

**Н.В. Лихачева** (Российский государственный университет нефти и газа имени И.М. Губкина, г. Москва, Российская Федерация), **Д.О. Христофоров**, **Т.Д. Хлебникова**, **А.С. Глазков** (Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, Российская Федерация), **И.В. Хамидуллина** (Бауманская инженерная школа № 1580, г. Москва, Российская Федерация)

## ЗАХОРОНЕНИЕ ПАРНИКОВЫХ ГАЗОВ В ГЕОЛОГИЧЕСКИХ ЛОВУШКАХ С ЦЕЛЬЮ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА

**Natalya V. Likhacheva** (National University of Oil and Gas «Gubkin University», Moscow, Russian Federation), **Dmitry O. Khristoforov**, **Tatyana D. Khlebnikova**, **Anton S. Glazkov** (Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, Russian Federation), **Inna V. Khamidullina** (Bauman Engineering School No. 1580, Moscow, Russian Federation)

## GREENHOUSE GASES DISPOSAL IN GEOLOGICAL TRAPS FOR OIL AND GAS STIMULATION

### Введение

Эмиссия техногенных парниковых газов тесно связана с негативным изменением климата на Земле. В связи с этим мировое сообщество признало необходимость согласованных мероприятий по сокращению выбросов в атмосферу всех парниковых газов, в том числе и  $\text{CO}_2$ , устанавливая на государственном уровне законы, позволяющие защитить окружающую среду.

Только значительные изменения в традиционной энергетике, переход на регенеративные источники энергии, секвестрация техногенного  $\text{CO}_2$  позволят замедлить рост, а затем и вовсе уменьшить эмиссию парниковых газов. Одним из перспективных направлений для России является захоронение парникового газа в нефтяных коллекторах и гидратных пластах.

### Background

The emission of technogenic greenhouse gases is closely related to the negative climate change on Earth. In this regard, the international community has recognized the need for coordinated measures to reduce emissions of all greenhouse gases, including  $\text{CO}_2$ , into the atmosphere, establishing laws at the state level to protect the environment.

Only significant changes in traditional power engineering, the transition to regenerative energy sources, and sequestration of technogenic  $\text{CO}_2$  will slow down growth and then completely reduce greenhouse gas emissions. One of the promising areas for Russia is the disposal of oil reservoirs and hydrate formations in greenhouse gas.

В России отсутствуют запасы природной углекислоты, тем не менее, запасы парниковых газов (дымовых газов и  $\text{CO}_2$ ) имеют неограниченные ресурсы и могут быть использованы для добычи углеводородов. Секвестрация  $\text{CO}_2$  для добычи трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ) нефти может более эффективна, чем традиционное заводнение, за счет повышения нефтеотдачи истощенных месторождений мало- и средневязкой нефти.

Главным недостатком секвестрации являются большие инвестиционные затраты: без создания установки для улавливания, концентрирования и осушки  $\text{CO}_2$ , наличия транспортной инфраструктуры и полностью обустроенной ловушки захвата приступить к осуществлению проекта секвестрации практически невозможно. Также существуют проблемы повышения емкости водяных пластов и повышения безопасности хранения в них парниковых газов.

Таким образом, решение проблем технологического усовершенствования и удешевления захоронения парниковых газов является актуальной задачей.

#### **Цели и задачи**

Разработка научных основ процесса секвестрации парниковых газов в геологических ловушках с целью интенсификации добычи нефти и газа, а также повышения емкости геологических ловушек и надежности хранения секвестрата.

#### **Результаты**

Рассмотрены процессы секвестрации  $\text{CO}_2$  в глубоководном водоносном горизонте, влияние закачки углекислотной воды и направления движения фронта вытеснения на изменение объема геологической ловушки.

Проведены исследования секвестрации парниковых газов в истощенных девонских пластах с использованием для добычи нефти дымового газа и техногенного  $\text{CO}_2$ .

