

9. Маккрей А. У. Технология бурения нефтяных скважин / А. У. Маккрей, Ф. У. Коле. – Москва : Гостоптехиздат, 1963. – 418 с.
10. Миндели Э. О. Разрушение горных пород / Э. О. Миндели. – Москва : Недра, 1975. – 600 с.
11. Михайлов Ю. В. Строительство горных выработок специальными способами / Ю. В. Михайлов, В. Ф. Носков, В. Я. Прушак. – Минск : Тэхналопя, 2005. – 223 с.
12. Спивак А. И. Разрушение горных пород при бурении скважин / А. И. Спивак, А. Н. Попов. – Москва : Недра, 1994. – 261 с.
13. Сулакшин С. С. Технология бурения геологоразведочных скважин / С. С. Сулакшин. – Москва : Недра, 1973. – 320 с.
14. Техника и технология строительства боковых стволов в нефтяных и газовых скважинах / В. М. Шенберг и другие. – Тюмень : Тюменский государственный нефтегазовый университет, 2007. – 594 с.

#### References

1. Shatsov N. I., et al. *Burenie neftyanykh i gazovykh skvazhin* [Drilling of oil and gas wells], Moscow, Gostoptekhizdat Publ., 1961. 665 p.
2. Serdyuk N. I., et al. *Burenie skvazhin razlichnogo naznacheniya* [Drilling of wells of different function], Moscow, Russian State Geological Prospecting University n. a. Sergo Ordzhonikidze Publ. House, 2007. 624 p.
3. Vadetsky Yu. V. *Burenie neftyanykh i gazovykh skvazhin* [Drilling of oil and gas wells], Moscow, Nedra Publ., 2003. 352 p.
4. Vozdvizhensky B. I., Melnichuk I. P., Peshalov Yu. A. *Fiziko-mekhanicheskie svoystva gornykh porod i vliyaniye ikh na effektivnost bureniya* [Physical and mechanical properties of rocks and their influence on efficiency of drilling], Moscow, Nedra Publ., 1973. 240 p.
5. Voitenko V. S., Smychnik D., Shemet S. F. *Tekhnologiya i tekhnika bureniya* [Technology and drilling], Minsk, Yunipak Publ., 2009. 416 p.
6. Ivanov K. I., Latyshev V. A., Ankdreev V. D. *Tekhnika bureniya pri razrabotke mestorozhdeniy poleznykh iskopaemykh* [Technology of drilling when developing mineral deposits], Moscow, Nedra Publ., 1987. 272 p.
7. Kireev A. M., Voitenko V. S. *Upravleniye proyavleniyami gornogo davleniya pri stroitelstve neftyanykh i gazovykh skvazhin* [Management of manifestations of mountain pressure at construction of oil and gas wells], Tyumen, Ekspres Publ., 2006. 566 p.
8. Voitenko V. S., et al. *Kolyubing: osnovy i praktika primeneniya v gornom dele* [Coiled Tubing: bases and practice of application in mining], Minsk, Yunipak Publ., 2007. 582 p.
9. Makkrey A. U., Kohl F. U. *Tekhnologiya bureniya neftyanykh skvazhin* [Technology of drilling of oil wells], Moscow, Gostoptekhizdat Publ., 1963. 418 p.
10. Mindeli E. O. *Razrusheniye gornykh porod* [Destruction of rocks], Moscow, Nedra Publ., 1975. 600 p.
11. Mikhaylov Yu. V., Nokskov V. F., Prushak V. Ya. *Stroitelstvo gornykh vyrabotok spetsialnymi sposobami* [Construction of excavations in the special ways], Minsk, Tekhnalopya Publ., 2005. 223 p.
12. Spivak A. I., Popov A. N. *Razrusheniye gornykh porod pri burenii skvazhin* [Destruction of rocks when drilling wells], Moscow, Nedra Publ., 1994. 261 p.
13. Sulakshin S. S. *Tekhnologiya bureniya geologorazvedochnykh skvazhin* [Technology of drilling of prospecting wells], Moscow, Nedra Publ., 1973. 320 p.
14. Schoenberg V. M., et al. *Tekhnika i tekhnologiya stroitelstva bokovykh stvolov v neftyanykh i gazovykh skvazhinakh* [Equipment and technology of construction of side trunks in oil and gas wells], Tyumen, Tyumen State Oil and Gas University Publ. House, 2007. 594 p.

### НАПРАВЛЕНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ ДИОКСИДА УГЛЕРОДА ЦЕНТРАЛЬНО-АСТРАХАНСКОГО ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

**Колокольцев Сергей Николаевич**, кандидат технических наук, генеральный директор, ООО «ЛУКОЙЛ-Приморьнефтегаз», 414014, Российская Федерация, г. Астрахань, проспект Губернатора Анатолия Гужвина, 10, e-mail: SKolokolcev@mail.ru

Состав газа Центрально-Астраханского газоконденсатного месторождения содержит значительное количество кислых компонентов. Ввод месторождения в разработку планируется в 2024 г. В проекте строительства технологического комплекса добычи, транспорта и переработки углеводородного сырья необходимо наличие обоснованных решений, позволяющих обеспечить максимальную коммерческую выгоду от использования всего объема добываемого сырья, включая диоксид углерода. В статье рассмотрено направление применения углекислого газа Центрально-Астраханского газоконденсатного месторождения, которое позволит увеличить добычу нефти в региональном масштабе на месторождениях Нижнего Поволжья и минимизировать его выбросы в окружающую среду.

**Ключевые слова:** Центрально-Астраханское газоконденсатное месторождение, компонентный состав газа, диоксид углерода; выбросы вредных веществ, закачивание кислых газов в пласт, увеличение добычи углеводородного сырья

### **DIRECTION OF CARBON DIOXIDE CENTRAL-ASTRAKHAN GAS-CONDENSATE FIELD**

*Kolokolcev Sergey N.*, C.Sc. in Engineering, General Director, Ltd «LUKOIL-Primorieneftgaz», 10 Gubernator Anatoliy Guzhvin ave., Astrakhan, 414014, Russian Federation, e-mail: SKolokolcev@mail.ru

Gas composition of the Central Astrakhan gas condensate deposit contains the significant amount of acidic components. The intake of the field in the development is planned in 2024. In the construction of the technological complex of production, transportation and processing of hydrocarbons it is essential to have reasonable solutions to maximize the commercial benefit of the using of the total volume of extracted raw materials, including the carbon dioxide. The article deals with the direction of the carbon dioxide using of Central Astrakhan gas condensate field, which will allow to increase oil production at the regional scale in the fields of the Lower Volga region and minimize its emissions into the environment.

**Keywords:** Central Astrakhan gas-condensate field, gas composition, carbon dioxide, emissions of harmful substances, acid gas injection into the reservoir, increase production of hydrocarbon

Центрально-Астраханское газоконденсатное месторождение (ЦАГКМ) относится к уникальным по объемам запасов углеводородного сырья. При этом содержание сероводорода в компонентном составе газа достигает 31 % об., а диоксида углерода более 9 % об.

Начало эксплуатации Центрально-Астраханского ГКМ в 2024 г. предполагает дополнительную нагрузку на экологическую систему Астраханского региона по выбросам вредных веществ.

Цель настоящей работы – рассмотрение перспективного варианта утилизации диоксида углерода ЦАГКМ для увеличения добычи нефти на месторождениях Нижнего Поволжья, которое позволит минимизировать его выбросы в окружающую среду.

**Центрально-Астраханское газоконденсатное месторождение.** Центрально-Астраханское ГКМ находится в юго-западной части Прикаспийской впадины, в центральной части Астраханского свода. Месторождение располагается в Астраханской области на территории Волго-Ахтубинской поймы. Недропользователем лицензионного участка является ООО «ЛУКОЙЛ-Приморьнефтегаз». Запасы углеводородного сырья ЦАГКМ составляют около 800 млрд м<sup>3</sup> газа

и около 100 млн т конденсата. Ввод месторождения в эксплуатацию намечается в 2024 г. В компонентном составе газа ЦАГКМ содержится около 40 % об. кислых газов (табл. 1) [6].

