытеснения нефти водой в присутствии двуокиси углерода [9].

Одним из факторов, ограничивающих активное применение диоксида углерода, является агрегация ассоциатов асфальтенов в нефти при растворении больших объемов диоксида углерода [10, 11]. Агрегирование асфальтенов, если оно происходит в пористой среде, сопровождается закупоркой пор со снижением проницаемости пород, вызывает осложнения при освоении скважин под закачку углекислого газа и в конечном счете затрудняет достижение запланированных показателей добычи и нефтеотдачи пласта [12]. Изучение механизма и последствий взаимодействия углекислого газа с высокомолекулярными компонентами нефти в пласте позволяет правильно подобрать химические реагенты и повысить эффективность использования диоксида углерода для повышения нефтеотдачи пластов.

Первый в России промысловый эксперимент по закачке карбонизированной воды в нефтяной пласт был проведен в 1967 г. на Александровской площади Туймазинского месторождения. В 1980-х гг. опытно-промышленная закачка диоксида углерода была реализована на Радаевском, Козловском, Елабужском, Ольховском и Сергеевском месторождениях [13–15]. Удельный эффект составил от 0,125 до 0,28 т дополнительной добычи нефти на 1 т закачанной жидкой углекислого газа [16, 17]. Из-за возникающих технологических осложнений в процессе реализации закачки диоксида углерода в нефтяные пласты, а именно коррозии наземного и внутрискважинного оборудования, а также агрегации асфальтеновых частиц в призабойной зоне пласта нагнетательных скважин, приводящих



к снижению их приемистости, все проекты по закачке углекислого газа до конца 1980-х – начала 1990-х гг. в России были закрыты [18–20].

Целью данной работы являлось исследование влияния растворения в нефти диоксида углерода на агрегацию ассоциатов асфальтенов и на снижение нефтепроницаемости песчаников. В ходе исследования были рассмотрены варианты взаимодействия нефти с диоксидом углерода в свободном объеме до закачки в пористую среду и непосредственно в пористой среде. Также изучено влияние состава нефти на агрегацию ассоциатов асфальтенов.

Материалы и методы исследования

Экспериментальное изучение влияния растворенной двуокиси углерода на состояние высокомолекулярных компонентов было проведено на трех различных по составу пробах нефти, отобранных из месторождений Республики Башкортостан. Физические свойства и состав исследуемых образцов даны в табл. 1.

Изучение влияния количества растворенного в нефти диоксида углерода на дисперсность асфальтенов с использованием фильтрационного метода. Влияние растворенного диоксида углерода на дисперсность

ассоциатов в нефти изучалось путем фильтрации ее в песчаниках. При этом пористая среда выполняла роль фильтра (сита) с размерами пор до 40–50 мкм. Для эксперимента были выбраны пробы нефти № 1 и № 2. Опыты проводились на фильтрационной установке при температуре 40 °С и давлении 10 МПа.

Для изучения дисперсности асфальтенов в образцах нефти ступенями растворялось до 20 % масс. углекислого газа. После каждой ступени нефть фильтровалась через песчаники с различной абсолютной проницаемостью и изучалась подвижность нефти при больших объемах прокачки. Величина подвижности определялась после пропускания через песчаник объема нефти, кратного величине порового объема (до 12 поровых объемов нефти с углекислым газом). Размеры и физические свойства песчаников приведены в табл. 2.

Исследование агрегации асфальтенов при взаимодействии нефти и диоксида углерода в пористой среде. В опытах использовались пробы нефти, приведенные в табл. 1. Температура пористой среды в присутствии диоксида углерода не превышала 31 °С. Давление в установке поддерживалось равным 10 МПа – выше давления насыщения нефти газом.

