

## Повышение нефтеотдачи пластов и интенсификация добычи нефти посредством внутрипластовой генерации CO<sub>2</sub>

## Enhanced oil recovery and intensified oil production using in-situ CO<sub>2</sub> generation

А.Х. Шахвердиев<sup>1</sup>, д.т.н.

A.Kh. Shakhverdiev<sup>1</sup>

А.Ю. Бруслов<sup>1</sup>

A.Yu. Bruslov<sup>1</sup>

С.В. Арефьев<sup>2</sup>

S.V. Arefyev<sup>2</sup>

А.В. Денисов<sup>1</sup>

A.V. Denisov<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Российский гос. геологоразведочный университет имени С. Орджоникидзе

<sup>1</sup>Sergo Ordzhonikidze Russian State University for Geological Prospecting, RF, Moscow

<sup>2</sup>ПАО «ЛУКОЙЛ»

<sup>2</sup>LUKOIL PJSC, RF, Moscow

Адрес для связи: ah\_shah@mail.ru

E-mail: ah\_shah@mail.ru

**Ключевые слова:** двуокись углерода (CO<sub>2</sub>), внутрипластовая генерация (ВПГ)-CO<sub>2</sub>, методы повышения нефтеотдачи пластов, интенсификация добычи нефти, газообразующий агент, газогенерирующий агент

**Keywords:** carbon dioxide (CO<sub>2</sub>), in-situ CO<sub>2</sub> generation (ISG), enhanced oil recovery methods, enhanced oil production, gas-forming agent, gas-generating agent

Применение двуокиси углерода (CO<sub>2</sub>), в целях повышения нефтеотдачи пластов и интенсификации добычи нефти, становится все более востребованным. Как разновидности такого применения, созданы и развиваются метод и технологии с внутрипластовой генерацией двуокиси углерода (ВПГ-CO<sub>2</sub>). Это связано с тем, что при технических, экономических, экологических ограничениях по производству, транспорту и закачке двуокиси углерода в продуктивные пласты с поверхности, вместо этого CO<sub>2</sub> целесообразно генерировать непосредственно в пластовых условиях. В работе рассмотрены опыт и перспективы применения инновационного метода внутрипластовой генерации CO<sub>2</sub> (ВПГ-CO<sub>2</sub>) после реакции между водными растворами газообразующего и газогенерирующего агентами. Этот метод успешно апробирован в лабораторных, промысловых условиях, защищен патентами в России и за рубежом, обеспечивает увеличение нефтедобычи, применим в условиях высокообводненных месторождений, нефти малой, повышенной вязкости, пластовых температур выше 33 °С и давлении выше 7,3 МПа. Перспективы внутрипластовой генерации CO<sub>2</sub> связываются с оптимизацией количеств применяемых реагентов, частоты повторного применения, масштабированием использования, а также с наработкой промысловой практики обработки (суффозии) призабойных зон добывающих скважин, для интенсификации отбора нефти.

The use of carbon dioxide (CO<sub>2</sub>) to enhance oil recovery and intensify oil production is becoming increasingly popular. Methods and technologies such as in-situ carbon dioxide generation (ISG-CO<sub>2</sub>) have been developed. This is due to the fact that, given technical, economic, and environmental limitations on the production, transportation, and injection of carbon dioxide into productive formations from the surface, it is advisable to generate CO<sub>2</sub> directly in the reservoir. This paper examines the experience and prospects of applying an innovative method of in-situ CO<sub>2</sub> generation following a reaction between aqueous solutions of gas-forming and gas-generating agents. This method was successfully tested in laboratory and field conditions, and is protected by patents in Russia and abroad, and ensures increased oil production. It is applicable to highly water-cut fields, low-viscosity and high-viscosity oils, formation temperatures above 33 °C and pressures above 7,3 MPa. The prospects for in-situ CO<sub>2</sub> generation are associated with the optimization of the quantities of reagents used, the frequency of reuse, scaling up of use, as well as with the development of industrial practices for treating (suffusion) the bottomhole zones of production wells to intensify oil recovery.