Таблица 1

Месторождение	Компонентный состав, % об.							
	CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	C <sub>5</sub> H <sub>12</sub> <sup>выпк</sup>	CO <sub>2</sub>	H <sub>2</sub> S	N <sub>2</sub>
Центрально-Астраханское	50,49	2,81	0,93	0,53	4,08	9,02	31,13	1,01

Наличие значительного количества кислых компонентов обуславливает необходимость минимизации воздействия на окружающую среду в период добычи углеводородного сырья на ЦАГКМ. Для этого проектные решения по строительству комплекса производственных мощностей по добыче, транспорту, подготовке, переработке сырья с высоким содержанием H<sub>2</sub>S и CO<sub>2</sub>, а также хранению и реализации товарной продукции должны обеспечивать минимальный уровень выбросов вредных веществ в атмосферу.

В таблице 2 приведен расчет количественного содержания компонентов газа Центрально-Астраханского ГКМ. Добыча газа принята в объеме 2,0 млрд м<sup>3</sup>/год для начального периода разработки месторождения. По расчетным данным содержание диоксида углерода в добытом газе составляет 180,4 млн м<sup>3</sup>/год, сероводорода 622,6 млн м<sup>3</sup>/год.

Таблица 2

**Количественное содержание компонентов газа  
Центрально-Астраханского ГКМ**

Состав газа	Содержание, % об.	Содержание, г/м <sup>3</sup>	Добыча, м <sup>3</sup> /год	Добыча, т/год
Метан, CH <sub>4</sub>	50,49	340,2	1 009 800 000,0	680 409,3
Этан, C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	2,81	35,5	56 200 000,0	70 977,2
Пропан, C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	0,93	17,2	18 600 000,0	34 448,6
Бутаны, C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0,53	12,9	10 600 000,0	25 876,8
Пентаны, C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	4,08	123,6	81 600 000,0	247 275,9
Углекислый газ, CO <sub>2</sub>	9,02	174,3	180 400 000,0	348 607,1
Сероводород, H <sub>2</sub> S	31,13	445,5	622 600 000,0	891 034,0
в т.ч. сера, S		419,2	404 984,2	838 317,2
Азот, N <sub>2</sub>	1,01	11,9	20 200 000,0	23 766,6
Всего:	100,00	1 161,2	2 000 000 000,0	2 322 395,4

Ориентировочную оценку количества выбросов загрязняющих веществ, которые будут образовываться на ЦАГКМ в ходе добычи и переработки углеводородного сырья, можно провести на основании фактических данных по выбросам Астраханского ГКМ [7], которое эксплуатируется с 1987 г. (табл. 3). Расчет количества выбросов проведен исходя из предположения, что на ЦАГКМ будут использованы технологии подготовки и переработки углеводородного сырья, аналогичные применяемым на Астраханском газоконденсатном месторождении.

Таблица 3

**Ориентировочное количество выбросов на ЦАГКМ**

Вещество	Среднее, %	Среднее, тыс. т/год
Диоксид серы, SO <sub>2</sub>	43,7	9,4
Оксид углерода, CO	44,3	9,5
Метан, CH <sub>4</sub>	4,6	1,0
Оксиды азота, NO <sub>x</sub>	2,1	0,5
Сера, S	1,2	0,3
Прочие	4,0	0,9
Всего:	100,0	21,5

Расчетное количество выбросов на Центрально-Астраханском ГКМ составляет 21,5 тыс. т/год. Максимальный уровень выбросов Астраханского ГКМ составил 107 тыс. т в 2005 г. [7]. Суммарное количество выбросов на обоих месторождениях может составить 128,5 тыс./г., что на 20 % больше достигнутого максимального показателя. Необходимо также учитывать, что увеличение производственных мощностей по добыче и переработке сырья на ЦАГКМ неизбежно приведет к росту количества выбросов. Следовательно, увеличится и общее количество выбросов в окружающую среду в Астраханском регионе.

Уменьшение количества выбросов на ЦАГКМ может быть обеспечено применением современных направлений использования и переработки сероводорода и диоксида углерода:

1) внедрение в производство современных экологически безопасных технологий утилизации сероводорода, включая его обратное закачивание в пласт; захоронение как опасного отхода в истощенных месторождениях углеводородного сырья; получение товарной серы; сжигание с получением электроэнергии, серной кислоты, удобрений;

2) использование серы в серобитумных композициях для производства сероасфальта, в качестве заместителя цемента для получения серобетона; формирование техногенных месторождений серы для ее долговременного хранения в виде монолитных блоков с возможностью вторичной добычи;

3) применение технологии выделения диоксида углерода из добываемого газа с его последующим закачиванием в пласты истощенных месторождений для увеличения добычи углеводородного сырья, а также для извлечения высоковязких нефтей.