Таблица 1. Физические свойства и состав дегазированной нефти
Table 1. Physical properties and composition of dead oil

Параметр	Величина параметров нефти		
	Проба № 1	Проба № 2	Проба № 3
Пластовая температура, °С	40	40	40
Плотность нефти при стандартных условиях, кг/м ³	906	910	832
Динамическая вязкость нефти при стандартных условиях, мПа·с	101,2	47	25,4
Температура насыщения нефти парафином, °С	27,5	28	36
Массовое содержание, %:			
– асфальтенов;	7,9	4,8	3,3
– силикагелевых смол;	18,2	16,8	10,4
– парафинов	1,3	0,7	1,5

Таблица 2. Сведения о геометрических размерах и свойствах образцов песчаника
Table 2. Information on geometric dimensions and properties of sandstone samples

Номер образца	Длина, см	Площадь поперечного сечения, см ²	Пористость, %	Проницаемость, мД	
				По воздуху	По нефти
1	3,21	6,07	14,5	27	4
2	3,6	6,38	19,4	345	186



На практике вблизи нагнетательных скважин, а также в зонах, обойденных фронтом вытеснения, нефть контактирует с оторочкой углекислого газа. В связи с этим при проведении экспериментов была предусмотрена возможность контакта нефти с углекислым газом непосредственно в пористой среде. При вытеснении нефти из модели пласта была использована оторочка жидкого диоксида углерода, равная двум поровым объемам.

Модели пласта были составлены из кернов естественных песчаников со средними абсолютными проницаемостями 1,14; 0,37 и 0,074 мкм². Диаметр цилиндрических образцов пород составлялся равным 28–30 мм. Образцы пород при составлении модели пласта были подобраны таким образом, чтобы отклонение проницаемости каждого отдельного образца не превышало 5 % от средней проницаемости модели пласта.

Опыты по изучению агрегации и диспергированию асфальтенов при контактировании нефти непосредственно с жидким диоксидом углерода в пористой среде призабойной зоны нагнетательных скважин проводились в следующем порядке:

- фильтрация исходной нефти;
- вытеснение нефти оторочкой жидкого диоксида углерода;
- вытеснение оторочки диоксида углерода исходной нефтью;
- фильтрация исходной нефти.

Результаты исследования

Результаты исследования влияния количества растворенного в нефти диоксида уг-

лерода на дисперсность асфальтенов. В качестве базового варианта в каждой серии опытов моделировалась фильтрация нефти. При фильтрации через модель пласта менее 12 поровых объемов нефти коэффициент подвижности не изменялся. Далее после каждой ступени растворения углекислого газа определялась подвижность нефти при фильтрации через образцы больших ее объемов. Результаты этих измерений приведены в табл. 3 и 4. Из данных таблиц следует, что заметное снижение подвижности нефти проб № 1 и № 2 при фильтрации через песчаники происходит при массовых концентрациях растворенного углекислого газа свыше 11 и 6 % соответственно, что вызвано агрегацией ассоциатов асфальтенов.

Обобщение результатов проведенных опытов показало, что относительная подвижность нефти существенно зависит от объема нефти, прокачанного через песчаник, содержания в ней асфальтенов и проницаемости пористой среды. Здесь под относительной подвижностью понимается отношение подвижности нефти после прокачки через песчаник определенного порового объема нефти, содержащей углекислый газ, к подвижности той же нефти через этот же песчаник в начале каждой серии опытов. С увеличением объема профильтрованной нефти и концентрации растворенного в нефти диоксида углерода, а также с уменьшением проницаемости песчаника относительная подвижность нефти с растворенным диоксидом углерода снижается. Значительное влияние проницаемости песчаника на результаты экспериментов указывает

Таблица 3. Изменение относительной подвижности при прокачке нефти пробы № 1 через песчаник № 1

Table 3. Change in relative mobility when pumping sample no. 1 oil through sandstone no. 1

Массовая концентрация диоксида углерода в нефти, %	Относительная подвижность нефти после прокачки различных поровых объемов жидкости через песчаник							
	1	2	4	6	8	10	12	14
0	1	1	1	1	1	1	1	1
2,2	1	1	1	1	1	1	1	1
4,4	1	1	1	1	1	1	1	1
6,7	1	1	1	1	1	1	1	1
9,1	1	1	1	1	1	1	1	1
11,6	1	0,979	0,945	0,906	0,892	0,888	0,828	0,812
15,5	1	0,905	0,801	0,697	0,611	0,53	0,478	0,444
18	1	0,798	0,611	0,463	0,395	0,33	0,278	0,24