Для повышения нефтеотдачи и интенсификации добычи нефти применяют методы, где пластовые нефть и вода вступают в контакт с техногенной двуокисью углерода [1-30]. Двуокись углерода ( $\text{CO}_2$ ) закачивают через нагнетательные, добывающие скважины или генерируют в пластовых условиях.

В отличие от технологий поверхностной закачки, внутрислоговая генерация (ВПГ) не требует дорогостоящего специального оборудования и трубопроводов, может воспроизводиться многократно, а также не сопровождается рисками ранних прорывов  $\text{CO}_2$  к добывающим скважинам, взрывопроявлений, ранений, отравлений, загрязнений и других угроз для здоровья персонала и экологии [3].

В отличие от метода внутрислоговой генерации  $\text{CO}_2$  путем высокотемпературного гидролиза растворов карбамида [31, 32], генерация по методу ВПГ- $\text{CO}_2$  применима в коллекторах как с низкой, так и высокой пластовой температурой.

По методу ВПГ- $\text{CO}_2$  для довытеснения нефти на поздней стадии заводнения, объемы и продолжительность закачки химреагентов кратно меньше тех, что в технологиях объемной закачки с наземными коммуникациями для транспортировки и закачки  $\text{CO}_2$ .

При внутрислоговой генерации  $\text{CO}_2$  проявляются следующие базовые механизмы увеличения нефтедобычи: высокоскоростная генерация двуокиси углерода как продукта внутрислоговой реакции между водными растворами газообразующего и газогенерирующего агентов, распределение сгенерированной двуокиси углерода в свободной фазе, нефти и побочно сгенерированном водном солевом растворе, дополнительная очистка и увеличение проницаемости коллектора в контакте с  $\text{CO}_2$ , вытеснение (дренаж) дополнительной нефти, обогащенной  $\text{CO}_2$ , водным солевым раствором с растворенной двуокисью углерода [3].

Проведение внутрислоговой генерации  $\text{CO}_2$  имеет ряд особенностей: скважинная циклическая чередующаяся закачка порций растворов реагирующих газообразующего и газогенерирующего агентов, с обязательной закачкой порций буферной воды, разделяющей порции реагирующих агентов, последовательная закачка одной порции раствора газообразующего агента, порции разделяющей буферной воды и порции

раствора газогенерирующего агента составляет один цикл, оптимальное количество циклов для одной скважино-операции составляет от двух до четырех [1,13].

Объемы реагентов для внутрипластовой генерации CO<sub>2</sub> обосновывают оценочными расчетами, на базе информации о расстояниях между нагнетательными и добывающими скважинами, границах призабойных зон, насыщенных толщинах и глубинах залегания коллектора, а также концентрациях закачиваемых растворов реагентов. Общий объем закачиваемых реагентов (растворов газообразующего и газогенерирующего агентов) на одну скважино-операцию составляет от 100 м<sup>3</sup> и более.

Работоспособность закачки химреагентов, по технологии ВПГ-CO<sub>2</sub> (в более раннем названии – технология оторочки псевдокипящей газожидкостной системы), в объемах 98-660 м<sup>3</sup>, доказана накопленным опытом опытно-промышленных и промышленных работ [3], приведенным в табл. 1.

