

# Технология CCS: от теории к практике

Архипов В.Н., Яценко С.А., Анкудинов А.А., Мочалова А.А., Смирнова Е.В.

ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия  
sayaschenko@tnnc.rosneft.ru

## Аннотация

В 2015 году в Париже подписано соглашение по климату, одной из основных целей которого является «обеспечение здорового образа жизни и содействие благополучию для всех в любом возрасте», достижение которой планируется за счет снижения выбросов парниковых газов до 70 % от уровня 1990 года. Данное соглашение также было подписано Российской Федерацией, которая занимает третью строчку по объемам выбросов из 192 участников соглашения.

С учетом мировых тенденций и долгосрочных планов Российской Федерации ПАО «НК «Роснефть» ставит перед собой цель по достижению чистой углеродной нейтральности к 2050 году. Это планируется обеспечить за счет мероприятий по сокращению выбросов, использованию низкоуглеродной генерации, развитию энергосберегающих технологий, технологий по улавливанию и хранению углерода, а также ряда других мероприятий.

Перспективным направлением обращения с выбросами CO<sub>2</sub> нефтяные компании выделяют технологию Carbon Capture and Storage (CCS) — отделение диоксида углерода от других газов в промышленных выбросах (как правило, на газотурбинных электростанциях или факелах по сжиганию попутного нефтяного газа), а затем сжатие и транспортировка в изолированное место для длительного хранения.

На пилотных участках недр компании ПАО «НК «Роснефть» запущен процесс технологической оценки возможности применения CCS. На сегодняшний день сформированы критерии, позволяющие организовать хранение CO<sub>2</sub> в природных резервуарах, осуществить поиск и ранжирование геологических объектов, перспективных для долгосрочного хранения. В качестве основных локаций проанализированы пористые водоносные горизонты, пригодные для длительного хранения диоксида углерода, требующие только строительства скважин и технологической организации закачки.

В процессе анализа геологических данных сформированы основные принципы выбора объекта: наличие ловушки, глинистой покрышки, достаточный объем пор и величина проницаемости, позволяющая вести закачку. Для анализа привлекались инструменты, аналогичные для поиска нефтяных ловушек: сейсмические исследования, петрофизические, гидрогеологические и геомеханические данные. Подтверждение возможности хранения выполняется с применением геологического и гидродинамического моделирования, что позволяет с высокой точностью определить возможность хранения диоксида углерода в пористых водоносных пластах, а также оценить возможность миграции газа в долгосрочной перспективе.

## Материалы и методы

Сформированы требования для выбора, обоснования и оценки объектов геологического хранения CO<sub>2</sub>.

## Ключевые слова

геологическое хранение CO<sub>2</sub>, Carbon Capture and Storage (CCS), углеродная нейтральность, моделирование геологического хранения CO<sub>2</sub>

## Для цитирования

Архипов В.Н., Яценко С.А., Анкудинов А.А., Мочалова А.А., Смирнова Е.В. Технология CCS: от теории к практике // Экспозиция Нефть Газ. 2023. № 8. С. 107–110. DOI: 10.24412/2076-6785-2023-8-107-110

Поступила в редакцию: 17.11.2023

ECOLOGY

UDC 620.9 | Original paper

## CCS Technologies: from theory to practice

Arkhipov V.N., Yaschenko S.A., Ankudinov A.A., Mochalova A.A., Smirnova E.V.

“Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia  
sayaschenko@tnnc.rosneft.ru

## Abstract

In 2015, a Paris Climate Agreement was signed, one of the main goals of which is to “Ensure healthy lives and promote well-being at all ages”. To achieve this goal, the greenhouse gas emissions will be reduced down to 70 % of the 1990 level. The Agreement has also been signed by the Russian Federation, which ranks third in terms of emissions out of 192 parties to the agreement.

At the St. Petersburg Economic Forum in 2022, President of the Russian Federation Vladimir Putin said: “We will generally develop clean technologies in order to achieve the goals set for the environmental modernization of enterprises and to reduce harmful emissions into the atmosphere, especially in large industrial centers. We will also continue to work within closed-loop economy projects as well as climate conservation and green projects.”