Таблица 4. Изменение относительной подвижности при прокачке нефти пробы № 2 через песчаник № 2

Table 4. Change in relative mobility when pumping sample no. 2 oil through sandstone no. 2

Массовая концентрация диоксида углерода в нефти, %	Относительная подвижность нефти после прокачки различных поровых объемов жидкости через песчаник							
	1	2	3	4	5	6	7	8
0	1	1	1	1	1	1	1	1
3	1	1	1	1	1	1	1	1
6	1	0,917	0,917	0,835	0,785	0,74	0,698	0,698
9,1	1	1	1	1	1	1	1	1
12,4	1	1	1	1	1	1	1	1
13,3	1	1	1	1	0,733	0,733	0,667	0,667
14,6	1	1	0,894	0,84	0,801	0,779	0,712	0,712
19,3	1	1	0,73	0,6	0,59	0,571	0,584	0,584
20,5	1	0,863	0,744	0,736	0,614	0,547	0,53	0,478

на то, что размеры агрегатов асфальтенов сопоставимы с размерами мелких пор. Полного затухания фильтрации в песчаниках после пропускания нефти с растворенным в ней углекислым газом не наблюдается.

Результаты исследований взаимодействия нефти и диоксида углерода в пористой среде. Результаты анализа состава нефти при фильтрации ее с диоксидом углерода в пористой среде приведены в табл. 5–7. Из этих таблиц следует, что в опытах по вытеснению оторочками углекислого газа малосмолистой нефти (проба № 3) из высокопроницаемого песчаника состав нефти при контакте с углекислым газом не меняется,

а при вытеснении высокосмолистой нефти (проба № 1) из менее проницаемого песчаника состав нефти изменяется, но незначительно.

При вытеснении нефти оторочкой углекислого газа содержание асфальтенов снижается. Это обусловлено агрегацией ассоциатов асфальтенов при контакте нефти с углекислым газом и отложениями их в порах модели пласта. В дальнейшем при контакте нефти с оторочкой углекислого газа наблюдается повышение содержания асфальтенов в составе профильтрованной через модель пласта нефти. Высоковязкая нефть, движущаяся вслед за жидкой оторочкой диоксида углерода,

Таблица 5. Изменение состава малосмолистой нефти (проба № 3) при вытеснении оторочки диоксида углерода из модели пласта с проницаемостью 1,14 мкм²

Table 5. Changes in low-resinous oil composition (sample no. 3) when displacing carbon dioxide rim from the reservoir model with the permeability of 1.14 μm²

Номер этапа	Условие отбора проб нефти	Массовое содержание, %		
		Асфальтенов	Силикагелевых смол	Парафинов
1	Фильтрация однофазной нефти	3,3	10,4	1,5
2	Вытеснение нефти оторочкой диоксида углерода	3,3	10	1,4
3	Вытеснение оторочки диоксида углерода нефтью	3,3	10,6	1,4
4	Фильтрация однофазной нефти	3,2	10,4	1,5

Таблица 6. Изменение состава высокосмолистой нефти (проба № 1) при вытеснении оторочки диоксида углерода из модели пласта с проницаемостью 0,074 мкм²

Table 6. Changes in highly resinous oil composition (sample no. 1) when displacing carbon dioxide rim from the reservoir model with the permeability of 0.074 μm²

Номер этапа	Условие отбора проб нефти	Массовое содержание, %		
		Асфальтенов	Силикагелевых смол	Парафинов
1	Фильтрация однофазной нефти	7,9	18,2	1,3
2	Вытеснение нефти оторочкой диоксида углерода	7,7	18,8	1,3
3	Вытеснение оторочки диоксида углерода нефтью	8,2	20,1	1,2
4	Фильтрация однофазной нефти	7,9	18,2	1,3