Исследованы нефтевытесняющие и фильтрационные характеристики водогазовых смесей (ВГС), содержащих парниковые газы.

Обозначена динамика фильтрации при вытеснении остаточной нефти ВГС из обогащенного дымового газа, выявлено оптимальное содержание  $\text{CO}_2$  в ВГС для закачки в нагнетательные скважины с пониженной приемистостью.

There are no reserves of natural carbon dioxide in Russia, however, the reserves of greenhouse gases (flue gases and  $\text{CO}_2$ ) have unlimited resources and can be used for the extraction of hydrocarbons.  $\text{CO}_2$  sequestration for the production of hard-to-recover reserves (TRIZ) of oil can be more effective than traditional waterflooding due to increased oil recovery of depleted fields of low and medium viscosity oil.

The main disadvantage of sequestration is the high investment cost. It is almost impossible to start a sequestration project without creating a plant for capturing, concentrating and dehydrating  $\text{CO}_2$ , transport infrastructure and a fully equipped trap. There are also problems of increasing the capacity of water layers and increasing the safety of storing greenhouse gases in them.

Thus, solving the problems of technological improvement and reducing the cost of greenhouse gas disposal is an urgent task.

#### **Aims and Objectives**

Development of scientific foundations of the process of greenhouse gases sequestration in geological traps for oil and gas stimulation, as well as increasing the capacity of geological traps and the reliability of the sequester storage.

#### **Results**

The processes of  $\text{CO}_2$  sequestration in a deep-lying aquifer, the influence of the injection of carbon dioxide water and the direction of the displacement front on the change in the volume of the geological trap are considered.

Research on sequestration of greenhouse gases in Devonian reservoirs using flue gas and technogenic  $\text{CO}_2$  for oil production has been carried out.

The oil-displacing and filtration characteristics of water-gas mixtures (WGM) containing greenhouse gases have been investigated.

The dynamics of filtration when displacing the residual oil of the WGM from the enriched flue gas is indicated, and the optimal content of  $\text{CO}_2$  in the WGM for injection into injection wells with reduced injectivity is revealed.

**Ключевые слова:** секвестрация; водогазовая смесь; парниковый газ; трудноизвлекаемые запасы

**Key words:** sequestration; water-gas mixture; greenhouse gas; hard-to-recover reserves

---

---

### *Введение*

Изменение климата на планете связывают с эмиссией техногенных парниковых газов [1]. На конференции ООН по окружающей среде и развитию в Рио-де-Жанейро в 1992 году была принята «Конвенция о климате» и признана необходимость проведения согласованных мероприятий по сокращению антропогенных выбросов углекислого и других парниковых газов. В декабре 1997 года в Киото (Япония) на III конференции участников Рамочной конвенции ООН по изменению климата был принят протокол, требующий сократить выбросы парниковых газов. В России на президентском уровне уделяется внимание проблемам уменьшения выброса парниковых газов.

Уменьшить эмиссию парниковых газов можно за счет перехода на возобновляемые источники энергии, значительных изменений в традиционной энергетике, а также путем секвестрации техногенного CO<sub>2</sub> в геологических ловушках (нефтяных и газовых коллекторах, глубоководных водоносных горизонтах, угольных и гидратных пластах) и на дне морей. Под секвестрацией углерода понимают захват углеродсодержащих газов и их длительное хранение с целью снизить или отсрочить глобальное потепление [2]. Секвестрация парниковых газов в нефтяных коллекторах и гидратных пластах является наиболее перспективным способом захоронения CO<sub>2</sub>, параллельно позволяющим решить еще одну проблему в стране, а именно повысить коэффициент извлечения нефти (КИН) нефтяных месторождений и тем самым обеспечить ресурсную базу нефтяной промышленности [3].