**Таблица 1**

Объект опытно-промышленных работ (ОПР)	Год	Число скв.-операций	Объем водных растворов химреагентов на 1 скв, м <sup>3</sup>	Дополнительная добыча нефти, тыс.т	Время оценки эффекта, мес.	Прирост добычи нефти, %	Число добывающих скважин
ОПР АВ1-3 Самотлорского м.	1999	13	180	18	9	22	62
ОПР ЮВ1(2) Новопокурское м.	2001	3	160	3	9	19	10
ОПР Чжуньюянь КНР	2002	18	190-330	9	6	16	43
ОПР MUSKOGEE OIL FIELD США	2009	3	98	0,42	1	45	14
ОПР АВ8 Ватьеганское м.	2010	5	495	5,6	6	12,6	21
ОПР Бохай Бей КНР	2009-2010	2	345	5,9	4	22	8
ОПР БС10 Тевлинско-Русскинское м.	2022-2023	3	327-660	3	8	13	17

Как следует из табл. 1, в период 1999-2023 гг. метод и технология ВПГ-СО<sub>2</sub> применялся как в России, так и дальнем зарубежье. С результативностью по увеличению нефтедобычи на 13-22 % в течение 1-9 мес.

Для дальнейшего развития, применения метода и технологий внутрипластовой генерации СО<sub>2</sub> для повышения нефтеотдачи необходимы продолжение испытаний в условиях коллекторов пониженной проницаемости и нефти повышенной вязкости, а также масштабированием применения.

Как известно, обработки призабойных зон скважин с кислотосодержащими составами, несмотря на общую эффективность [33], сопровождаются заметной кольматацией коллектора.

Механизмы действия СО<sub>2</sub> по очистке призабойных зон коллектора от кольматирующих частиц, в том числе асфальтосмолопарафиносодержащих, а также по экстракции легких нефтяных фракций из нефти или нефтяных остатков в пористых средах, использованы в технических решениях [10-12]

В технических решениях [10, 11] генерацией двуокиси углерода нефтенасыщенной пористой среде добиваются экстракции легких фракций в фазу СО<sub>2</sub> с последующим их извлечением и добычей, а также частичного устранения кольматирующих частиц. В частности, асфальтосмолопарафиновой природы. Неполная очистка от асфальтосмолистых кольматантов связана с тем, что экстракция легких фракций нефти в СО<sub>2</sub> при их контакте сопровождается увеличением содержания, дополнительным осадкообразованием асфальтосмолистых компонентов в неотэкстрагированной части нефти и, соответственно во вмещающей пористой среде коллектора, с последующей соответствующей ее дополнительной кольматацией.

В техническом решении [12] задача наиболее полного удаления асфальтосмолистых кольматантов, после внутрипластовой генерации СО<sub>2</sub> при обработках призабойных зон добывающих скважин, решена путем дополнительной закачки в призабойные зоны порций смеси ароматических углеводородных растворителей таких кольматантов. Содержание бензола, толуола, ксилола в смеси и объем такой смеси определяют

предварительно, в лабораторных условиях, по критериям максимально быстрого и полного растворения асфальтосмолистых кольтатирующих осадков.

Для практического использования предложенного технического решения необходимы дополнительные промысловые испытания для коллекторов с различными фильтрационно-емкостными свойствами и составами нефти.

Что касается удаления кольтатирующих частиц породы, отличной от асфальтосмолопарафиновой, эту задачу, как сопутствующую и для призабойных зон нагнетательных скважин, успешно решает уже рассмотренный и испытанный метод внутрислоговой генерации двуокиси углерода для повышения нефтеотдачи, с закачкой генерирующих CO<sub>2</sub> водных растворов химреагентов через нагнетательные скважины. Как в лабораторных опытах по фильтрации на керовом материале абсолютной проницаемостью порядка 170 мД, так и в промысловых условиях испытаний отмечено увеличение проницаемости коллектора по воде и коэффициента приемистости на 16-48 %. Более подробные лабораторные данные приведены в табл. 2.