**Таблица 7. Изменение нефтепроницаемости модели пласта после контакта нефти с диоксидом углерода****Table 7. Changes in oil permeability of the reservoir model after oil and carbon dioxide contact**

Номер модели пласта	Абсолютная проницаемость, мкм ²	Изменение (снижение) нефтепроницаемости при фильтрации, %		
		Проба нефти № 3	Проба нефти № 2	Проба нефти № 1
1	1,14	0	0	3
2	0,37	0	10	42
3	0,074	11	25	66

частично вытесняет агрегаты асфальтенов из модели пласта. С увеличением содержания асфальтенов в составе нефти нефтепроницаемость пласта существенно снижается, причем более значительное снижение проницаемости наблюдается в малопроницаемых пластах (см. табл. 7).

Заключение

На основе анализа изменения состава и свойств нефти в лабораторных экспериментах по вытеснению нефти оторочками углекислого газа установлено, что при непосредственном контакте нефти с диоксидом углерода в пористой среде происходит агрегация

ассоциатов асфальтенов. Полного затухания фильтрации не происходит. Агрегаты асфальтенов закупоривают поры небольших размеров. Извлечение агрегатов асфальтенов из пористой среды возможно с использованием высоковязкой жидкости. Результаты экспериментов следует учитывать при идентификации причин снижения приемистости нагнетательных скважин при закачке оторочек углекислого газа, а также при выборе химических реагентов для повышения приемистости скважин и доизвлечения остаточной нефти из зон, не охваченных вытеснением, после закачки в пласт оторочек углекислого газа.

Список литературы

1. Aycaguer A.-C., Lev-On M., Winer A.M. Reducing carbon dioxide emissions with enhanced oil recovery projects: a life cycle assessment approach // *Energy & Fuels*. 2001. Vol. 15. Iss. 2. P. 303–308. <https://doi.org/10.1021/ef000258a>
2. Wu S., Zhao D., Li Z., Zhu Q. New evaluation function for the oil recovery and carbon sequestration of CO₂-EOR project // *International Journal of Computer Applications in Technology*. 2016. Vol. 54. Iss. 1. P. 14–22. <https://doi.org/10.1504/IJCAT.2016.077794>
3. Song Z., Zhu W., Wang X., Guo S. 2-D pore-scale experimental investigations of asphaltene deposition and heavy oil recovery by CO₂ flooding // *Energy & Fuels*. 2018. Vol. 32. Iss. 3. P. 3194–3201. <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.7b03805>
4. Liu B., Li J., Qi C., Li X., Mai T., Zhang J. Mechanism of asphaltene aggregation induced by supercritical CO₂: insights from molecular dynamics simulation // *RSC Advances*. 2017. Vol. 80. Iss. 7. P. 50786–50793. <https://doi.org/10.1039/c7ra09736k>
5. Farajzadeh R., Andrianov A., Bruining H., Zitha P.L.J. Comparative study of CO₂ and N₂ foams in porous media at low and high pressure-temperatures // *Industrial & Engineering Chemistry Research*. 2009. Vol. 48. Iss. 9. P. 4542–4552. <https://doi.org/10.1021/ie801760u>
6. Godec M.L., Kuuskraa V.A., Di Pietro P. Opportunities for using anthropogenic CO₂ for enhanced oil recovery and CO₂ storage // *Energy & Fuels*. 2013. Vol. 27. Iss. 8. P. 4183–4189. <https://doi.org/10.1021/ef302040u>
7. Zhang N., Wei M., Bai B. Statistical and analytical review of worldwide CO₂ immiscible field applications // *Fuel*. 2018. Vol. 220. P. 89–100. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2018.01.140>
8. Alfarge D., Wei M., Bai B. CO₂-EOR mechanisms in huff-n-puff operations in shale oil reservoirs based on history matching results // *Fuel*. 2018. Vol. 226. P. 112–120. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2018.04.012>
9. Лозин Е.В., Масагутов Р.Х., Баймухаметов К.С., Родионов В.П., Никитин В.Т., Алмаев Р.Х. [и др.]. Вклад ученых Башнипинефти в развитие нефтедобывающей промышленности Башкортостана: монография. Уфа: Башнефть, 2002. 304 с.
10. Jafari Behbahani T., Ghotbi C., Taghikhani V., Shahrabadi A. Investigation of asphaltene adsorption in sandstone core sample during CO₂ injection: experimental and modified modeling // *Fuel*. 2014. Vol. 133. P. 63–72. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2014.04.079>
11. Leontaritis K.J., Ali Mansoori G. Asphaltene deposition: a survey of field experiences and research approaches // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 1988. Vol. 1. Iss. 3. P. 229–239. [https://doi.org/10.1016/0920-4105\(88\)90013-7](https://doi.org/10.1016/0920-4105(88)90013-7)
12. Almehaideb R.A. Asphaltene precipitation and deposition in the near wellbore region: a modeling approach // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2004. Vol. 42. Iss. 2-4. P. 157–170. <https://doi.org/>