Закачка воды в нефтяное месторождение (заводнение) - самый популярный процесс разработки углеводородных пластов - не обеспечивает высокую степень извлечения нефти, особенно при разработке трудноизвлекаемых запасов (ТИЗ). Доля ТИЗ нефти (вязкая нефть, нефть сланцевых и плотных коллекторов) в России сейчас составляет не менее 50 % остаточных извлекаемых запасов, и с каждым годом эта доля увеличивается [4]. Большинство крупных нефтяных месторождений Российской Федерации находятся на поздней или заключительной стадиях разработки, однако содержат 50-90 % исходной нефти [5]. Запасы углеводородного топлива в гидратных пластах значительно превышают суммарные запасы всех видов топлива, однако не существует общепринятого метода разработки запасов гидратного метана, поэтому исследования в данном направлении с целью скорейшей разработки гидратных месторождений весьма актуальны.

При использовании газовых агентов (из парниковых газов) можно увеличить КИН на 5-25 % (по сравнению с заводнением) [6, 7]. В России нет запасов природной углекислоты, ресурсы попутного нефтяного газа также часто недостаточны или отсутствуют вовсе (особенно на старых месторождениях). В то же время парниковые газы (дымовые газы и CO<sub>2</sub>) имеются в неограниченном количестве и могут быть использованы для добычи ТИЗ нефти, повышения нефтеотдачи месторождений мало- и средневязкой нефти. Осуществление проектов по захоронению CO<sub>2</sub> может обеспечить «вторую жизнь» многим истощенным пластам.

Главным недостатком современной секвестрации диоксида углерода в геологиче-

ских ловушках являются большие капитальные затраты.

Приступить к осуществлению проекта секвестрации невозможно без создания установки для улавливания, концентрирования и осушки  $\text{CO}_2$ , транспортной инфраструктуры и наличия полностью обустроенной ловушки практически невозможно. Необходимо найти способы уменьшить капитальные затраты при секвестрации парниковых газов.

Для достижения экономической и технологической эффективности секвестрации желательно, чтобы источник и ловушка находились в непосредственной близости друг от друга [8]. На значительной части территории страны нет нефтяных и газовых месторождений или гидратных залежей, поэтому необходимо рассмотреть в качестве геологических ловушек распространенные глубокозалегающие водяные пласты. Существуют проблемы увеличения емкости водяных пластов и повышения безопасности хранения в них парниковых газов.

*Цель работы* - создание научных основ секвестрации парниковых газов в геологических ловушках с получением положительного эффекта от добычи нефти и газа, включая разработку и экспериментальное обоснование способов повышения нефтеотдачи истощенных пластов ТИЗ нефти, а также повышения емкости ловушек и надежности хранения.

#### *Результаты*

В экспериментах использовали модифицированную фильтрационную установку УИК-5, которая позволяла поддерживать в системе постоянное заданное давление или фильтровать флюид с постоянной скоростью. В качестве моделей пласта были выбраны насыпные пористые среды из размолотого кварцевого песка, которые хорошо моделируют высокопроницаемые глубокозалегающие водоносные пласты щигровского и ряжского горизонтов и обеспечивают хорошую воспроизводимость условий эксперимента, необходимую в подобных исследованиях.

Исследование процессов секвестрации  $\text{CO}_2$  в глубокозалегающем водоносном горизонте (таблица 1) показало, что гравитационная стабилизация фронта вытеснения углекислотой воды значительно замедляет прорыв флюида и увеличивает емкость ловушки.

При горизонтальном движении фронта вытеснения воды флюидом область совместного течения воды и флюида значительно шире, чем при вертикальном гравитационно-стабилизированном фронте вытеснения. Конечная емкость пористой среды практически не зависит от направления движения фронта вытеснения воды флюидом.

Емкость для секвестрируемого газа составляет не более 30-40 % от порового объема водоносного пласта.

Физическое состояние флюида (газ, жидкость или сверхкритическое состояние) не оказывает влияния на максимальную объемную емкость геологической ловушки.