Технологии очистки углеводородных газов от кислых компонентов широко известны. Самым распространенным вариантом является применение растворов аминов в абсорбционных колоннах [6]. Установки аминовой очистки газа могут быть также применены в условиях Центрально-Астраханского ГКМ.

Внедрение в производство и совершенствование способов утилизации сероводорода отражено в многочисленных публикациях, докладах, материалах конференций. Основным направлением применения сероводорода является производство серы на установках Клауса. В случае выработки значительных объемов серы из углеводородных газов и отсутствии спроса на рынке потребления формируются техногенные месторождения серы с возможностью ее вторичной добычи. Сера является нетоксичным инертным минералом, поэтому открытый способ ее хранения является общепринятой мировой практикой. В разные годы мировой запас серы в техногенных месторождениях доходил до 24 млн т. Крупные техногенные месторождения серы находятся в Казахстане, Канаде [8].

В настоящее время диоксид углерода имеет следующие основные направления применения: в пищевой промышленности в качестве консерванта и разрыхлителя, для газирования лимонада и воды; жидкая углекислота (водный раствор  $\text{H}_2\text{CO}_3$ ) используется в огнетушителях и системах пожаротушения; в процессе сварки паволокой в качестве защитной среды; в газобаллонных пневматических системах; в жидком или твердом виде (сухой лед) как охладитель до температуры  $-79^\circ\text{C}$ .

Промышленные количества диоксида углерода получают как побочный продукт процессов синтеза различных соединений на предприятиях нефтехимической отрасли, либо добывают из природных залежей. Природные залежи  $\text{CO}_2$  имеют, как правило, вулканическое происхождение. На самом крупном месторождении углекислого газа в Европе «Репцелак» в Венгрии может добываться до 100 000 т газа в год [1].

Существует еще одно направление применения  $\text{CO}_2$ , которое в настоящее время не имеет широкого распространения в России – увеличение объемов добычи нефти, конденсата путем нагнетания диоксида углерода в продуктивные пласты.

**Вытеснение углеводородов из пласта путем закачивания газов.** Этап первичной добычи углеводородного сырья на нефтяных месторождениях характеризуется истощением энергии продуктивного пласта, за счет которого и происходит добыча нефти. При этом извлекается только 10–25 % от нефти, содержащейся в подземном резервуаре.

На вторичном этапе добычи применяются вспомогательные методы поддержания пластового давления, что позволяет увеличить уровень извлечения нефти до 20–40 %. Обычно на этом этапе применяется водное вытеснение добываемого углеводородного сырья, в том числе сатурированной водой.

Этап третичной добычи сопровождается применением методов для улучшения условий продвижения нефти в пористой структуре породы и позволяет увеличить добычу еще на 12–18 % [4].

Методы, относящиеся к второму и третьему этапу разработки месторождений, насчитывают по разным оценкам до 250 наименований. Наиболее распространенными являются варианты формирования избыточного давления в пласте, в первую очередь за счет заводнения; нагнетание смешивающихся с нефтью веществ, включая различные газы; тепловое воздействие на пласт путем подачи горячего пара или формирование фронта горения из-за частичного сжигания нефти; химическое воздействие путем применения поверхностно-активных веществ.

Механизм вытеснения нефти и увеличения нефтеотдачи за счет закачивания газа в продуктивный пласт заключается в том, что по мере продвижения газа по пласту в пористой среде он все больше обогащается легкими углеводородными фракциями  $\text{C}_2\text{--C}_6$ . В таких условиях растворяющая способность газовой фазы постепенно увеличивается. В итоге при длительном взаимодействии газа с пластовой нефтью в зоне контакта формируется переходная область смешения веществ, в которой нефть приобретает меньшую вязкость.

Одним из вариантов увеличения добычи углеводородов является закачивание метана. Однако такая технология не получила распространения из-за относительной дороговизны его получения.

В 1977 г. была опробована промышленная технология закачивания в пласты инертного газа азота. При этом степень вытеснения легких нефтей за пре-

делу пористого коллектора достигала 90 %. При давлении азота 30 МПа извлечение газового конденсата доходило до 99 % [4].