Taking into account the global trends and long-term plans of the Russian Federation, “NK “Rosneft” PJSC has set a goal to achieve carbon neutrality by 2050. This will be achieved through emissions reduction measures, low-carbon generation, the development of energy-saving technologies, carbon capture and storage technologies, utilization of natural absorption potential, as well as a number of other technologies.

In terms of the methods of handling CO<sub>2</sub> emissions, oil companies distinguish two promising areas: Carbon Capture and Storage (CCS) technologies which cover separating carbon dioxide from other gases in industrial emissions (usually at gas turbine power plants or APG flares) followed by compression and transportation to an isolated place for long-term storage, and Carbon Capture Utilization and Storage (CCUS) technologies which also cover the separation of carbon dioxide from other gases, but for further useful utilization, in particular, to enhance oil recovery (EOR). Currently, a feasibility study on the application of CCS/CCUS technologies in the pilot subsurface areas of “NK “Rosneft” PJSC has been launched. In the CCS domain, criteria have been formed to organize the storage of CO<sub>2</sub> in natural reservoirs. The geological targets promising for long-term storage are being searched and ranked within the pilot sites. Porous aquifers suitable for long-term storage of carbon dioxide, requiring only the construction of wells and organization of injection process, are being analyzed as the main locations. The analysis of geological data allowed

to develop the basic principles of selecting the storage targets: the presence of a trap, a shale seal, a sufficient volume of pores and permeabilities sufficient for injection. The analysis involved tools similar to those used to search for oil traps: seismic studies, petrophysical, hydrogeological and geomechanical data. The final stage of the work is geological modeling and flow simulation which allows us to determine with high accuracy the potential of storing carbon dioxide in porous aquifers, as well as to assess the gas migration potential in the longer term.

In the CCUS domain, the EOR performance of injecting carbon dioxide into an oil reservoir is being assessed. To select the technology, a sequence of actions has been developed with the following stages: build an Equation of State (EOS) to determine the minimum miscibility pressure (MMP), select reservoirs suitable for miscible conditions, run laboratory studies on fluid and core samples, build composite dynamic models to evaluate process parameters, and select process equipment for injection. The computations will form the basis for a feasibility study of CO<sub>2</sub> injection performance and will allow to determine the geological criteria of applicability and to develop standard solutions for process equipment.

#### Materials and methods

Approaches have been formed to justify the choice and evaluation of candidate reservoirs for CO<sub>2</sub> storage.

#### Keywords

Carbon Capture and Storage (CCS), Carbon Capture Utilization and Storage (CCUS), geological storage of CO<sub>2</sub>, gas-enhanced EOR, modeling of CO<sub>2</sub> geological storage, modeling of gas-enhanced EOR, decarbonization

#### For citation

Arkhipov V.N., Yaschenko S.A., Ankudinov A.A., Mochalova A.A., Smirnova E.V. CCS Technologies: from theory to practice. Exposition Oil Gas, 2023, issue 8, P. 107–110. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2023-8-107-110

Received: 17.11.2023

#### Технология CCS

Районы с активной добычей нефти, как правило, характеризуются значительными выбросами углекислого газа, образующегося в процессе сжигания попутного нефтяного газа (на газотурбинных станциях или факелах), а с геологической точки зрения районы характеризуются наличием пористых водоносных пластов, что делает их перспективными для хранения CO<sub>2</sub>.

В процессе поиска и разведки месторождений нефти накапливается значительный объем геолого-промысловой информации, с привлечением которой возможно осуществить оценку и выбор участков, потенциально пригодных для размещения диоксида углерода. Сформированный подход условно разделен на две стадии.

#### Выбор объектов хранения CO<sub>2</sub>

Для геологических объектов общепринятыми являются следующие критерии выбора [1]:

- удерживающая способность объекта — отсутствие возможности утечки через ненадежные покрышки, разломы и трещины, герметичность существующих и проектных скважин;
- вместимость — возможность размещения требуемого объема выбросов;
- приемистость — влияние на количество и конструкцию нагнетательных скважин и давление нагнетания;
- близость к объектам эмиссии — снижение затрат на логистику.