В качестве объекта исследования секвестрации парниковых газов в истощенных девонских пластах с использованием для добычи нефтедымового газа и техногенного  $\text{CO}_2$  был выбран девонский коллектор Сергеевского месторождения, расположенного в непосредственной близости от Уфимского промышленного узла.

Известно более 100 месторождений, имеющих промышленные запасы нефти в девонских пластах (Ромашкинское, Уршакское, Туймазинское, Шкаповское и т.п.), расположенных в промышленно развитом регионе страны (Урало-Поволжье).

При помощи модифицированной фильтрационной установки УИК-5 были исследованы нефтевытесняющие и фильтрационные характеристики водогазовых смесей (ВГС) из следующих парниковых газов:

дымового газа ( $\text{CO}_2$  - 11 % объемн.,  $\text{N}_2$  - 89 % объемн.),  
обогащенного дымового газа ( $\text{CO}_2$  - 46-71 % объемн.,  $\text{N}_2$  - 54-29 % объемн.)  
и азота.

В ходе эксперимента первоначально моделировали остаточную нефть, затем последовательно закачивали ВГС, воду и газ (рисунки 1).

Таблица 1. Результаты фильтрационного исследования секвестрации CO<sub>2</sub> в моделях глубокозалегающего водоносного горизонта

Номер опыта	Направление фильтрации	Тип флюида	Мольная доля CO <sub>2</sub> , %	Насыщенность газом, об. %		Объем закачки углекислоты, п.о.
				В момент прорыва газа	В конце опыта	
11	↓	Газ	72	42	43	0,83
15	↓	Жидкость	92	36	42	1,16
13	↓	Сверхкритическое состояние	95,5	35	41	1,64
14	→		95,5	28	41	0,83

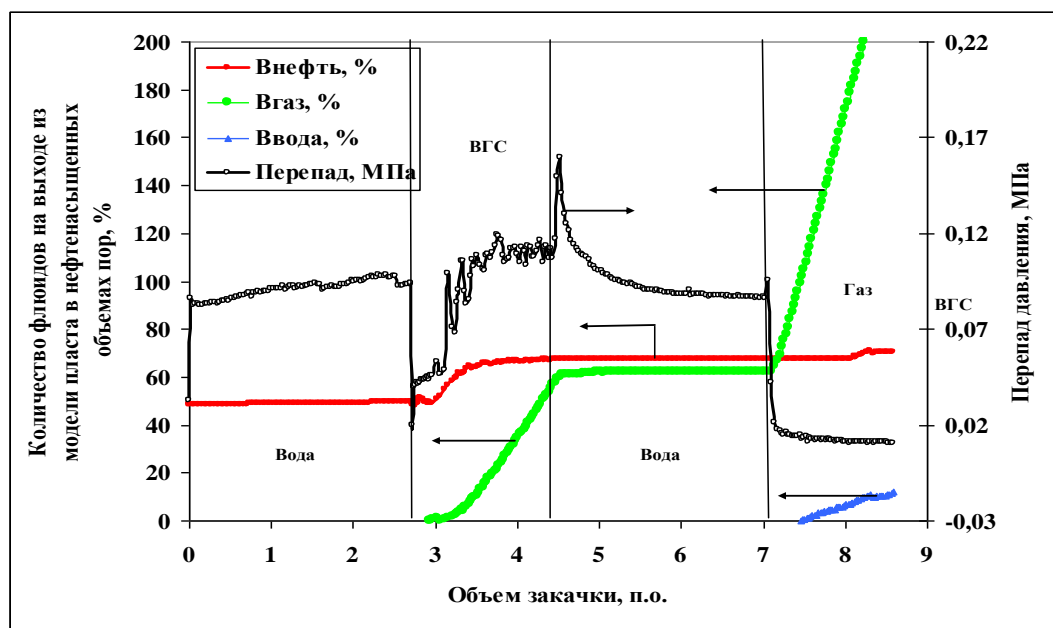


Рисунок 1. Динамика фильтрации при вытеснении остаточной нефти ВГС из обогащенного дымового газа (содержание CO<sub>2</sub> - 46 % мольн.)