**Направление применения диоксида углерода.** Направлением применения диоксида углерода может быть закачивание в продуктивный пласт с целью увеличения добычи высоковязких нефтей, конденсатов, а также использование на истощенных месторождениях с высокой степенью обводненности.

В результате исследований содержания *n*-декана в смесях с метаном, азотом и диоксидом углерода в различных термобарических условиях установлено, что CO<sub>2</sub> обладает наибольшей растворяющей способностью. При этом значения давления для полной смешиваемости диоксида углерода и нефти в пластовых условиях оказываются значительно меньшими, чем в системах «метан-нефть» и «азот-нефть». Кроме того, сжимаемость диоксида углерода намного выше метана и азота, особенно при высоких давлениях. По расчетным данным мощность компрессора для сжатия метана должна быть в три раза выше, чем у компрессора для углекислого газа. Следовательно, использование CO<sub>2</sub> для увеличения нефтеотдачи является наиболее рентабельным для промышленного применения (рис. 1) [2, 4].

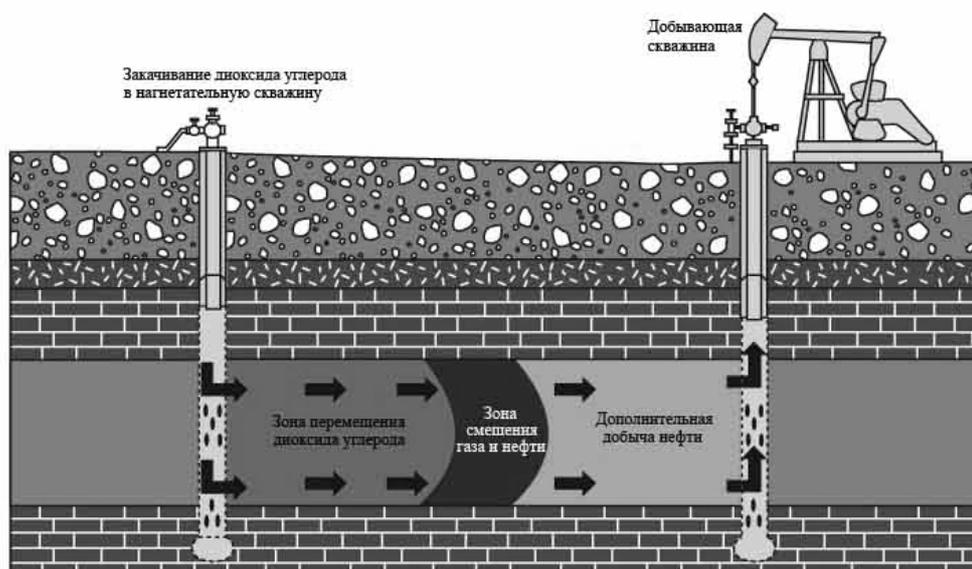


Рис. 1. Схема добычи нефти методом нагнетания диоксида углерода в продуктивный пласт

Диоксид углерода взаимодействует с нефтью в пластовых условиях по механизму, описанному выше. Снижение вязкости нефти приводит к увеличению ее подвижности и снижению расхода вытесняющей фазы с эффектом роста коэффициента извлечения. Таким образом, углекислый газ растворяет легкокипящие фракции, разжижает нефть и облегчает вынос ее на поверхность (рис. 1).

Перспективы увеличения коэффициента извлечения нефти на месторождениях с высокой обводненностью связаны со спецификой взаимодействия диоксида углерода с пластовой водой и продуктивными породами: водный раствор углекислого газа растворяет некоторые составляющие пород за счет химических реакций, что приводит к увеличению их проницаемости; насы-

щение воды диоксидом углерода способствует увеличению ее вязкости и, соответственно, снижению подвижности. Увеличение количества диоксида углерода, растворенного в нефти, приводит к увеличению ее подвижности. Таким образом, достигается относительное выравнивание подвижности нефти и воды. Изменения свойств нефти и воды приводят к уменьшению поверхностного натяжения на границе раздела фаз, увеличению смачиваемости породы водой и лучшему смыванию нефтяных пленок [4].

Однако применение диоксида углерода сопровождается важной проблемой, связанной с неустойчивостью смещаемого фронта. В связи с тем, что вязкость нефти, несмотря на ее снижение из-за растворения  $\text{CO}_2$ , все-таки намного выше вязкости газа, образуются стреловидные направления наиболее быстрого и преждевременного перемещения газа от подающей скважины к промысловой, снижая эффект вытеснения нефти.