Таблица 2

Номер эксперимента на керовом материале	Коэффициенты проницаемости, 10 <sup>-3</sup> мкм <sup>2</sup>				Абсолютный прирост проницаемости по воде после закачки химреагентов с генерацией CO <sub>2</sub> , 10 <sup>-3</sup> мкм <sup>2</sup>	Относительный прирост проницаемости по воде после закачки химреагентов с генерацией CO <sub>2</sub> , %
	По газу, до насыщения флюидами	Фазовая по нефти, при создании начальной нефтенасыщенности	Фазовая по воде, после заводнения и до закачки химреагентов	Фазовая, после закачки химреагентов с генерацией CO <sub>2</sub>		
1	173,37	74,96	7,44	8,64	1,2	16,13
2	169,81	80,86	9,45	11,58	2,13	22,54
3	176,35	80,09	9,36	11,99	2,63	28,10
4	170,88	80,34	9,19	12,44	3,25	35,36
5	170,42	80,22	8,90	13,17	4,27	47,98
Среднее	172,49	79,29	8,87	11,56	2,70	30,02

В технологии интенсификации отбора нефти, путем циклической закачки двуокиси углерода в добывающие скважины [26] установлено, что повторные закачки в добывающие скважины целесообразны при оптимальном числе не более трех.

Здесь эффективность технологии применения CO<sub>2</sub> прямо зависит от числа повторяющихся закачек двуокиси углерода. С учетом этого, необходимы новые дополнительные исследования, промысловые испытания и оценка эффективности метода, технологий ВПП-CO<sub>2</sub>, в зависимости от числа повторений внутрипластовой генерации двуокиси углерода.

Таким образом, рассмотрена практика и перспективы внутрипластовой генерации двуокиси углерода по методу и технологиям ВПП-CO<sub>2</sub>, как для повышения нефтеотдачи, так и производительности нагнетательных и добывающих скважин.

Перспективы метода и технологий внутрипластовой генерации CO<sub>2</sub> включают продолжение исследований, испытаний и масштабирования технологии в различных геолого-промысловых условиях, оптимизацией количеств применяемых реагентов, числа циклов и частоты повторной внутрипластовой генерации.

### Список литературы

1. Шахвердиев А.Х., Арефьев С.В., Бруслов А.Ю., Денисов А.В. Способ разработки нефтяной залежи. Патент RU 2814697C1. Опубликовано 04.03.2024. 14 страниц.
2. Шахвердиев А.Х., Бруслов А.Ю., Арефьев С.В. Денисов А.В. Способ разработки нефтяной залежи. Патент RU 2828948C1. Опубликовано 21.10.2024, 18 страниц.
3. Shakhverdiev A.Kh, I. E. Mandrik I.E, Bruslov A.Yu, Denisov A.V. Prospectives for oil enhanced and intensified oil recovery projects in Russian Federation. SOCAR Proceedings Special Issue No. 1 (2025) 012-021, pages 12-21.
4. Арефьев С.В., Бруслов А.Ю., Денисов А.В. Новый метод обработки призабойных зон добывающих скважин с применением внутрипластовой генерации двуокиси углерода. Вестник Российской Академии естественных наук, №3, 2025, стр. 86-95, DOI:10.52531/1682-1696-2025-25-3-86-95.
5. Шахвердиев А.Х., Панахов Г.М., Сулейманов Б.А., Аббасов Э.М., Галеев Ф.Х., Санамова С.Р. Способ разработки нефтяной залежи // Патент на изобретение RU 2119580 C1, 27.09.1998. Заявка № 97109101/03 от 16.06.1997, 5 страниц.
6. Bakhtiyarov S.I., Panakhov G.M., Abbasov E.M., Shakhverdiev A.Kh., Siginer D. In-situ carbon dioxide generation for oil recovery: Experimental study of pressure and temperature variations during stoichiometric reaction // В сборнике: American Society of Mechanical Engineers, Fluids Engineering Division (Publication) FED. Сер. "Proceedings of 2006 ASME International Mechanical Engineering Congress and Exposition, IMECE2006 - Fluids Engineering Division" 2006.
7. Шахвердиев А.Х., Мандрик И.Э., Панахов Г.М., Аббасов Э.М. Способ разработки нефтяной залежи // Патент на изобретение RU 2349742 C1, 20.03.2009. Заявка № 2007148448/03 от 27.12.2007, 6 страниц.
8. Шахвердиев А.Х., Панахов Г.М. Способ разработки нефтяной залежи. Патент RU 2 244 110 C1. Опубликовано 10.01.2005, 8 страниц.