ВГС с инертным газовым агентом (азот или смесь 89 % N<sub>2</sub> с 11 % CO<sub>2</sub> - модель дымового газа сжигания углеводородов) обладает низкой нефтевытесняющей способностью в случае высокопроницаемой пористой среды с маловязкой остаточной нефтью (рисунки 1-3). Увеличение содержания CO<sub>2</sub> в газе до 46 % сопровождалось значительным ростом эффективности воздействия - прирост коэффициента вытеснения нефти ( $\Delta\beta_{\text{нефть}}$ ) составил 12,8 %. При этом закачка газа в конце опыта позволила увеличить  $\Delta\beta_{\text{нефть}}$  с 8,3 % до 21,1 %. Наибольший эффект достигнут при использо-

вании газовой смеси с концентрацией CO<sub>2</sub>, равной 71 %, когда коэффициент вытеснения в результате последовательной закачки ВГС и воды вырос на 27,9 %. Высокую нефтевытесняющую способность показала и закачка одного газа -  $\Delta\beta_{\text{нефть}}$  дополнительно вырос на 10,2 % с 27,9 % до 38,1 %. Таким образом, при выбранном давлении и температуре при концентрации CO<sub>2</sub>, равной 71 %, реализуется режим полного смешения нефти и газового агента, на что указывает низкая конечная нефтенасыщенность пористых сред (около 6 %).

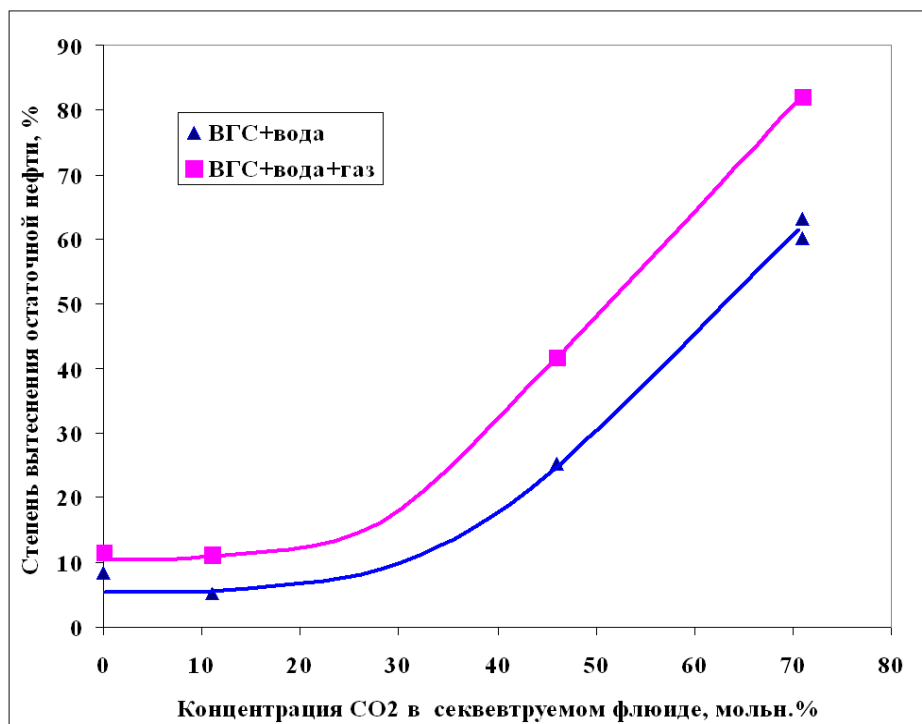


Рисунок 2. Зависимость нефтевытесняющих характеристик ВГС и газа от содержания CO<sub>2</sub> в газе