#### Удерживающая способность объекта

Существует два основных типа водоносных объектов, используемых для размещения CO<sub>2</sub> — открытые и закрытые. Закрытые глубинные водоносные горизонты имеют естественные границы, сформированные геологическими ловушками или непроницаемыми разломами, наличие которых значительно снижает вероятность бокового оттока и просачивания CO<sub>2</sub> в смежные горизонты. Это делает такие объекты более благоприятными для выбора, но их объем меньше, чем у горизонтов открытого типа.

Водоносные горизонты открытого типа представляют собой протяженные горизонтальные или пологопадающие формации водоносных пород. Ввиду их открытости CO<sub>2</sub> может перемещаться в латеральном направлении, но низкая скорость перемещения и большая протяженность горизонтов дают

основание считать, что ареал распространения CO<sub>2</sub> будет ограничен в пространстве на существенный срок.

Как в случае структурных объектов, так и для объектов открытого типа, важно наличие надежного флюидоупора, препятствующего вертикальной миграции углекислого газа. Герметизирующая способность покрышек оценивалась с привлечением данных по стратиграфии, литологии, мощности и латеральной непрерывности первичной покрышки на основе имеющихся скважинных, керновых и сейсмических исследований.

Покрышками для выбранных объектов являются выдержанные по простиранию региональные флюидоупоры. По данным керна, породы-покрышки представлены мелкозернистыми, глинистыми аргиллитами и алевролитами с толщиной от 8 до 30 м (рис. 1).

На основании сейсмических исследований проанализированы присутствующие в районе работ системы разломов, определено, что ни одна из систем не затрагивает рассматриваемые объекты.

Закачка CO<sub>2</sub> в районы размещения существующих или проектных скважин требует дополнительных мероприятий по обеспечению и контролю за их герметичностью. При этом объекты закрытого типа, как правило, находятся ближе к объектам эмиссии CO<sub>2</sub>, но совпадают в плане с залежами углеводородов.

В случае объектов открытого типа возможен выбор участка, не совпадающего с зоной размещения добывающих скважин, но для

транспорта CO<sub>2</sub> к нагнетательным скважинам требуется дополнительная инфраструктура. Выбор оптимального объекта должен быть определен экономическими расчетами.

Уменьшению подвижности CO<sub>2</sub> в обоих случаях может способствовать растворение углекислого газа в остаточной воде, оставшейся в водоносном горизонте, что снижает эффект плавучести, а также реакции CO<sub>2</sub> с минералами и образование твердых соединений [2].

#### Оценка вместимости объектов

Для оценки порового объема, изменения параметров пласта по площади и разрезу, определения наиболее перспективных участков построена трехмерная геологическая модель, позволяющая в пространстве оценить изменение параметров пласта по площади и разрезу, поровый объем, определить наиболее перспективные участки для хранения.

Важным параметром для определения полезного объема хранилища, является эффективный объем хранения, который определяется формулой (1):

$$V_{эфф} = V \cdot K_{эфф} \quad (1)$$

где  $V_{эфф}$  — эффективный объем хранения;  $V$  — поровый объем;  $K_{эфф}$  — коэффициент эффективности хранения.

Коэффициент эффективности хранения характеризует долю объема пор, позволяющего надежно удерживать закачанный CO<sub>2</sub>.