9. *Шахвердиев А.Х., Панахов Г.М., Сулейманов Б.А., Аббасов Э.М., Чукчеев О.А., Галеев Ф.Х.* Патент RU 2 125 154 С1. Способ разработки нефтяной залежи. Опубликовано: 20. 01.1999, 7 страниц.
10. *Шахвердиев А. Х., Панахов Г.М., Сулейманов Б. А., Аббасов Э. М., Ибрагимов Р.Г., Чукчеев О.А., Санамова С.Р.* Патент RU2 114 291С. Способ обработки призабойной зоны нефтяного пласта. Опубликовано 27.06. 1998, 6 страниц.
11. *Гумерский Х.Х., Шахвердиев А.Х., Панахов Г.М.* Патент RU 2 187 635С1. Способ очистки призабойной зоны пласта. Опубликовано 20.08.2002, 7 страниц.
12. *Шахвердиев А.Х., Бруслов А.Ю., Денисов А.В., Арефьев С.В.* Способ обработки призабойной зоны нефтяного пласта. Патент RU 2832755С1. Опубликовано 28.12.2024, 7 страниц.
13. *Арефьев С.В., Бруслов А.Ю., Денисов А.В.* Совершенствование технологии внутрислоистой генерации CO<sub>2</sub> с компенсацией технологических потерь концентрации химреагентов // Вестник РАН. 2024. № 1. Том 24. –С. 47-56. DOI: 10.52531/1682-1696-2023-23-3-3-11.
14. *Бруслов А.Ю.* Разработка метода определения фазовых подвижностей и степени извлечения нефтей при вытеснении их из пластов оторочками жидкой двуокиси углерода. Кандидатская диссертация. –М.: МИНГ им И.М. Губкина, 1985, 132 с.
15. *Бруслов А.Ю.* Исследования изменения вязкости нефтей и водонефтяных эмульсий при вытеснении нефти оторочками жидкой двуокиси углерода. РНТС Нефтепромысловое дело, №11, стр. 8-10. 1981, М.
16. *Бруслов А.Ю., Забродин П.И.* Исследования изменения нефтенасыщенности и степени извлечения нефти при ее вытеснении оторочками жидкой двуокиси углерода. РНТС Нефтепромысловое дело, №12, стр. 4-6. 1981, М.
17. *Бруслов А.Ю.* Образование эмульсий при вытеснении нефтей оторочкой жидкой двуокиси углерода. РНТС Нефтепромысловое дело и транспорт нефти, №11, 1984, стр. 4-6, М.
18. *Бруслов А.Ю.* Технологическая эффективность вытеснения нефтей оторочкой жидкой двуокиси углерода. РНТС Нефтепромысловое дело и транспорт нефти, №2, 1985, стр. 6-7, М.
19. *Technology on in-situ gas generation to recover residual oil reserves / Bakhtiyarov S., Grigg R., Seright R., Svec R., Sneider R., Coscun O., Ghadimipour A., Aliyev M., Shakhverdiyev A., Panakhov G., Abbasov E.* // Отчет о НИР № DE-FC26-05NT15478. 2008.
20. *Shakhverdiyev A. Kh., Panakhov, G. M., Abbasov, E. M., end al.* (2010). The innovative technology of residual hydrocarbons reserves recovery by in-situ generation of carbon dioxide. Oil Industry, 6, 44–47.
21. *Shakhverdiyev, A. Kh., Panakhov G. M., Abbasov E. M., Jiang, R., Bakhtiyarov S.* (2014). High efficiency EOR and IOR technology on in-situ CO<sub>2</sub> generation. Oil industry, 5, 90-95.
22. *Bakhtiyarov S. I., Panakhov G. M., Abbasov E. M., Shakhverdlyev, A. Kh.* (2006, January). Oil recovery by in-situ gas generation: volume and pressure measurements. Proceedings of ASME Fluids Engineering Division Summer Meeting 2006, FEDSM2006. 2006 ASME Joint U.S.- European Fluids Engineering Division Summer Meeting, FEDSM2006. Miami, FL, 1487-1492.
23. *Bakhtiyarov, S. I., Panakhov, G. M., Abbasov, E. M., Shakhverdlyev, A. Kh.* (2007, January). Polymer/surfactant effects on generated volume and pressure of CO<sub>2</sub> in EOR technology. 2007 Proceedings of the 5th Joint ASME/JSME Fluids Engineering Summer Conference, FEDSM 2007. 2007 5th Joint ASME/JSME Fluids Engineering Summer Conference,

FEDSM 2007. sponsors: ASME Fluids Engineering Division, Japanese Society of Mechanical Engineers, JSME. San Diego, CA, 1583-1589.

24. *Bakhtiyarov, S.I., Shakhverdiyev, A.Kh., Panakhov, G.M., Abbasov, E.M.* (2007, March). Effect of surfactant on volume and pressure of generated CO<sub>2</sub> gas. SPE Production and Operations Symposium, Proceedings. "SPE Production and Operations Symposium 2007 - Boom Times or a New Reality", 478-482.

25. *Shakhverdiyev, A., Panahov, G., Jiang, R., Abbasov, E.* (2024). High efficiency in-situ CO<sub>2</sub> generation technology: the method for improving oil recovery factor. Petroleum Science and Technology, 42(7), 828–845. DOI: 10.1080/10916466.2022.2157010.

26. *Даршцев В.И., Харланов С.А., Бабинец Ю.И., Зиновьев А.В., Антонова Д.О.* Реализация технологии закачки CO<sub>2</sub> Huff & Puff как метода интенсификации добычи высоковязкой нефти // Бурение и нефть. 2023. №3.

27. *Калинин С.А., Морозюк О.А.* Разработка месторождений высоковязкой нефти в карбонатных коллекторах с использованием диоксида углерода. анализ мирового опыта. Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело. 2019. Т.19, №4. С.373–387. DOI: 10.15593/2224-9923/2019.4.6.

28. *Афанасьев С.В., Волков В.А.* Neftgaz. Диоксид углерода как реагент интенсификации нефтедобычи. №8 август 2020 г.

29. *Mengwei Zhao.* The impact of CO<sub>2</sub>-enhanced oil recovery on oil production and lifespan of old oil pools: A Canadian example. AAPG Bulletin (2024) 108 (2): 215–223. Research Article, February 01, 2024.

30. *EORI. CO<sub>2</sub> EOR Fact Sheets 2024/.* Published: 2024. ORI-CO<sub>2</sub>-EOR-Fact-Sheets-2024. <https://www.eoriwyoming.org/projects-pdf>.

31. *Алтунина Л.К., Кувшинов В.А., Стасьева Л.А.* Состав для повышения нефтеотдачи пластов (варианты). Патент RU2546700C1, 2014, 12 стр.

32. *Алтунина Л.К., Кувшинов В.А.* Физико-химические аспекты технологий увеличения нефтеотдачи (обзор). Химия в интересах устойчивого развития. выпуск 9 (2001), стр. 331-344.

33. *Горбунов А.Т., Москвин В.Д., Бруслов А.Ю., Старковский А.В., Рогова Т.С., Султанов Т.А., Баликоева М.А., Шахвердиев А.Х., Палий В.О.* Способ обработки призабойной зоны добывающей скважины // Патент на изобретение RU 2023143 C1, 15.11.1994, 9 страниц.