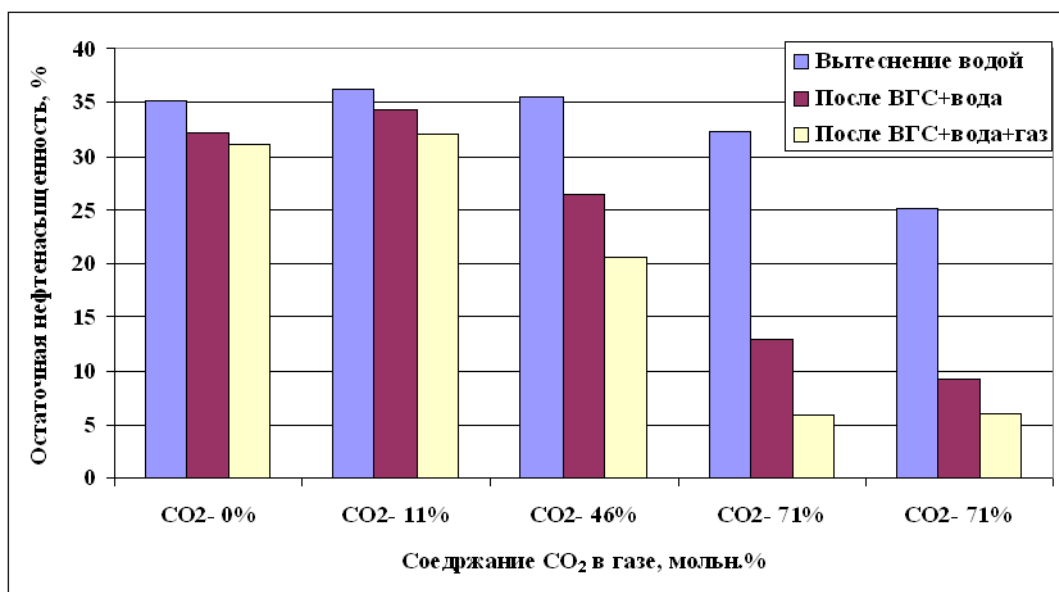


Рисунок 3. Результаты исследования влияния состава газа на нефтенасыщенность после закачки ВГС и газа

Нагнетательные скважины на многих старых месторождениях имеют пониженную приемистость из-за загрязнения призабойной зоны пласта.

Для сохранения режима разработки и недопущения снижения приемистости скважин необходимо, чтобы ВГС имела фильтрационное сопротивление, мало отличающееся от фильтрационного сопротивления для воды. Для оценки фильтрационных характеристик флюидов использовали фактор сопротивления:

$$(R): R = (\Delta P_{\text{ф}}/Q_{\text{ф}}) / (\Delta P_0/Q_0),$$

где  $\Delta P_{\text{ф}}$  и  $Q_{\text{ф}}$  - перепад давления и скорость фильтрации при закачке флюида;  $\Delta P_0$  и  $Q_0$  - перепад давления и скорость фильтрации при первичной фильтрации воды через модель пласта с остаточной нефтью.

Азот и смеси азота с  $\text{CO}_2$  любого состава оказывают меньшее сопротивление фильтрации, чем вода или ВГС. Однако переход с закачки газа или ВГС на воду всегда сопровождается увеличением перепада давления из-за насыщенности пористой среды газом. При содержании  $\text{CO}_2$  равном 11-46 %, фильтрационные характеристики ВГС из равных объемов воды и газа мало отличаются от фильтрационного сопротивления воды. При

концентрации  $\text{CO}_2$  в газе, равной 71 %, фильтрационное сопротивление ВГС оказывается в 2,14 раза выше, чем у воды.

Таким образом, наиболее подходят для закачки в нагнетательные скважины с пониженной приемистостью ВГС на основе газов с содержанием  $\text{CO}_2$  не более 50 % и не менее 10-15 %.