10.1016/j.petrol.2003.12.008

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

14. Разработка нефтяных месторождений. В 4 т. Т. 4. Закачка и распределение технологических жидкостей по объектам разработки / ред. Н.И. Хисамутдинов, Г.З. Ибрагимов. М.: Изд-во ВНИИОЭНГ, 1994. 262 с.

15. Штоф М.Д., Райхман Б.Н., Никитина Р.В., Фаловский В.И. Изменение свойств нефти пласта АЗ Козловского месторождения при ее смешении с углекислотой // Труды Гипровостокнефти: сб. науч. тр. Куйбышев: Изд-во Гипровостокнефти, 1984. С. 102–105.

16. 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.

17. Mamedov Y.G., Bokserman A.A. Application of Improved Oil Recovery in the Soviet Union // SPE/DOE Enhanced Oil Recovery Symposium (Tulsa, 22–24 April 1992). Tulsa: Society of Petroleum Engineers, 1992. P. 53–64. <https://doi.org/10.2118/24162-MS>

18. Халимов Э.М., Леви Б.И., Дзюба В.И., Пономарев С.А. Технология повышения нефтеотдачи пластов. М.: Недра, 1984. 271 с.

19. Степанова Г.С. Газовые и водогазовые методы воздействия на нефтяные пласты. М.: Газоил пресс, 2006. 200 с.

20. Разработка нефтяных месторождений. В 4 т. Т. 1. Разработка нефтяных месторождений на поздней стадии / ред. Н.И. Хисамутдинов, М.М. Хасанов, А.Г. Телин. М.: Изд-во ВНИИОЭНГ, 1994. 240 с.

References

1. Aycaguer AC, Lev-On M, Winer AM. Reducing carbon dioxide emissions with enhanced oil recovery projects: a life cycle assessment approach. *Energy & Fuels*. 2001;15(2):303–308. <https://doi.org/10.1021/ef000258a>

2. Wu S, Zhao D, Li Z, Zhu Q. New evaluation function for the oil recovery and carbon sequestration of CO₂-EOR project. *International Journal of Computer Applications in Technology*. 2016;54(1):14–22. <https://doi.org/10.1504/IJCAT.2016.077794>

3. Song Z, Zhu W, Wang X, Guo S. 2-D pore-scale experimental investigations of asphaltene deposition and heavy oil recovery by CO₂ flooding. *Energy & Fuels*. 2018;32(3):3194–3201. <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.7b03805>

4. Liu B, Li J, Qi C, Li X, Mai T, Zhang J. Mechanism of asphaltene aggregation induced by supercritical CO₂: insights from molecular dynamics simulation. *RSC Advances*. 2017;80(7):50786–50793. <https://doi.org/10.1039/c7ra09736k>

5. Farajzadeh R, Andrianov A, Bruining H, Zitha PLJ. Comparative study of CO₂ and N₂ foams in porous media at low and high pressure-temperatures. *Industrial & Engineering Chemistry Research*. 2009;48(9):4542–4552. <https://doi.org/10.1021/ie801760u>