На основе анализа литературных источников [1–4, 8] можно выделить следующие особенности способа увеличения нефтеотдачи пластов с использованием диоксида углерода:

1) наилучшие результаты достигаются, когда процесс проходит в пластовых условиях, где возможно неограниченное смешивание нефти и диоксида углерода;

2) увеличение нефтеотдачи зависит от многих факторов, в т.ч. физико-химических свойств нефтей, геофизических условий их залегания, свойств коллекторов, стадий разработки месторождений, объемов и составов вытесняющей газовой смеси, условий проведения процесса в пласте;

3) полученные данные в результате применения метода для конкретного месторождения не могут являться аналогом и тиражироваться для других месторождений;

4) добыча нефти, достигаемая ее вытеснением диоксидом углерода при давлениях выше 6,3 МПа, превышает нефтеотдачу в результате обводнения пластов;

5) высокая ожидаемая рентабельность метода из-за его широкой промышленной применимости для различных типов месторождений нефти, возможности использования  $\text{CO}_2$  в рецикле до 70 %, способности углекислого газа к нагнетанию в пласт в жидком и газообразном состоянии;

6) возможность решения экологической проблемы утилизации значительного количества диоксида углерода без парникового эффекта и ущерба для окружающей среды.

Таким образом, закачивание диоксида углерода в продуктивные пласты является обоснованным методом для увеличения нефтеотдачи в современных условиях снижения добычи углеводородного сырья, увеличения доли высоковязких нефтей, а также истощенных месторождений с высокой степенью обводненности, ограничений на выбросы вредных веществ в атмосферу.

**Промысловое применение диоксида углерода.** Одним из первых авторов, предложивших в 1941 г. закачивать  $\text{CO}_2$  под большим давлением в истощенные нефтяные залежи, являлся С. Пирсон [1]. Впервые работы по нагнетанию углекислого газа в пласт были проведены в США в 1949 г. Эксперименты проводились в залежах в качестве третичного метода добычи, то есть продуктивные пласты ранее подвергались заводнению. Положительные результаты работ способствовали быстрому распространению технологии еще на десяти различных месторождениях. В 1964 г. осуществлено закачива-

ние CO<sub>2</sub> в оторочку нефтяного пласта. В результате работ остаточное нефтенасыщение составило 5–10 %. Достигнутые результаты позволили успешно использовать углекислый газ на месторождениях США, Канады, Норвегии и других стран. Необходимо отметить, что около половины всех проектов по увеличению добычи нефти реализовано на месторождениях, расположенных недалеко от крупнейших природных залежей углекислого газа.

В СССР решениями всесоюзного съезда нефтяников в 1933 г. были определены перспективные направления развития технологий нефтедобычи, среди которых первоочередными являлись работы по подземной газогидродинамике. В ходе проведения работ были теоретически обоснованы методы рациональной разработки нефтяных месторождений, а также приемы искусственного воздействия на продуктивные пласты.

В 1960-х гг. в нашей стране разрабатывались и проходили промышленное опробование новые методы физико-химического воздействия на пласт с применением различных химических реагентов: высоковязких водорастворимых полимеров, поверхностно-активных веществ (ПАВ), щелочей и композиций из них. При этом увеличивался научный интерес и количество исследований по вытеснению нефти пропаном, газовым конденсатом, углеводородными газами, диоксидом углерода при высоком давлении, водой с ПАВ, смесью ПАВ, органическими спиртами, углеводородами с водой, водными растворами диоксида углерода, серной кислотой [1, 2].

Первые работы в СССР по применению диоксида углерода с целью вытеснения нефти проведены на Туймазинском месторождении в 1971 г. Однако из-за проблем гидратообразования в трубопроводе транспорта CO<sub>2</sub> промышленные эксперименты в середине 1980-х гг. были прекращены.

В начале 2000-х гг. в мире на стадии реализации насчитывалось 84 проекта по увеличению добычи нефти методом закачивания диоксида углерода. Более 70-ти промышленных объектов находились на месторождениях США. Шесть наиболее крупных проектов обеспечивали 47 % всей дополнительно добываемой нефти в мире [1, 4].