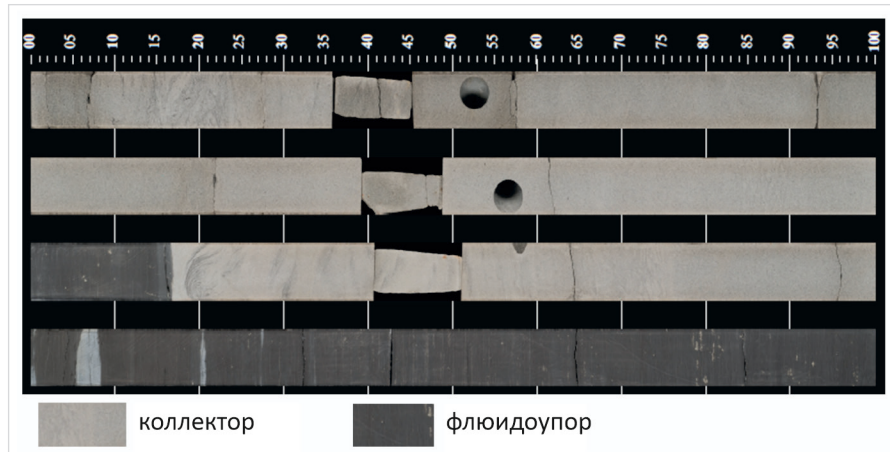


Рис. 1. Фото керна, отобранного из коллектора и флюидоупора  
Fig. 1. Picture of the cores taken from the net-reservoir and seal zones

В случае объектов закрытого типа, где проявляется эффект структурного удерживания, коэффициент эффективности хранения определяется остаточной водонасыщенностью и коэффициентом вытеснения воды диоксидом углерода. На основе керновых данных величина Кэфф для таких объектов составила 0,31 д. ед.

По объектам открытого типа Кэфф определяется величиной остаточной насыщенности диоксидом углерода. Ввиду отсутствия прямых лабораторных исследований оценка выполнена по эмпирическим методикам: в зависимости от пористости [3] и в зависимости от глубины и минерализации пластовой воды [4] (рис. 2).

Обе методики показали близкий результат — величина коэффициента эффективности остаточного хранения принята равной 0,041.

С учетом описанных критериев выделены потенциально пригодные объекты хранения, оценен их объем (рис. 3).

### Моделирование закачки CO<sub>2</sub> в хранилище

Оценка протекающих в пласте процессов при эксплуатации хранилища выполнялась с использованием гидродинамических моделей. Были проанализированы следующие показатели:

- потенциальный рабочий объем хранилища, доступный для размещения CO<sub>2</sub>

при реализации планируемых сценариев закачки;

- необходимое количество и места размещения нагнетательных скважин, а также требуемое устьевое давление для достижения необходимой скорости закачки;
- пространственное распределение и механизмы удерживания CO<sub>2</sub> в объекте хранения;
- динамика пластового давления;
- потенциальные сценарии миграции. Предпосылки проведения расчетов:
- тип заканчивания скважин — горизонтальный, для обеспечения максимальной приемистости;
- размещение скважин в купольной части закрытых объектов и в центральной части открытых — для минимизации рисков миграции газа;
- неперевышение забойного давления выше 90 % давления автоГРП покрышки — для предотвращения нарушения целостности покрышки;
- ограничение суммарного объема закачки по скважинам в соответствии с объемами выбросов CO<sub>2</sub>.

Для выбора возможных соотношений устьевого давления и необходимого количества нагнетательных скважин для закачки требуемого объема выполнены расчеты серии вариантов с разным количеством скважин при разных значениях устьевого давления.

В качестве примера (рис. 4) приведены результаты для одного из участков. По результатам расчетов отмечается возможность закачки необходимого объема CO<sub>2</sub> при различных сценариях: либо за счет большего количества скважин 7–10, либо за счет увеличения устьевого давления 10–13 МПа.

Оптимальный вариант должен быть определен на последующем этапе работ по результатам экономических расчетов соотношения стоимости наземной и подземной инфраструктуры и операционных расходов на закачку.

При неструктурном хранении возможна гравитационная миграция CO<sub>2</sub> вдоль падения пласта. Рассматриваемые неструктурные объекты характеризуются невысокими углами падения: 0,45–0,58°, результаты моделирования хранения в течение длительного срока (2 100 лет) показывают, что гравитационная миграция CO<sub>2</sub> в таких условиях несущественна (рис. 5).