6. Godec ML, Kuuskraa VA, Dipietro P. Opportunities for using anthropogenic CO₂ for enhanced oil recovery and CO₂ storage. *Energy & Fuels*. 2013;27(8):4183–4189. <https://doi.org/10.1021/ef302040u>

7. Zhang N, Wei M, Bai B. Statistical and analytical review of worldwide CO₂ immiscible field applications. *Fuel*. 2018;220:89–100. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2018.01.140>

8. Alfarge D, Wei M, Bai B. CO₂-EOR mechanisms in huff-n-puff operations in shale oil reservoirs based on history matching results. *Fuel*. 2018;226:112–120. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2018.04.012>

9. Lozin EV, Masagutov RKh, Baimukhametov KS, Rodionov VP, Nikitin VT, Almaev RKh, et al. *Contribution of Bashnipineft scientists to the development of*

Bashkortostan oil-extracting industry. Ufa: Bashneft'; 2002. 304 p. (In Russ.)

10. Jafari Behbahani T, Ghotbi C, Taghikhani V, Shahrabadi A. Investigation of asphaltene adsorption in sandstone core sample during CO₂ injection: experimental and modified modeling. *Fuel*. 2014;133:63–72. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2014.04.079>

11. Leontaritis KJ, Ali Mansoori G. Asphaltene deposition: a survey of field experiences and research approaches. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 1988;1(3):229–239. [https://doi.org/10.1016/0920-4105\(88\)90013-7](https://doi.org/10.1016/0920-4105(88)90013-7)

12. Almehaideb RA. Asphaltene precipitation and deposition in the near wellbore region: a modeling approach. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2004;42(2-4):157–170. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2003.12.008>

13. Trukhina OS, Sintsov IA. Experience of carbone dioxide usage for enhanced oil recovery. *Uspekhi sovremenogo estestvoznaniya = Advances in Current Natural Sciences*. 2016;3:205–209. (In Russ.)

14. Khisamutdinov NI, Ibragimov GZ. *Development of oil fields*. In 4 vol. Vol. 4. *Injection of process fluids and their distribution by development sites*. Moscow: All-Russian Scientific Research Institute for Organization, Management and Economy of Oil and Gas Industry; 1994. 262 p. (In Russ.)

15. Shtof MD, Raikhman BN, Nikitina RV, Falovskii VI. Changes in properties of A3 layer oil of the Kozlovskoye field when mixed with carbon dioxide. In: *Trudy Giprovostoknefti = Giprovostokneft Proceedings*. Kuybyshv: Giprovostokneft'; 1984. p.102–105. (In Russ.)

16. Kalinin SA, Morozuk OA. Development of high viscosity oil fields in carbonate collectors using carbon dioxide. Analysis of world experience. *Vestnik Permskogo natsional'nogo issledovatel'skogo politekhnicheskogo universiteta. Geologiya. Neftgazovoe i gornoe delo = Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*. 2019;19(4):373–387. (In Russ.)



17. Mamedov YG, Bokserman AA. Application of Improved Oil Recovery in the Soviet Union. In: *SPE/DOE Enhanced Oil Recovery Symposium*. 22–24 April 1992, Tulsa. Tulsa: Society of Petroleum Engineers; 1992. p.53–64. <https://doi.org/10.2118/24162-MS>

18. Khalimov EM, Levi BI, Dzyuba VI, Ponomarev SA. *Enhanced oil recovery technology*. Moscow: Nedra; 1984. 271 p. (In Russ.)

19. Stepanova GS. *Gas and water-gas recovery methods for oil reservoirs*. Moscow: Gazoil press; 2006. 200 p. (In Russ.)

20. Khisamutdinov NI, Khasanov MM, Telin AG. *Development of oil fields*. In 4 vol. Vol. 1. *Late stage of oil field development*. Moscow: All-Russian Scientific Research Institute for Organization, Management and Economy of Oil and Gas Industry; 1994. 240 p. (In Russ.)

Сведения об авторах / Information about the authors



Шаяхметов Айрат Ильфатович,

кандидат технических наук,
доцент кафедры разработки и эксплуатации газовых
и нефтегазоконденсатных месторождений,
Уфимский государственный нефтяной технический университет,
450064, г. Уфа, ул. Космонавтов, 1, Россия,
✉ e-mail: airat_shayahmeto@mail.ru

Airat I. Shayakhmetov,

Cand. Sci. (Eng.),
Associate Professor of the Department of Gas and Oil & Gas Condensate
Field Development and Operation,
Ufa State Petroleum Technological University,
1 Kosmonavtov St., Ufa 450064, Russia,
✉ e-mail: airat_shayahmeto@mail.ru



Малышев Виктор Леонидович,

кандидат физико-математических наук, доцент,
доцент кафедры разработки и эксплуатации газовых
и нефтегазоконденсатных месторождений,
Уфимский государственный нефтяной технический университет,
450064, г. Уфа, ул. Космонавтов, 1, Россия,
e-mail: victor.l.malyshev@mail.ru

Viktor L. Malyshev,

Cand. Sci. (Phys. & Math.), Associate Professor,
Associate Professor of the Department of Gas and Oil & Gas Condensate
Field Development and Operation,
Ufa State Petroleum Technological University,
1 Kosmonavtov St., Ufa 450064, Russia,
e-mail: victor.l.malyshev@mail.ru



Моисеева Елена Флоридовна,

кандидат физико-математических наук, доцент,
доцент кафедры разработки и эксплуатации газовых
и нефтегазоконденсатных месторождений,
Уфимский государственный нефтяной технический университет,
450064, г. Уфа, ул. Космонавтов, 1, Россия,
e-mail: elena.f.moiseeva@gmail.com

Elena F. Moiseeva,

Cand. Sci. (Phys. & Math.), Associate Professor,
Associate Professor of the Department of Gas and Oil & Gas Condensate
Field Development and Operation,
Ufa State Petroleum Technological University,
1 Kosmonavtov St., Ufa 450064, Russia,
e-mail: elena.f.moiseeva@gmail.com



Пономарев Александр Иосифович,
доктор технических наук, профессор,
заведующий кафедрой разработки и эксплуатации газовых
и нефтегазоконденсатных месторождений,
Уфимский государственный нефтяной технический университет,
450064, г. Уфа, ул. Космонавтов, 1, Россия,
e-mail: pnmrv@mail.ru
Alexander I. Ponomarev,
Dr. Sci. (Eng.), Professor,
Head of the Department of Gas and Oil & Gas Condensate
Field Development and Operation,
Ufa State Petroleum Technological University,
1 Kosmonavtov St., Ufa 450064, Russia,
e-mail: pnmrv@mail.ru



Зейгман Юрий Вениаминович,
доктор технических наук, профессор,
заведующий кафедрой разработки и эксплуатации нефтегазовых месторождений,
Уфимский государственный нефтяной технический университет,
450064, г. Уфа, ул. Космонавтов, 1, Россия,
e-mail: jvzeigman@yandex.ru
Yuriy V. Zeigman,
Dr. Sci. (Eng.), Professor,
Head of the Department of Oil & Gas Field Development and Operation,
Ufa State Petroleum Technological University,
1 Kosmonavtov St., Ufa 450064, Russia,
e-mail: jvzeigman@yandex.ru

Заявленный вклад авторов / Contribution of the authors

Все авторы сделали эквивалентный вклад в подготовку публикации.
The authors contributed equally to this article.

Конфликт интересов / Conflict of interests

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.
The authors declare no conflicts of interests.

Все авторы прочитали и одобрили окончательный вариант рукописи.
The final manuscript has been read and approved by all the co-authors.

Информация о статье / Information about the article

Статья поступила в редакцию 03.09.2020; одобрена после рецензирования 06.10.2020; принята к публикации 09.11.2020.

The article was submitted 03.09.2020; approved after reviewing 06.10.2020; accepted for publication 09.11.2020.