В настоящее время мировая добыча нефти с использованием метода закачивания диоксида углерода составляет около 25 млн т/год. Наиболее развитыми и опробованными технологиями нагнетания газа обладают фирмы «Altura», «Amerada Hess», «Exxon Mobil», «Chevron», «Devon Energy». Разработаны новейшие методы сканирования продуктивных пород для регистрации миграционных процессов диоксида углерода, воды, пара, нефти.

Практическая реализация метода увеличения добычи нефти связана с важнейшими проблемами производства и доставки необходимых объемов CO<sub>2</sub> до места назначения. Количество непрерывно нагнетаемого в пласты углекислого газа для достижения значительного эффекта увеличения добычи углеводородного сырья оценивается от 300 до 10000 т/сут. [4].

Углеводородное сырье Центрально-Астраханского ГКМ является источником получения промышленных объемов диоксида углерода. Выработка углекислого газа составит 955 т/сут. в период начальной добычи углеводородного сырья. Следовательно, все количество CO<sub>2</sub> может быть использовано для закачивания в истощенные продуктивные пласты. Такой вид применения углекислого газа позволит решить экологическую проблему утилизации нежелательного газа без парникового эффекта и ущерба для окружающей среды.

Нефтяные месторождения Нижнего Поволжья, включая Астраханский регион, введены в разработку 40–50 лет назад и находятся, как правило, в состоянии истощения и высокой обводненности. Значительные объемы углекислого газа ЦАГКМ могут быть использованы для увеличения добычи нефти на таких месторождениях.

Транспортировать углекислый газ на большие расстояния выгоднее в сжиженном состоянии. Для сжижения газа используются углекислотные установки. Растворенный в воде диоксид углерода снижает pH, что способствует увеличению ее коррозионной агрессивности. Поэтому необходимо внедрение дополнительных решений по защите технологического оборудования от коррозионных процессов, в первую очередь, на этапах очистки и регенерации диоксида углерода.

Транспорт сжиженного диоксида углерода на месторождения Астраханской, Волгоградской областей может осуществляться по трубопроводам, либо в изотермических цистернах. Инфраструктура обустройства месторождений, созданная для добычи углеводородного сырья первичными и вторичными методами, может быть использована для третичной добычи путем закачивания диоксида углерода в продуктивные пласты.

**Заключение.** Снижение выбросов вредных веществ в окружающую среду на Центральном-Астраханском ГКМ может быть достигнуто за счет выделения и промышленного использования всего объема кислых газов из углеводородного сырья.

Направлением применения значительных запасов углекислого газа, содержащегося в углеводородном сырье ЦАГКМ, может быть его использование для увеличения добычи нефти и конденсата в региональном масштабе на месторождениях Нижнего Поволжья. Особенностью предлагаемого варианта является возможность минимизации выбросов диоксида углерода в окружающую среду в период разработки месторождения.

#### Список литературы

1. Байков Н. М. Зарубежный опыт внедрения методов увеличения нефтеотдачи / Н. М. Байков // Нефтяная промышленность за рубежом. – 2006. – № 7. – С. 120–122.
2. Балинт В. Применение углекислого газа в добыче нефти / В. Балинт. – М., 1977. – 240 с.
3. Благутина В. В. Охота на CO<sub>2</sub> / В. В. Благутина // Химия и жизнь. – 2006. – № 8. – С. 18–23.
4. Гумеров Ф. М. Перспективы применения диоксида углерода для увеличения нефтеотдачи пластов / Ф. М. Гумеров // Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. – 2010. – Ч. II. – С. 93–108.
5. Колокольцев С. Н. Природные энергоносители и углеродные материалы / С. Н. Колокольцев. – 2-е изд. – Москва : URSS, 2015. – 224 с.
6. Колокольцев С. Н. Совершенствование технологий подготовки и переработки углеводородных газов : монография / С. Н. Колокольцев. – Москва : URSS, 2015. – 600 с.
7. Колесникова С. А. Состояние воздушной среды в районах освоения крупных месторождений углеводородного сырья / С. А. Колесникова, А. Н. Бармин // Геология, география и глобальная энергия. – 2011. – № 2. – С. 232–234.
8. Куда деть углекислый газ? // Наука и жизнь. – 1999. – № 12. – С. 142.
9. CO<sub>2</sub> sequestration // Anadarko Petroleum Corporation 2005. – Режим доступа: [http://www.Anadarko.com/global\\_activities/north\\_America/western\\_states/CO<sub>2</sub> request](http://www.Anadarko.com/global_activities/north_America/western_states/CO2_request), свободный. – Заглавие с экрана. – Яз. англ.
10. Successful CO<sub>2</sub> sequestration and enhanced oil recovery project heads into phase II // Environmental News Link. – 2005.

#### References

1. Baykov N. M. Zarubezhnyy opyt vnedreniya metodov uvelicheniya nefteotdachi [Foreign experience in the implementation of EOR]. *Neftyanaya promyshlennost za rubezhom* [Oil industry abroad], 2006, no. 7, pp. 120–122.
2. Balint V. *Primenenie uglekislogo gaza v dobyiche nefi* [The use of carbon dioxide in the production of oil], Moscow, 1977. 240 p.
3. Blagutina V. V. Okhota na CO<sub>2</sub> [Hunting CO<sub>2</sub>]. *Khimiya i zhizn* [Chemistry and Life], 2006, no. 8, pp. 18–23.
4. Gumerov F. M. Perspektivy primeneniya dioksida ugleroda dlya uvelicheniya nefteotdachi plastov [Prospects for the use of carbon dioxide for enhanced oil recovery]. *Aktualnye voprosy issledovaniy plastovykh sistem mestorozhdeniy uglevodorodov* [Topical issues Research reservoir systems of hydrocarbon deposits], 2010, part II, pp. 93–108.
5. Kolokolcev S. N. *Prirodnye energonositeli i uglerodnye materialy* [Natural Fuels and Carbon Materials]. 2<sup>nd</sup> ed. Moscow, URSS Publ., 2015. 224 p.
6. Kolokolcev S. N. *Sovershenstvovanie tekhnologiy podgotovki i pererabotki uglevodorodnykh gazov* [Improved training techniques and processing of hydrocarbon gases], Moscow, URSS Publ., 2015. 600 p.
7. Kolesnikova S. A., Barmin A. N. Sostoyanie vozduшной среды v rayonakh osvoeniya krupnykh mestorozhdeniy uglevodorodnogo syrya [Air condition in the areas of development of large hydrocarbon deposits]. *Geologiya, geografiya i globalnaya energiya* [Geology, Geography and Global Energy], 2011, no. 2, pp. 232–234.
8. Kuda det uglekislyiy gaz? [Where to put the carbon dioxide?]. *Nauka i zhizn* [Science and Life], 1999, no. 12, pp. 142.
9. CO<sub>2</sub> sequestration. *Anadarko Petroleum Corporation 2005*. Available at: [http://www.Anadarko.com/global\\_activities/north\\_America/western\\_states/CO2\\_request](http://www.Anadarko.com/global_activities/north_America/western_states/CO2_request).
10. Successful CO<sub>2</sub> sequestration and enhanced oil recovery project heads into phase II. *Environmental News Link*, 2005

### ГЕОХИМИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ГАЗОВ И КОНДЕНСАТОВ АСТРАХАНСКОГО ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

*Серебрякова Валентина Ивановна*, аспирант, Астраханский государственный архитектурно-строительный университет, 414056, Российская Федерация, г. Астрахань, ул. Татищева, 18, e-mail: [geotehnika@ausu.ru](mailto:geotehnika@ausu.ru)

Изложены исследования состава и геохимических свойств природных газов в пластовых условиях Астраханского газоконденсатного месторождения. Изучены физические параметры и состав пластовых систем. Приведен групповой углеводородный состав стабильного конденсата. Выделены токсичные элементы в составе газа. В распределении компонентов пластовых систем наблюдаются вертикальные и латеральные зональности их свойств и состава. Геохимические материалы подтверждают, что процессы формирования продуктивной залежи газоконденсатного месторождения еще не завершены к настоящему времени. Геохимические особенности природных газов Астраханского гигантского погруженного палеосвода позволяют заключить, что его надсолевое и подсолевое залежи представляют собой не изолированные геологические объекты, а генетически единую систему пластовых месторождений, в пределах которой углеводороды определялись в соответствии с геохимическими, термобарическими, хромографическими и диффузионными факторами.

**Ключевые слова:** газ, конденсат, геохимия, свойства, состав, формирование, миграция, диффузия