### Итоги

- Сформированы подходы для обоснования выбора и оценки объектов геологического хранения CO<sub>2</sub>.
- Для размещения CO<sub>2</sub> пригодны два основных типа водоносных объектов — открытые и закрытые.
- Объекты закрытого типа, в случае месторождений углеводородов, совпадают в плане с зоной размещения существующих и проектных скважин нефтяного фонда, что требует дополнительных мероприятий для контроля и поддержания целостности.
- Объекты открытого типа позволяют более гибко подходить к размещению хранилища и имеют больший объем.
- С применением геологического и гидродинамического моделирования оценены статические и динамические параметры объектов размещения.
- Полученные результаты работ на последующих этапах планируется использовать

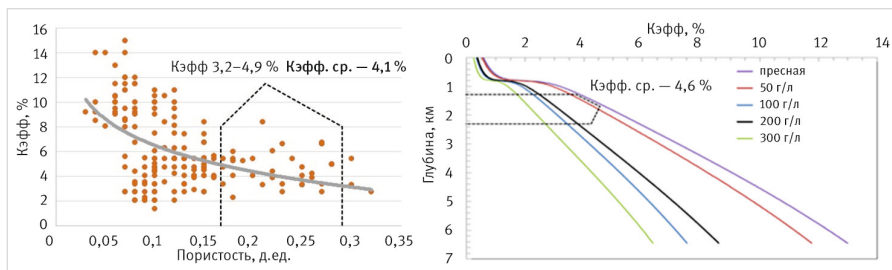


Рис. 2. Зависимость коэффициента эффективности хранения от пористости и минерализации

Fig. 2. Storage efficiency factor vs. porosity and salinity



Рис. 3. Матрица ранжирования потенциальных объектов

Fig. 3. Matrix of potential targets ranking

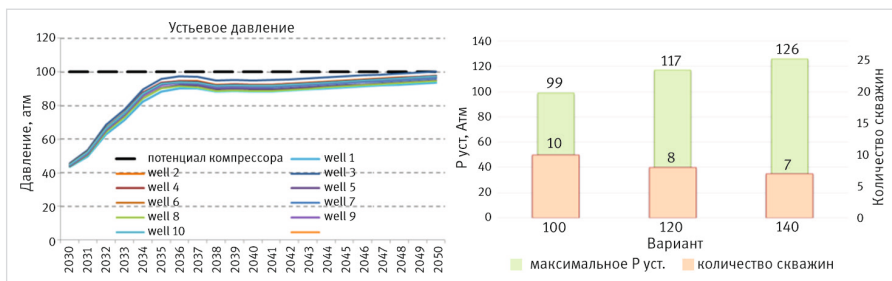


Рис. 4. Результаты гидродинамических расчетов для одного из участков

Fig. 4. Results of simulation runs for one of the areas

при технико-экономических расчетах наземной и подземной инфраструктуры для выбора оптимальных вариантов реализации хранилищ.

#### Выводы

Компания ПАО «НК «Роснефть» активно вовлечена в процесс реализации решений Парижского соглашения о климате: ведется

проработка технологии CCS.

В области CCS сформированы подходы для обоснования выбора объектов геологического хранения CO<sub>2</sub>, выбраны объекты структурного и неструктурного типа.

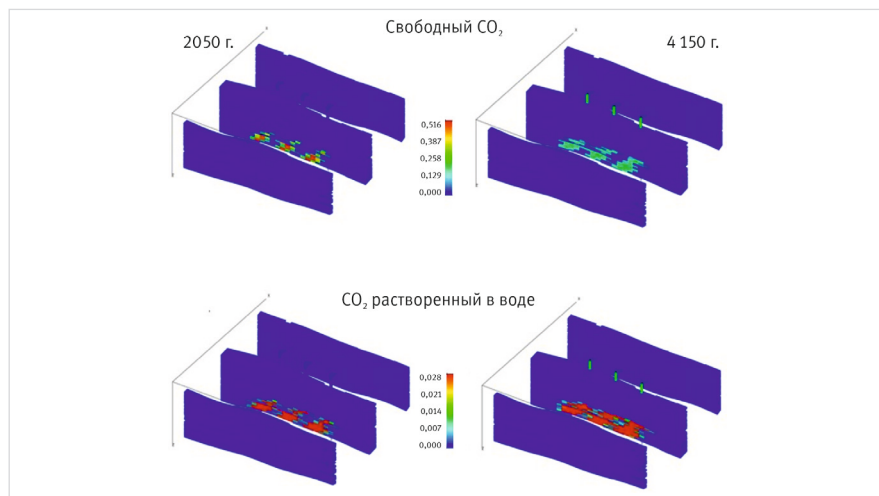


Рис. 5. Результаты гидродинамических расчетов миграции CO<sub>2</sub> на длительный срок  
Fig. 5. Simulation runs for long-term CO<sub>2</sub> migration