### Выводы

Рассмотрены процессы секвестрации  $\text{CO}_2$  в глубоководном водоносном горизонте, влияние закачки углекислотной воды и направления движения фронта вытеснения на изменение объема геологической ловушки.

Проведены исследования секвестрации парниковых газов в истощенных девонских пластах с использованием для добычи нефти дымового газа и техногенного  $\text{CO}_2$ .

Исследованы нефтевытесняющие и фильтрационные характеристики водогазовых смесей (ВГС), содержащих парниковые газы.

Обозначена динамика фильтрации при вытеснении остаточной нефти ВГС из обогащенного дымового газа, выявлено оптимальное содержание  $\text{CO}_2$  в ВГС для закачки в нагнетательные скважины с пониженной приемистостью.

### Список литературы

1. Hansen J.E. Sir John Houghton: Global Warming: The Complete Briefing // *Journal of Atmospheric Chemistry*. 1998. Vol. 30. Issue 3. P. 409-412. DOI: 10.1023/A:1006043116343.
2. Sedjo R., Sohngen B. Carbon Sequestration in Forests and Soils // *Annual Review of Resource Economics*. 2012. Vol. 4. P. 127-144. DOI: 10.1146/annurev-resource-083110-115941.
3. Soroush M., Alizaden N. Underground Gas Storage in a Partially Depleted Gas Reservoir // *Journal of Canadian Petroleum Technology*. 2008. Vol. 47. Issue 2. P. 17-21.
4. Сургучев М.Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов. М.: Недра, 1985. 308 с.
5. Боксерман А.А. Востребованность современных методов увеличения нефтеотдачи - обязательное условие преодоления падения нефте-

### References

1. Hansen J.E. Sir John Houghton: Global Warming: The Complete Briefing. *Journal of Atmospheric Chemistry*, 1998, Vol. 30, Issue 3, pp. 409-412. DOI: 10.1023/A:1006043116343.
2. Sedjo R., Sohngen B. Carbon Sequestration in Forests and Soils. *Annual Review of Resource Economics*, 2012, Vol. 4, pp. 127-144. DOI: 10.1146/annurev-resource-083110-115941.
3. Soroush M., Alizaden N. Underground Gas Storage in a Partially Depleted Gas Reservoir. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 2008, Vol. 47, Issue 2, pp. 17-21.
4. Surguchev M.L. *Vtorichnye i tretichnye metody uvelicheniya nefteotdachi plastov* [Secondary and Tertiary Methods of Enhanced Oil Recovery]. Moscow, Nedra Publ., 1985. 308 p. [in Russian].
5. Bokserman A.A. Vostrebovannost' sovremennykh metodov uvelicheniya nefteotdachi -

добычи в стране // Нефтяное хозяйство. 2004. № 10. С. 34-38.

6. Javaheri M., Abedi J., Hassanzaden H. Onset of Convection in CO<sub>2</sub> Sequestration in Deep Inclined Saline Aquifers // *Journal of Canadian Petroleum Technology*. 2009. Vol. 48. Issue 8. P. 22-27. DOI: 10.2118/09-08-22-TN.

7. Taber J.J., Martin F.D., Seright R.S. EOR Screening Criteria Revisited - Part 1: Introduction to Screening Criteria and Enhanced Recovery Field Projects // *SPE Reservoir Engineering*. 1997. Vol. 12. Issue 03. P. 189-198. DOI: 10.2118/35385-PA.

8. Tarco J.C., Asghari K. Experimental Study of Stability and Integrity of Cement in Wellbores Used for CO<sub>2</sub> Storage // *Journal of Canadian Petroleum Technology*. 2010. Vol. 49. Issue 10. P. 37-44. DOI: 10.2118/142004-PA.

obyazatel'noe uslovie preodoleniya padeniya neftedobychi v strane [Claiming for Modern Methods of Oil Recovery Increase - an Obligatory Condition of Overcoming of Oil Recovery Decline in the Country]. *Neftyanoe khozyaistvo - Oil Industry*, 2004, No. 10, pp. 34-38. [in Russian].

6. Javaheri M., Abedi J., Hassanzaden H. Onset of Convection in CO<sub>2</sub> Sequestration in Deep Inclined Saline Aquifers. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 2009, Vol. 48, Issue 8, pp. 22-27. DOI: 10.2118/09-08-22-TN.

7. Taber J.J., Martin F.D., Seright R.S. EOR Screening Criteria Revisited - Part 1: Introduction to Screening Criteria and Enhanced Recovery Field Projects. *SPE Reservoir Engineering*, 1997, Vol. 12, Issue 03, pp. 189-198. DOI: 10.2118/35385-PA.

8. Tarco J.C., Asghari K. Experimental Study of Stability and Integrity of Cement in Wellbores Used for CO<sub>2</sub> Storage. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 2010, Vol. 49, Issue 10, pp. 37-44. DOI: 10.2118/142004-PA.

#### Авторы

• Лихачева Наталья Валерьевна  
Российский государственный университет нефти и газа имени И.М. Губкина  
Аспирант  
Российская Федерация, 119991, г. Москва,  
пр. Ленинский, дом 65, корпус 1  
e-mail: likhacheva.natalia.v@gmail.com

• Христофоров Дмитрий Олегович  
Уфимский государственный нефтяной  
технический университет  
Аспирант  
Российская Федерация, 450064, г. Уфа,  
ул. Космонавтов, 1  
e-mail: 79991321600@yandex.ru

• Хлебникова Татьяна Дмитриевна, д-р хим. наук,  
профессор  
Уфимский государственный нефтяной  
технический университет  
Профессор кафедры «Прикладная экология»  
Российская Федерация, 450064, г. Уфа,  
ул. Космонавтов, 1  
e-mail: khlebnikovat@mail.ru

• Глазков Антон Сергеевич, канд. техн. наук  
Уфимский государственный нефтяной  
технический университет  
Доцент кафедры «Сооружение и ремонт  
газонефтепроводов и газонефтехранилищ»  
Российская Федерация, 450064, г. Уфа,  
ул. Космонавтов, 1  
e-mail: fatglas@mail.ru

#### The Authors

• Likhacheva Natalya V.  
National University of Oil and Gas  
«Gubkin University»  
Post-Graduate Student  
65/1, Leninsky ave., Moscow, 119991,  
Russian Federation  
e-mail: likhacheva.natalia.v@gmail.com

• Khristoforov Dmitry O.  
Ufa State Petroleum Technological University  
Post-Graduate Student  
1, Kosmonavtov str., Ufa, 450064,  
Russian Federation  
e-mail: 79991321600@yandex.ru

• Khlebnikova Tatyana D., Doctor of Chemical  
Sciences, Professor  
Ufa State Petroleum Technological University  
Professor of Applied Ecology Department  
1, Kosmonavtov str., Ufa, 450064,  
Russian Federation  
e-mail: khlebnikovat@mail.ru

• Glazkov Anton S., Candidate of Engineering  
Sciences  
Ufa State Petroleum Technological University  
Assistant Professor of Construction and Repair  
of Gas and Oil Pipelines and Gas Storage Facilities  
Department  
1, Kosmonavtov str. Ufa, 450064,  
Russian Federation  
e-mail: fatglas@mail.ru



• Хамидуллина Инна Вадимовна, канд. техн. наук  
Бауманская инженерная школа № 1580  
Учитель химии  
Российская Федерация, 115419, г. Москва,  
ул. Стасовой, 8  
e-mail: khamidullina\_iv@mail.ru

• Khamidullina Inna V., Candidate of Engineering  
Sciences  
Bauman Engineering School No. 1580  
Chemistry Teacher  
8, Stasova str., Moscow, 115419,  
Russian Federation  
e-mail: khamidullina\_iv@mail.ru