#### Литература

1. ГОСТ Р ИСО 27914-2023. Улавливание, транспортирование и хранение углекислого газа. Подземное размещение. М.: Российский институт стандартизации, 2023. 48 с.
2. Переверзева С.А., Коносавский П.К., Тудвачев А.В., Хархордин И.Л. Захоронение промышленных выбросов углекислого газа в геологические структуры // Вестник СПбГУ. Науки о Земле. 2014. № 1. С. 5–21.
3. National assessment of geologic carbon dioxide storage resources, U.S. Geological Survey, Reston, Virginia: 2013. (In Eng).
4. U.S. Geological Survey Geologic Carbon Dioxide Storage Resources Assessment Team. National assessment of geologic carbon dioxide storage resources – Results. (ver. 1.1, September 2013). U.S. Geological Survey Circular 1386, 2013: 41 p., (Supersedes ver. 1.0 released June 26, 2013). (In Eng).

#### ENGLISH

#### Results

- Approaches have been formed to justify the choice and evaluation of candidate reservoirs for CO<sub>2</sub> storage.
- Two main types of aquifers are suitable for CO<sub>2</sub> injection – open-type and closed-type.
- Closed-type targets, in the case of hydrocarbon deposits, coincide laterally with the zone of existing and planned oil wells, which requires additional measures to control and maintain integrity.
- Open-type targets allow for a more flexible approach to storage selection and have a larger storage capacity.
- The geological modeling and flow simulation allowed to estimate the static and dynamic parameters of the storage targets.

- The results of the study will be used at the subsequent stages for a feasibility study of the surface and subsurface infrastructure in order to select the optimal storage options.

#### Conclusions

“NK “Rosneft” PJSC actively contributes to implementing the decisions of the Paris Climate Agreement through the development of the CCS and CCUS technologies.

In the CCS domain, approaches have been formed to justify the choice of geological targets for CO<sub>2</sub> storage; the structural and non-structural types of reservoirs have been selected.

#### References

1. P ISO 27914-2023. Carbon dioxide capture, transportation and geological storage. Geological storage. Moscow: Russian standardization institute, 2023, 48 p. (In Russ).
2. Pereverzeva S.A., Konosavsky P.K., Tudvachev A.V., Kharkhordin I.L. Disposal

of carbon dioxide industrial emissions in geological structures. Vestnik SPbSU. Earth Sciences, 2014, issue 1, P. 5–21. (In Russ).

3. National assessment of geologic carbon dioxide storage resources, U.S. Geological Survey, Reston, Virginia: 2013. (In Eng).
4. U.S. Geological Survey Geologic Carbon

Dioxide Storage Resources Assessment Team. National assessment of geologic carbon dioxide storage resources – Results. (ver. 1.1, September 2013). U.S. Geological Survey Circular 1386, 2013:41 p., (Supersedes ver. 1.0 released June 26, 2013). (In Eng).

#### ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

**Архипов Виталий Николаевич**, главный менеджер, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

**Arkhipov Vitaly Nikolaevich**, chief manager, “Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia

**Яценко Сергей Алексеевич**, главный инженер проекта, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия  
Для контактов: sayaschenko@tnnc.rosneft.ru

**Yashchenko Sergey Alekseevich**, project manager, “Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia  
**Corresponding author: sayaschenko@tnnc.rosneft.ru**

**Анкудинов Александр Анатольевич**, начальник отдела, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

**Ankudinov Alexander Anatolievich**, head of the department, “Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia

**Мочалова Алена Алексеевна**, специалист, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

**Mochalova Alena Alekseevna**, specialist, “Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia

**Смирнова Елена Витальевна**, главный инженер проекта, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

**Smirnova Elena Vitalievna**, project manager, “Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia