

УДК 651.263:622.691.24

ПЕРВЫЙ ОПЫТ ЗОНАЛЬНОГО ПРОГНОЗА МОСКОВСКОГО АРТЕЗИАНСКОГО БАССЕЙНА ДЛЯ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОЕКТОВ CCS

Новиков Дмитрий Анатольевич^{1,2},
NovikovDA@ipgg.sbras.ru

Фомина (Садыкова) Яна Владиславовна^{1,2},
SadykovaYV@ipgg.sbras.ru

Юрчик Ирина Ивановна¹,
YurchikII@ipgg.sbras.ru

Деркачев Антон Сергеевич¹,
a.derkachev@g.nsu.ru

Черных Анатолий Витальевич¹,
ChernykhAV@ipgg.sbras.ru

Дульцев Федор Федорович¹,
DultsevFF@ipgg.sbras.ru

Максимова Анастасия Алексеевна^{2,1},
rock.nastaya64@gmail.com

Никитенков Алексей Николаевич³,
sputnik70@yandex.ru

Князев Александр Геннадьевич⁴,
KnyazevAG@luch-protvino.ru

¹ Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН,
Россия, 630090, г. Новосибирск, пр. Коптюга, 3/6.

² Новосибирский государственный университет,
Россия, 630090, г. Новосибирск, ул. Пирогова, 1.

³ Национальный исследовательский Томский политехнический университет,
Россия, 634050, г. Томск, пр. Ленина, 30.

⁴ АО «НИИ НПО "ЛУЧ"»,
Россия, 142281, г. Протвино, ул. Железнодорожная, 5.

Актуальность исследования обусловлена значительным ростом выбросов парниковых газов в мире, что является наиболее важной экологической проблемой, приводящей к изменениям климата, таянию ледников и загрязнению атмосферы. Наиболее эффективным способом борьбы с выбросами является долговременное размещение углекислого газа в геологических формациях. Поскольку наибольшая концентрация предприятий-эмитентов углекислого газа зафиксирована в Европейской части Российской Федерации, обустройство хранилищ углекислого газа целесообразно организовывать в пределах Московского артезианского бассейна.

Целью исследования являлось проведение зонального прогноза перспектив реализации проектов CCS на территории Московского артезианского бассейна, выявление перспективных для размещения геологических структур и оценка потенциальной емкости ловушек для размещения углекислого газа.

Объектом исследования являются водоносные и водоупорные горизонты нижнего водоносного этажа Московского артезианского бассейна.

Методы. На основе действующей международной и российской нормативных баз по размещению углекислого газа, промышленных стоков, токсичных отходов, обустройству и мониторингу подземных газохранилищ предложена система критериев зонального прогноза гидрогеологических структур с целью реализации проектов по геологическому размещению углекислого газа в глубоких водоносных горизонтах. В систему оценки входят восемь групп критериев: общегидрогеологические, структурно-тектонические, литологические, гидродинамические, геотермические, гидрогеохимические, природоохранные и ресурсные. В пределах каждой группы критериев выделяются два и более параметра, влияющих на оценку пригодности территории для реализации проектов CCS.

Результаты. Впервые проведена оценка Московского артезианского бассейна с точки зрения пригодности для длительного хранения CO₂. Прогноз по предложенным критериям позволил закартировать земли с различными категориями перспективности. К среднеперспективным отнесены 16 геологических структур с величиной начальной емкости под размещение CO₂ в разрезе 150,6 млрд т в водорастворенном состоянии и 13,4 млрд т – в сверхкритическом. Кроме того, выделены низкоперспективные и бесперспективные области. Проведенный анализ позволяет перейти к локальной оценке среднеперспективных структур для осуществления лицензирования и выделения структур в фонд потенциальных хранилищ углекислого газа, что подразумевает более детальные исследования коллекторов и флюидоупоров, структурно-тектонических показателей, компьютерного моделирования взаимодействия в системе «вода–порода–газ» и проведение обязательных лабораторных экспериментов.

Ключевые слова:

проекты размещения углекислого газа, технология CCS, методика выделения перспективных объектов, критерии, осадочные бассейны, Россия, Московский артезианский бассейн.

Введение

Постоянное возрастание концентраций углекислого газа в атмосфере Земли в результате промышленных выбросов является наиболее важной экологической проблемой про-

шлого и текущего веков. Как известно, насыщение атмосферы CO₂, CH₄ и другими парниковыми газами приводит к глобальному потеплению – таянию ледников, росту уровня мирового океана и другим глобальным последствиям.

Регулярный мониторинг содержания CO_2 проводится с конца девятнадцатого века, первые достоверные доиндустриальные оценки составляли 290 ppm, сейчас эта цифра используется в качестве точки отсчета показателей загрязнения атмосферы. Выбросы парниковых газов в настоящее время находятся на самом высоком уровне в истории человечества [1]. По данным Всемирной метеорологической организации концентрация CO_2 в атмосфере Земли в 2020 г. составила 413,2 ppm. Среди крупнейших стран-эмитентов CO_2 Россия находится на четвертом месте (4,6 %), после Китая (30,7 %), США (13,8 %) и Индии (7,1 %) [2].

В 2019 г. примерно 34 % выбросов CO_2 в мире пришлось на энергетический сектор, 24 % – на промышленный, 22 % – на сельскохозяйственный, 15 % – на автомобильные выбросы и 6 % – на строительный сектор [1]. Таким образом, наибольшую долю занимают промышленный и энергетический сектор и при переходе на более экологичные методы производства существует возможность их сокращения.

В соответствии с Парижским соглашением к Рамочной конвенции ООН по изменению климата большинство стран мира (в т. ч. Россия) обязались не превышать выбросы парниковых газов в атмосферу по сравнению с ситуацией 1990 г. Стратегическая цель Парижского соглашения – удержание прироста глобальной средней температуры к концу XXI в. «намного ниже» 2°C сверх доиндустриальных показателей и «приложение усилий» для ограничения роста температуры на уровне $1,5^\circ\text{C}$ для максимального смягчения последствий изменения климата. По оценкам ведущих научно-исследовательских институтов и международных агентств, занимающихся вопросами изменения климата, сдерживание потепления среднемировой температуры на уровне $1,5\text{--}2^\circ\text{C}$ от доиндустриальных показателей будет занимать длительное время и в лучшем случае может быть достигнуто во второй половине XXI в. при развитии наилучших сценариев [3].

В целом фиксируется снижение среднегодовых выбросов парниковых газов за предшествующее десятилетие (2010–2019), этому способствовало введение социальных мер и внедрение новых технологий и инноваций в промышленное производство. Однако внедрение технологий, обеспечивающих снижение уровня выбросов углекислого газа, отстает в ряде развивающихся стран, поскольку имеют более высокую себестоимость, зависящую от иностранных поставщиков и квалифицированных специалистов. Всемирно признано, что наиболее эффективной технологией по снижению выбросов углекислого газа в атмосферу является осуществление проектов размещения CO_2 (carbon capture and storage – CCS).

Первые проекты по закачке и хранению CO_2 относятся ко времени использования CO_2 в качестве агента поддержания пластового давления при добыче углеводородов в 1972 г. Chevron SACROC CO_2 -EOR [4]. В 1990-х гг. концепция закачки CO_2 в подземные резервуары начинает рассматриваться для компенсации выбросов парниковых газов. В это же время проект Sleipner начал закачку CO_2 в Северном море [5–7].

Кроме того, размещение CO_2 в глубокозалегающих водоносных горизонтах применяется в проектах Снохвит в Норвегии, Баундери Дам, Зама в Канаде, Кетцин в Германии, Цитронелле, Декатор, Секарб Кранфилд, Маунтанир и Фрио Брине в США, Ордос в Китае и др. [8–11]. Самый крупный проект – Вейберн в Канаде, начат в 2000 г. с целью увеличения нефтеотдачи пласта [12, 13]. Закачка углекислого газа в угольные пласты с целью обогащения метаном произведена в бассейне Сан-Хуан в Нью-Мексико [14–17]. В Нидерландах осуществлено размещение двуокси углерода на газовых месторождениях K12-B и P18-4 [18, 19]. В начале 2000-х гг. были завершены многочисленные фундаментальные исследования и пилотные масштабные программы, в том числе некоторые ключевые проекты, ориентированные на оценку крупномасштабной закачки, такие как эксперимент Frio [20], пилотный проект по хранению CO_2 в Нагаоке [21], партнерства по связыванию углерода Министерства энергетики США [22], программа ZERT [23], базовый мониторинг проекта Gorgon [24] и проект CCS в Салахе [25].

С 2010–2019 гг. было развернуто большинство проектов промышленного масштаба, таких как Quest, Snøhvit, Aquistore, ADM Decatur, Petra Nova и программа Carbonsafe Министерства энергетики США [3]. На сегодняшний день проект Sleipner является крупнейшим проектом CCS, при реализации которого на сегодняшний день было утилизировано более 15 млн т CO_2 .

Огромное внимание в мире уделяется исследованиям, связанным с изучением последствий размещения CO_2 в различных геологических формациях, моделированию происходящих при этом процессов, постановке и проведению лабораторных экспериментов, в том числе и с проведением исследования напряжений, диффузии и ряда других физических процессов, возникающих в пластах при их наполнении углекислотой [26–28]. Размещение углекислого газа в недра связано с нарушением естественных гидрогеологического, гидродинамического и геотермического режимов и может приводить к загрязнению подземной гидросферы, обусловленному возможной утечкой CO_2 через литологические окна и дизъюнктивные нарушения. Поэтому при выборе объекта для размещения необходимо иметь четкое представление о геологическом строении, гидрогеологических условиях и процессах взаимодействия в системе «вода–порода–газ», протекающих в пределах намеченной территории [29–32].

Изучение литологического состава пород коллекторов и флюидоупоров, их фильтрационно-емкостных свойств, особенностей гидрогеохимии пластовых флюидов, моделирование процессов, протекающих в системе «вода–порода–газ», и изменение этих процессов после закачки углекислого газа наиболее актуально в настоящее время. Подобные исследования проводятся многими авторами [33–37]. Кроме того, изучение изменений гидродинамического режима и процессов фильтрации проводят с помощью математического моделирования процесса размещения в рамках уравнений многофазной фильтрации [38–40].

В последние годы рассматривается множество вариантов по прогнозированию развития мировой экономики и ее энергетическому переходу к возобновляемым источникам. Среди них следует упомянуть исследования международных агентств и финансовых учреждений Bloomberg, Goldman Sachs, ЕЭК ООН и других [41–51]. Отдельные работы посвящены исследованиям по отдельным отраслям экономики, разработке и критериям технологии CCUS [52, 53].

Несмотря на активную дискуссию в научных изданиях по различным аспектам загрязнения атмосферы и обоснованию технологий по размещению углекислого газа, до настоящего времени в Российской Федерации нет действующих пилотных проектов и нормативных документов по требованиям к размещению CO₂. Тем не менее проведенный ранее авторами статьи региональный прогноз перспектив реализации проектов CCS на территории РФ показал, что существуют благоприятные предпосылки для размещения больших объемов CO₂ в пределах континентальной части страны [54].

Методика проведения зонального прогноза осадочных бассейнов России

Методика оценки пригодности гидрогеологических бассейнов и их частей для реализации проектов CCS включает в себя три уровня детальности. Самый начальный уровень – *региональный*, он является наиболее общим и позволяет оценить территорию как благоприятную или неблагоприятную для реализации проектов в целом [54]. На этом уровне рассматриваются общие характеристики геологического строения, структурно-тектонические особенности формирования региона, литологическое строение вмещающих толщ, гидрогеологические, гидродинамические и геотермические особенности бассейнов в целом и все существующие на момент оценки природоохранные ограничения. Кроме того, детально оценивается сейсмичность региона и наличие прочих глобальных ограничений. Второй уровень оценки перспектив территорий – *зональный*. На данном этапе уже могут быть оценены не только крупные гидрогеологические бассейны, но и их части, выделены перспективные водоносные горизонты для реализации проектов CCS как по латерали, так и в геологическом разрезе. На этом этапе может быть выполнено численное математическое моделирование и приведена экспертная оценка объемов возможной утилизации CO₂ в перспективных горизонтах. Последний наиболее детальный уровень прогноза – *локальный*. На данном этапе выполняется обоснование конкретных локальных геологических структур для проектирования полигонов для размещения углекислого газа с учетом действующих лицензионных соглашений, выданных ранее для добычи всех видов полезных ископаемых. Для этого детально оцениваются минералогические и литологические особенности пород-коллекторов и флюидоупоров, их фильтрационно-емкостные свойства, термобарические условия. Пристально изучаются гидрогеохимические характеристики подземных вод, моделируются гидрогеохимические процессы, протекающие в системе «вода–порода–углекислый

газ» для оценки геохимических последствий, сопровождающих размещение газа в коллекторе [54].

При *зональном* прогнозе наиболее значимыми являются восемь групп критериев: общегидрогеологические, структурно-тектонические, литологические, гидродинамические, геотермические, гидрогеохимические, природоохранные и ресурсные (табл. 1).

Структурно-тектонические факторы существенно влияют на возможность осуществления проектов CCS в артезианских бассейнах. Пригодные для размещения углекислого газа водоносные горизонты приурочены к определенным тектоническим типам структур, рассмотренным нами ранее на этапе регионального прогноза [54]. Прежде всего это обширные платформенные области и развитые в их пределах крупные отрицательные тектонические элементы – синеклизы первого и второго порядка. Краевые прогибы, предгорные и межгорные впадины оцениваются как менее перспективные и могут рассматриваться только в отдельных случаях. Водоносные горизонты, распространенные в пределах синеклиз, обычно отличаются достаточно предсказуемым литологическим строением, фациальной выдержанностью по площади, незначительными гипсометрическими колебаниями и отсутствием существенных тектонических дислокаций. Они являются наиболее предпочтительными для осуществления проектов геологического хранения CO₂.

Крупные положительные тектонические элементы: антеклизы, щиты и т. д., как правило, характеризуются сложным строением водоносных горизонтов, наличием разрывов и перерывов в осадконакоплении, их сокращенными мощностями, литологическими окнами, наличием большого количества тектонических нарушений. Они могут быть использованы для размещения углекислого газа, но необходимо более тщательно анализировать данные по динамике подземных вод и проследивать распространение водоносных и водоупорных горизонтов по площади и в разрезе.

При рассмотрении группы *литологических критериев* основными характеристиками, определяющими объем резервуара для закачки углекислого газа, являются выдержанность и литологический состав водоносных и водоупорных горизонтов и их коллекторские свойства. Кроме того, важным свойством является приемистость водоносного горизонта, которая в свою очередь зависит от толщины и степени проницаемости коллектора.

Наличие надежного флюидоупора является одним из важнейших критериев оценки пригодности территорий для геологического хранения углекислого газа. Для определения надежности водоупорного горизонта используются следующие параметры: морфологические признаки (площадь распространения, толщина), литологический и минералогический состав, степень однородности, выдержанности по площади и в разрезе, экранирующие свойства. По площади распространения различаются региональные, субрегиональные, зональные и локальные флюидоупоры. Непосредственно для структуры-ловушки, куда будет закачиваться CO₂, в зависимости от экранирующих свойств достаточным может быть наличие локальной

или зональной покрышки. Однако для защиты выше-лежащих водоносных горизонтов, используемых для хозяйственно-питьевых или бальнеологических целей, обязательным условием является наличие региональных или субрегиональных флюидоупоров, отделяющих целевые водоносные горизонты от буферной зо-

ны. Установлено, что именно региональные и субрегиональные водоупорные горизонты, образовавшиеся на трансгрессивном этапе седиментогенеза, имеют большие площади распространения, выдержанные мощности, отличаются высокой степенью однородности и хорошими экранирующими свойствами.

Таблица 1. Критерии зонального уровня при оценке осадочных бассейнов Российской Федерации для реализации проектов CCS

Table 1. Criteria of CCS suitability for evaluating sedimentary basins in Russia: subregional (zonal) level

Общегидрогеологические (I) Hydrogeology (I)	Структурно-тектонические (II) Tectonics (II)	Литологические (III) Lithology (III)	Гидродинамические (IV) Flow regime (IV)
<i>Гидрогеологические структуры:</i> артезианские бассейны и своды; предгорные и межгорные артезианские бассейны; отсутствие массивов складчатых областей и щитов; <i>Тип гидрогеологических тел:</i> пластовые. <i>Тип подземных вод по характеру проницаемости пород:</i> поровый, трещинный, карстовый. <i>Hydrogeological structures:</i> Aquifers and aquicludes in artesian basins and uplifts; piedmont and intermontane artesian basins, Lack of orogens or shields; <i>Type of hydrogeological bodies:</i> reservoir. <i>Type of groundwater based on the nature of rock permeability:</i> pore, interstitial, karst	<i>Тектонические структуры:</i> платформы и плиты; отсутствие складчатых областей и щитов; <i>Отсутствие</i> активных разломов и сейсмических событий с магнитудой более 5 баллов; <i>Глубина залегания</i> целевого горизонта от 800 до 3000 м; <i>Тип ловушки:</i> структурные и литологические. <i>Tectonic structures:</i> Cratons and plates; No orogens and shields; <i>Absence of</i> active faults and $M > 5$ earthquakes; <i>Depth to aquifer</i> is from 800 to 3000 m; <i>Type of trap:</i> structural and depositional	<i>Наличие</i> выдержанных коллекторов терригенного и карбонатного состава регионального или зонального уровня; <i>Пористость:</i> $> 10\%$; <i>Проницаемость:</i> $> 0,5 \text{ мкм}^2$ <i>Приемистость:</i> $\geq 50 \text{ м}^3/\text{сут.}$ <i>Наличие</i> выдержанных флюидоупоров регионального или зонального уровня (глины/аргиллиты, угли, мергели, соли, гипсы и ангидриты). <i>Мощность</i> целевого горизонта $\geq 15 \text{ м.}$ <i>Мощность</i> флюидоупора $\geq 20 \text{ м.}$ <i>Availability of continuous regional- or zonal-scale clastic and carbonate formations;</i> <i>Porosity</i> $> 10\%$; <i>Permeability</i> $> 0,5 \text{ }\mu\text{м}^2$; <i>Injectivity</i> $\geq 50 \text{ м}^3/\text{day}$; <i>Availability of continuous regional- or zonal-scale clay/shale, coal, marl, salt, gypsum, or anhydrite aquicludes</i> <i>Aquifer thickness</i> $\geq 15 \text{ m}$; <i>Aquiclude thickness</i> $\geq 20 \text{ m}$	<i>Удаленность</i> от региональных областей питания и разгрузки подземных вод; <i>Наличие</i> зон затрудненного и застойного водообмена; <i>Преобладание</i> в водоносных горизонтах элизионного режима; <i>Высокая</i> степень гидрогеологической закрытости недр; <i>Отсутствие</i> зон межпластовых перетоков; <i>Расположение</i> целевого горизонта в интервале пластовых давлений: $> 7,0 \text{ МПа}$ для водорастворенного CO_2 и $> 7,4 \text{ МПа}$ для сверхкритического состояния CO_2; <i>Отсутствие</i> зон повышенных и аномально высоких пластовых давлений со значениями $K_a > 1,05$. <i>Long distance</i> from regional re-charge and discharge zones; <i>Availability of zones of impaired and stagnant water exchange;</i> <i>Flow mostly by expulsion;</i> <i>Sealed aquifers;</i> <i>No flow between aquifers;</i> <i>Aquifers at reservoir pressures</i> $> 7,0 \text{ MPa}$ for dissolved CO_2 and $> 7,4 \text{ MPa}$ for supercritical CO_2; <i>No overpressure</i> ($K_a < 1,05$)
Геотермические (V) Geothermal (V)	Гидрогеохимические (VI) Water chemistry (VI)	Природоохранные (VII) Environment (VII)	Ресурсные (VIII) Resource (VIII)
<i>Отсутствие</i> гидрогеотермических аномалий; <i>Расположение</i> целевого горизонта в интервале пластовых температур: $> 15^\circ\text{C}$ для водорастворенного CO_2 и $> 31,1^\circ\text{C}$ для сверхкритического состояния CO_2. No heat flux anomalies; Aquifer temperature $> 15^\circ\text{C}$ for dissolved CO_2 and $> 31,1^\circ\text{C}$ for supercritical CO_2.	<i>Наличие</i> в целевом горизонте подземных вод с величиной общей минерализации $\geq 20 \text{ г/дм}^3$ преимущественно хлоридного натриевого состава; <i>Отсутствие</i> в целевом и буферных горизонтах подземных вод питьевого, бальнеологического, промышленного и тепло-энергетического назначения; <i>Отсутствие</i> негативных геохимических последствий закачки CO_2 в целевой горизонт (оценка методами численного физико-химического моделирования и/или лабораторных экспериментов). <i>Availability of mainly</i> $\geq 20 \text{ г/L}$ NaCl saline waters; <i>No aquifers and buffer zones used</i> for drinking, spa, industrial, and power production; <i>No negative chemical effects</i> from CO_2 injection into aquifers (estimation by thermodynamic modeling and/or laboratory experiments)	<i>Отсутствие</i> особо-охраняемых природных территорий; <i>Наличие</i> буферных зон от крупных населенных пунктов $\geq 25 \text{ км}$; <i>Отсутствие</i> ресурсов, используемых для питьевых, бальнеологических и народно-хозяйственных целей; <i>Наличие</i> буферных водоносных горизонтов выше и ниже целевого. <i>No protected conservation territories;</i> <i>Availability of buffer zones</i> $\geq 25 \text{ km}$ away from urban areas; <i>No drinking, spa, and economic water supplies;</i> <i>Availability of buffer aquifers</i> above and below storage aquifers	<i>Отсутствие</i> на перспективной территории ограничений хозяйственной деятельности в соответствии с действующими лицензионными соглашениями на разные виды полезных ископаемых; <i>Наличие</i> потенциальных ловушек для реализации проектов CCS; <i>Емкость</i> потенциальной ловушки должна соответствовать предполагаемому объему закачки CO_2 на все время реализации проекта. <i>No limitations from subsoil use regulations;</i> <i>Availability of potential traps</i> for CCS projects; <i>Storage capacity of potential traps</i> must correspond to expected volume of CO_2 injection

Плотность CO_2 в сверхкритическом состоянии составляет около $0,6\text{--}0,7 \text{ г/дм}^3$, что намного меньше плотности подземных вод и рассолов, поэтому при закачке в пласт углекислый газ после предельного насыщения подземных вод будет подниматься к его кровельной части [8]. В этой связи для обеспечения долгосрочного хранения углекислого газа в недрах необходимо, чтобы в оцениваемом регионе были развиты структурные, стратиграфические и литологические ловушки, обладающие большим объемом и обеспечивающие наиболее надежную герметизацию техногенной залежи.

Гидродинамическая зональность артезианских бассейнов связана с тем, что динамика подземных вод различных водоносных комплексов существенно различается. Традиционно выделяют три гидродинамические зоны: интенсивного, замедленного или затрудненного и застойного водообмена [55]. Они располагаются в бассейне сверху вниз по разрезу. Первая зона характеризуется неглубоким расположением водоносных горизонтов, их тесной гидравлической взаимосвязью, преобладанием инфильтрационного водообмена. В ней распространены пресные и солоноватые, преимущественно гидрокарбонатные кальциевые воды (до 20 г/дм^3) с коэффициентом закрытости недр до 50. Как правило, зона распространена до глубин $100\text{--}400 \text{ м}$. Эта зона не может быть использована для размещения углекислого газа, поскольку в ее пределах активно протекают процессы миграции подземных вод и содержащихся в них газов. Вторая зона приурочена к средней части осадочного чехла артезианских бассейнов. Характеризуется отсутствием гидравлической взаимосвязи между горизонтами, вертикальной миграцией флюидов только по дизъюнктивным нарушениям, преимущественно элизионным гидродинамическим режимом, наличием соленых и рассолов с напорных вод хлоридного натриевого состава. Минерализация вод колеблется от 20 до 100 г/дм^3 , и коэффициент закрытости недр варьирует от 50 до 100 . Третья зона застойного водообмена приурочена к нижней части осадочного чехла и породам фундамента. Характеризуется минимальными скоростями фильтрации, элизионным водообменом, процессами метаморфизации состава подземных вод, преобладанием хлоридного натриевого состава соленых вод и рассолов с высокой долей кальция и повышенным содержанием бора, брома, йода и других микрокомпонентов. Минерализация рассолов, как правило, превышает 100 г/дм^3 , а коэффициент закрытости недр изменяется от 100 до 300 . Таким образом, зона затрудненного водообмена с преобладанием элизионного режима и наличием вод хлоридного натриевого состава с величиной общей минерализации более 20 г/дм^3 характеризуется высокой степенью закрытости недр и позволяет рассматривать приуроченные к ней водоносные горизонты в качестве наиболее перспективных для реализации проектов CCS.

Динамика подземных вод также тесно связана с глубиной залегания перспективных водоносных горизонтов. Наиболее подходящие горизонты для разме-

щения углекислого газа приурочены к глубинам более 800 м . В данном интервале влияние инфильтрационного водообмена уже не наблюдается, преобладает элизионный водообмен, но при этом еще не происходит значительной метаморфизации состава подземных вод и, как правило, термобарические условия благоприятны.

Гидродинамические условия и геотермический режим недр в артезианских бассейнах значительно меняются по площади и разрезу. Поэтому при оценке осадочного бассейна необходимо учитывать следующие факторы: тип бассейна, возраст вмещающих толщ и сейсмическую активность, тепловой поток, теплопроводность пород и температуру в кровле целевого водоносного горизонта. В характерной для углекислого газа критической точке ($7,38 \text{ МПа}$ и $31,1 \text{ }^\circ\text{C}$, эквивалентно гидростатическому напору 738 м) даже небольшое изменение геотермического градиента приводит к переходу CO_2 в сверхкритическое состояние. Если принять пластовое давление в осадочном бассейне равным гидростатическому, то минимальная пороговая глубина для закачки CO_2 в сверхкритическом состоянии при геотермическом градиенте $30 \text{ }^\circ\text{C/км}$ и температуре дневной поверхности $10 \text{ }^\circ\text{C}$ составляет около 800 м [17, 56]. Для проектов CCS минимальная глубина может быть менее 800 м , только если CO_2 закачивается в надежно экранированные угольные пласты. Пилотным экспериментом по хранению CO_2 в этих условиях является проект Кетцин в Германии [57, 58]. Однако этот эксперимент не получил общественной поддержки из-за опасений по поводу возможной утечки газа.

Гидродинамический режим подземных вод (включая пластовое давление, соленость и скорость фильтрации) имеет ключевое значение для проектов по геологическому хранению CO_2 , особенно при закачке в истощенные нефтяные и газовые залежи. Зоны повышенных и аномально высоких пластовых давлений не могут рассматриваться в качестве перспективных. Области с пониженным давлением лучше всего подходят для геологического удержания и хранения CO_2 , т. к. они способны компенсировать увеличение пластового давления во время закачки.

В гидродинамическом режиме дизъюнктивные нарушения также играют важную роль. Миграция подземных вод по проводящим тектоническим разломам является одной из основных форм разгрузки подземных вод глубокопогруженных водоносных горизонтов. При выборе участка для закачки углекислого газа необходимо убедиться в отсутствии проводящих разломов. Кроме того, необходимо тщательно анализировать существующие структурно-тектонические схемы и сейсмические материалы, поскольку герметичность флюидоупора напрямую зависит от разломной тектоники.

Среди *группы природоохранных критериев* наиболее важно соблюдать профилактические меры для защиты горизонтов, используемых для народнохозяйственных целей. В настоящее время отсутствуют нормативные документы по проектированию и строительству подземных хранилищ углекислого газа

в Российской Федерации, но существуют и успешно применяются действующие документы по размещению токсичных отходов и проектированию подземных хранилищ природного газа. По аналогии с ними размещение углекислого газа запрещено в пределах границ крупных населенных пунктов (не менее 500 м от жилых зданий), мест отдыха населения и санаторно-курортных зон. Также запрещено обустройство вблизи зон санитарной охраны водоисточников, заболоченных и подтопленных участков, зон питания и выклинивания водоносных горизонтов [59–62].

Необходимым условием при выборе водоносного горизонта для целей CCS является наличие между ним и объектами, содержащими воды питьевого и бальнеологического назначения, буферных горизонтов, надежно изолированных в кровле и подошве флюидоупорами [61, 62]. Они выступают дополнительной защитой от межпластовых перетоков флюидов и процессов вертикальной миграции углекислого газа и должны содержать воды, не пригодные для питьевых и иных целей.

Кроме того, как отмечается Федеральным законом «Об особо охраняемых природных территориях» от 14.03.1995, запрещается размещение и утилизация углекислого газа и других отходов производства в границах особо охраняемых природных территорий (ООПТ) и в пределах границ крупных населенных пунктов [63]. Следовательно, они исключаются автоматически из участков, пригодных для реализации проектов геологического хранения CO₂. ООПТ могут иметь федеральное, региональное или местное значение, они делятся на государственные природные заповедники, в том числе биосферные заповедники, национальные парки, природные парки, государственные природные заказники, памятники природы, дендрологические и ботанические сады, хозяйственная деятельность на которых не осуществляется [63].

Основная цель группы *ресурсных* критериев заключается в изучении существующих ограничений хозяйственной деятельности в соответствии с действующими лицензионными соглашениями на все виды полезных ископаемых. Применение технологии геологического хранения подразумевает наличие ловушек и необходимость оценки их емкости. На уровне зонального прогноза расчеты должны быть осуществлены в масштабе артезианских бассейнов или их частей с помощью численного моделирования. Оценка емкости хранения CO₂ в глубоких водоносных горизонтах является весьма сложной, поскольку задействованы различные механизмы улавливания и связывания углекислого газа, которые действуют с различной скоростью и иногда происходят синхронно. Достоверные данные могут быть получены только в локальном масштабе или на конкретном участке, выбранном для размещения [64].

Обычно оценка достаточно подробно выполняется на предпроектной стадии, когда один или несколько участков, перспективных для хранения CO₂, исследуются для определения их емкости и возможной интенсивности закачки, и способствует принятию решения о выборе конкретного участка. Расчеты вклю-

чают численное моделирование процессов размещения и технико-экономическое обоснование целесообразности выбора объекта. В большинстве случаев этот анализ ложится в основу процесса выдачи лицензии для осуществления проекта CCS.

В процессе исследования авторами статьи была разработана собственная методика оценки потенциальной предельной емкости перспективных структур для утилизации водорастворимой составляющей углекислоты. Расчет объемов состоит из нескольких этапов. Первый этап – оценка газонасыщения раствора углекислотой средствами программного комплекса HydroGeo. Реализован он путём вычислений, состоящих из двух основных подэтапов. На первом из них осуществляется оценка максимальной растворимости углекислоты в растворе применительно к его текущим термодинамическим параметрам. Проводится она по эмпирическим формулам, представляющим следующую систему уравнений, включающих ряд регрессионных коэффициентов, а также коэффициентов перехода между единицами измерения:

$$x_1 = 0,115 - 4 \cdot 10^{-4} \cdot t,$$

где t – температура в Кельвинах.

$$x_2 = \exp(2,3026 \cdot (x_1 - 4,45e^{-3} \cdot m) \cdot m),$$

где m – эквивалентная масса катионов в растворе;

$$x_3 = x_2 \cdot 22,261 \cdot (0,04639 + 0,00415 \cdot t) \cdot 100 \cdot 1000.$$

Максимальная растворимость углекислоты

$$\chi_{CO_2}(\text{г/дм}^3) = 1/x_3 \cdot (g - \min) \cdot (g_{\text{нас}} \cdot p \cdot 10^{-6}) \cdot \chi_{CO_2} \cdot mv,$$

где g – плотность раствора; $\min$ – минерализация раствора; $g_{\text{нас}}$ – коэффициент газонасыщения; p – давление, Па; χ_{CO_2} – содержание CO₂ в %-об. в газовой фазе; mv – молекулярный вес CO₂.

На втором подэтапе осуществляется оценка реальной растворимости. Она выполняется путём итерационного добавления в раствор порций углекислоты, оцениваемых по значению максимального насыщения и вплоть до его достижения. На каждом шаге осуществляется увязка происходящих в растворе физико-химических изменений: пересчёт взаимодействий внутри гидрокарбонатной системы (CO₂-H₂CO₃-HCO₃⁻), расчёт комплексообразования и коррекция содержания ионов водорода. Расчет производится вплоть до достижения относительной погрешности метода <0,01 %.

Второй этап оценки ёмкости – расчёт предельных величин газорастворения в конкретных структурах, сводящийся также к двум подэтапам: первому, включающему в себя расчёт газонасыщения раствора структуры с соответствующими термодинамическими параметрами (на основе величины минерализации, давления и внутрипластовой температуры). И второму, включающему оценку максимальной теоретической ёмкости пласта, осуществляющемуся путём перемножения средней эффективной мощности пласта на коэффициент пористости и на площадь распространения структуры (для расчёта доступного для улавливания углекислоты объёма), которые, в свою очередь, доумножаются на расчётную удельную ве-

личину газорастворения. В результате расчётов получаем для каждой из структур величины: $C_{\max}$, характеризующую теоретическую максимальную ёмкость структуры, и $C_{0,1}$, дающую величину в 10 % от теоретической максимальной и являющуюся консервативной оценкой величины размещения углекислоты в

конкретную структуру в соответствии с рекомендациями.

Рассмотрим подробнее критерии зонального прогноза на примере Московского артезианского бассейна (МАБ) (рис. 1).



Рис. 1. Местоположение Московского артезианского бассейна: 1 – граница Московского бассейна; 2 – административные границы областей Московского бассейна; 3 – тектонические границы: 1 – Воронежская (антеклиз), 2 – Волго-Уральская (антеклиз), 3 – Московская (синеклиз), 4 – Нарва-Онежская (моноклиз); 4 – административная граница России

Fig. 1. Location of the Moscow artesian Basin: 1 – boundary of the Moscow Basin; 2 – administrative borders of the regions of the Moscow basin; 3 – tectonic boundaries: 1 – Voronezh (antecline), 2 – Volga-Ural (antecline), 3 – Moscow (syncline), 4 – Narva-Onega (monocline); 4 – administrative border of Russia.

Гидрогеологическое строение Московского артезианского бассейна

На начальном этапе зонального прогноза выполняется детальная гидрогеологическая стратификация разреза для оценки наличия водоносных и водоупорных горизонтов в разрезе, изучаются особенности литологического и минералогического состава пород и их фильтрационно-ёмкостные свойства (в первую очередь пористость и проницаемость), также прослеживается их распространение по латерали, выделяют основные типы гидрогеологических разрезов. Диагностируются зоны активного, затрудненного и застойного водообмена. Оценивается преобладающий тип водообмена для каждого горизонта. Определяются зоны питания и разгрузки подземных вод.

К настоящему времени территория МАБ изучена достаточно слабо: покрыта редкой сетью региональных сейсмических профилей и отдельными глубокими скважинами (опорными, параметрическими и поисковыми), вскрыты отложения фундамента и осадочного чехла. В строении Московского бассейна выделяются два гидрогеологических этажа: нижний – затрудненного и застойного водообмена и верхний – активного водообмена.

Нижний этаж включает в себя зону трещиноватости архейско-нижнепротерозойского фундамента, рифейский, вендский, кембрийский, ордовикский, силурийский, девонский и каменноугольно-триасовый комплексы [66].

Верхний этаж сложен юрско-меловым, палеогено-неогеновым и четвертичным водоносными комплексами (ВК). Среди осадков преобладают слабосцементированные терригенные, которые неравномерно распространены по площади. Максимальные толщины (до 400 м) зоны активного водообмена соотносятся с речными долинами и отрицательными тектоническими структурами. В пределах верхнего водоносного этажа преобладают пресные HCO_3 Ca-Mg воды с минерализацией до 1 г/дм^3 , по мере погружения водоносных горизонтов закономерно увеличиваются общая минерализация и концентрации Cl и Na. Внешние зоны питания подземных вод приурочены к участкам выхода горизонтов на поверхность, а зоны разгрузки – к руслам рек. Зона активного водообмена не может рассматриваться в качестве потенциального объекта размещения углекислого газа, так как водоносные горизонты используются повсеместно для питьевого водоснабжения населения.

Фундамент Восточно-Европейской платформы на исследуемой территории представлен сланцами, гнейсами, амфиболитами, мраморами и катаклазитами, интенсивно метаморфизованными и гидротермально измененными. Скважинами вскрыт разрез фундамента, редко превышающий первые десятки метров, наиболее полно в скважине Любимовская 5. В результате длительного перерыва в осадконакоплении в дорифейское время образовались коры выветривания мощностью от 1 до 30 м. По результатам опробования скважин из этих пород получены рассолы Cl Na состава с минерализацией 250–270 г/дм³. Вероятнее всего, существует гидравлическая взаимосвязь между архейско-нижнепротерозойской зоной экзогенной трещиноватости и рифейскими, вендскими и кембрийскими горизонтами. Для питьевых и технических целей эти воды не используются.

В центральных районах Московской синеклизы разрез осадочного чехла наиболее полный и включает в себя рифейские, вендские, кембрийские, ордовикские, силурийские и пермские отложения, распространенные фрагментарно, и более широко – девонские, каменноугольные, триасовые, юрские, меловые, неогеновые и четвертичные. Фундамент полого погружается к центральным районам синеклизы, где его глубина залегания достигает 3500 м.

В нем сформирована разветвленная рифтовая система позднерифейского возраста, разделенная серией крупных тектонических разломов. Авлакогены полностью компенсированы осадками, по данным геофизических исследований их мощность достигает 5,5 км, в разрезе преобладают пестроцветные слабоокатанные кварц-полевошпатовые песчаники (до 70 %) и алевролиты с глинистым цементом. Наиболее полно комплекс изучен в центральной части рифтов на Солигаличской и Рослятинской площадях, где вскрытая мощность достигает двух километров. Сведения о коллекторских свойствах горизонтов рифея немногочисленны. По имеющимся данным, пористость песчаников оценивается в 0,57–12 %, а проницаемость от долей до $21 \cdot 10^{-15}$ м². Плотность составляет 2,5–2,7 г/см³. Проницаемость аргиллитов от 0,01 до $12 \cdot 10^{-15}$ м² [66]. Рифейский водоносный комплекс содержит сверхкрепкие рассолы Cl Na типа с минерализацией, достигающей 300 г/дм³. Для питьевого водоснабжения населения не используется.

Нижневендские осадки (пачелмская и волинская серии) сохранились лишь в пределах рифтовых зон, имеют незначительную мощность и представлены темноцветными аргиллитами и алевролитами в нижней части и красноцветными и сероцветными песчаниками с прослоями аргиллитов и алевролитов – в верхней. Верхневендские осадки распространены значительно шире, они залегают трансгрессивно на низзалегających отложениях и породах фундамента со структурным и стратиграфическим несогласием, в плане образуют крупную тектоническую структуру первого порядка – Московскую синеклизу (верхнебайкальский этап).

На юго-востоке Московская синеклиза граничит с Воронежским кристаллическим массивом, сложенным архей-нижнепротерозойскими породами фунда-

мента и являющимся основным источником сноса обломочного материала. Верхневендские отложения представлены ритмичным переслаиванием мелководно-морских терригенных осадков с примесью туфогенных, циклы начинаются песчаными пачками и заканчиваются глинистыми. В разрезе выделяется редкинская и поваровская свиты, разделенные региональным несогласием. Достаточно надежных водупорных толщ в пределах вендского комплекса не установлено, но вышезалегающие осадки палеозойского возраста обладают надежными экранирующими свойствами. Суммарная мощность комплекса достигает 600 м. Максимальные толщины выявлены в пределах наиболее глубоких прогибов фундамента в центральной части Московской синеклизы.

В результате опробования диагностированы сверхкрепкие рассолы с минерализацией до 300 г/дм³ Cl Na состава и значительными концентрациями Ca и Br. Соленость вод прямо пропорциональна глубине залегания комплекса. При неглубоком залегании минерализация вод может составлять до 20–50 г/дм³ за счет процесса инфильтрации атмосферных осадков и тесной гидродинамической связи с вышезалегающими комплексами. Для питьевых и бальнеологических целей комплекс не используется.

В результате изучения фильтрационно-емкостных свойств вендских отложений в разрезе выделены две перспективные для размещения углекислого газа пачки песчано-алевролитового состава. Нижняя приурочена к базальному слою редкинской свиты. Суммарная эффективная мощность варьирует от 0 до 45 м. Состав песчаников палеовшпат-кварцевый, цемент – глинисто-карбонатный, каолиновый. Коэффициент открытой пористости варьируется от 0,6 до 27,9 % при среднем от 7 до 12 %. Проницаемость песчаников изменяется от $0,01 \cdot 10^{-15}$ до $849 \cdot 10^{-15}$ м² при фоне $1\text{--}5 \cdot 10^{-15}$ м². Вторая песчаная пачка приурочена к основанию поваровской свиты. Открытая пористость изменяется от 5,3 до 11,6 %, проницаемость – от 0,1 до $10 \cdot 10^{-15}$ м². Песчаники имеют кварцевый и кварц-полевошпатовый состав. Их эффективная мощность составляет от 4–6 до 30 м в прогибах [66].

Кембрийский и ордовикский водоносные комплексы развиты фрагментарно в северной части МАБ, а силурийские отложения практически полностью эродированы в преддевонское время в результате длительного перерыва в осадконакоплении. Кембрийские осадки преимущественно терригенные, преобладают песчаные разности с редкими глинистыми прослоями. Ордовикские представлены аргиллитами с прослоями мергелей и известняков. Глубина залегания комплексов варьируется от 1100 до 2000 м, суммарная мощность достигает до 265 м. Между комплексами установлены многочисленные зоны межпластовых перетоков, т. к. между ними не имеется достаточно надежных водупорных толщ, в подошве флюидоупором служат «балтийские» синие глины. В результате опробования скважин получены Cl Na рассолы с минерализацией 150–300 г/дм³ с высокими концентрациями Br. Для питьевых целей комплексы не эксплуатируются.

Комплекс девонских пород развит повсеместно, он составляет значительную часть разреза осадочного чехла и соотносится с нижнегерцинским структурным ярусом. В тектоническом строении выделяются следующие крупные элементы – Псковско-Верхневолжская синеклиза, наследующая структуру Московской синеклизы, Воронежская и Волго-Уральская антеклизы, образовавшиеся на месте Воронежского и Волго-Камского кристаллических массивов. В восточной части региона выделяется Муромцевско-Сердобская зона линейных структур. В строении нижнегерцинского структурного яруса принимают участие разнофациальные отложения: нижняя часть девонского комплекса сложена преимущественно терригенными породами и связана с глобальной трансгрессией, верхняя часть представлена глинисто-карбонатной толщей. Глубина залегания комплекса варьируется от 0 м в пределах Воронежской антеклизы до 1000 м в пределах наиболее погруженных частей Псковско-Верхневолжской синеклизы.

В девонских отложениях выделяются фаменский, верхнефранский, среднефранский, живетский, эйфельский относительно водоупорный и эмский водоносные горизонты [65]. Водоупорные горизонты представлены глинистыми породами незначительной мощности и могут рассматриваться в качестве водоупорных толщ, но не могут служить покрывками для техногенных газовых залежей. Наиболее надежными водоупорными горизонтами являются зоны развития соленосных и ангидритовых пород в западной и северо-восточной частях МАБ, которые могут обеспечить наибольшую сохранность техногенных залежей углекислого газа. Эвапоритовые породы образовывались в эйфельское время (дорогобужская и клинцевская свиты) в условиях солеродного закрытого бассейна и имеют мощность до 120 м, а гипсо-ангидритовые (оптуховская, плавская, озерская и хованская свиты) – в средне-верхнефаменское, в лагунно-морских условиях и достигают толщин до 175 м.

В пределах девонского комплекса выявлены зоны развития вод различного состава и минерализации. Пресные и слабосоленоватые (до $1,5 \text{ г/дм}^3$) HCO_3 Na-Ca воды распространены в западной, южной и юго-западной частях Московского артезианского бассейна, где горизонт характеризуется неглубоким залеганием и перекрыт незначительными по мощности мезо-кайнозойскими и каменноугольными осадками. По мере погружения комплекса минерализация возрастает до $3,0 \text{ г/дм}^3$ и преобладают HCO_3 - SO_4 Na-Ca воды. В северо-восточном направлении с увеличением глубины залегания девонского комплекса закономерно возрастает общая минерализация подземных вод до $15\text{--}250 \text{ г/дм}^3$, преобладает Cl Na тип вод, которые не могут быть использованы для питьевого водоснабжения. В окраинных частях бассейна питание горизонтов преимущественно инфильтрационное, а в центральных – элизионное. В южной и юго-западной частях бассейна нижние горизонты, используемые для питьевого водоснабжения, относятся к девонскому комплексу. Так, в Воронежской, Курской, Брянской, Орловской, Липецкой, Тамбовской и Псковской областях водоснабжение населения осуществляется в

том числе за счет франско-фаменских, живетских, эйфельских и даже эмских горизонтов (рис. 2).

В Калужской, Тульской, Рязанской, Смоленской, Московской и Тверской областях помимо каменноугольного комплекса также используются и девонские водоносные горизонты при наличии в них пресных подземных вод и близости зон питания водоносных горизонтов.

Каменноугольный водоносный комплекс залегает на девонском ВК, представлен полностью всеми тремя отделами. Нижняя часть комплекса (турнейско-нижневизейская) соотносится с окончанием раннегерцинского тектонического этапа и характеризуется накоплением глинисто-известковистой формации (малевская, упинская и бобринковская свиты). Начало позднегерцинского этапа характеризуется началом трансгрессии и формированием терригенных и терригенно-карбонатных формаций. Основной структурной формой являлась Волго-Камская моноклиза, в пределах которой шло активное осадконакопление. В дальнейшем установилось преимущественно карбонатное осадконакопление (верхний визе и серпухов) до начала башкирской регрессии и перерыва в осадконакоплении. Верхнекаменноугольные отложения накапливались в следующем цикле осадконакопления, начавшемся в московское время и характеризовавшемся формированием бассейна с терригенно-карбонатной седиментацией. Цикл завершился гжельско-сакмарской стадией деградации морского бассейна с образованием доломито-гипсово-ангидритовых пород лагунно-континентальной формации.

В каменноугольных отложениях надежно прослеживаются верхне- и нижнегжельские, московский, верхнесерпуховско-башкирский, верхневизейско-серпуховский, нижневизейский и турнейский водоносные горизонты, которые разделены преимущественно глинистыми водоупорами (рис. 2) [65]. Московский водоупорный горизонт является первым регионально распространенным наиболее надежным водоупором, представленным глинистой верейской серией мощностью до 35 м. Водоносные горизонты среднего и нижнего карбона распространены менее широко. Питание гжельских и московского горизонтов в основном инфильтрационное, оно происходит в местах их неглубокого залегания или выхода на поверхность. Питание остальных горизонтов смешанное. Содержащиеся воды характеризуются минерализацией $0,1\text{--}35 \text{ г/дм}^3$ и разнообразным составом – от пресных HCO_3 Ca и SO_4 Ca до соленоватых Cl Na. В осевых частях Московской синеклизы соленость в среднем составляет $10\text{--}20 \text{ г/дм}^3$, изредка достигает 190 г/дм^3 . Минерализация возрастает в направлении движения подземных вод: от зон питания к зонам разгрузки. По периферии распространения встречаются пресные HCO_3 Ca воды с минерализацией до $0,7 \text{ г/дм}^3$, которые используются для питьевого водоснабжения населения. Каменноугольные водоносные горизонты являются объектом питьевого водоснабжения и используются для бальнеологических целей во Владимирской, Вологодской, Тверской, Ленинградской, в северных районах Московской и Новгородской областях. Характерной особенностью является повышенное содержание Fe (до 10 мг/дм^3) во всех каменноугольных горизонтах (рис. 2).

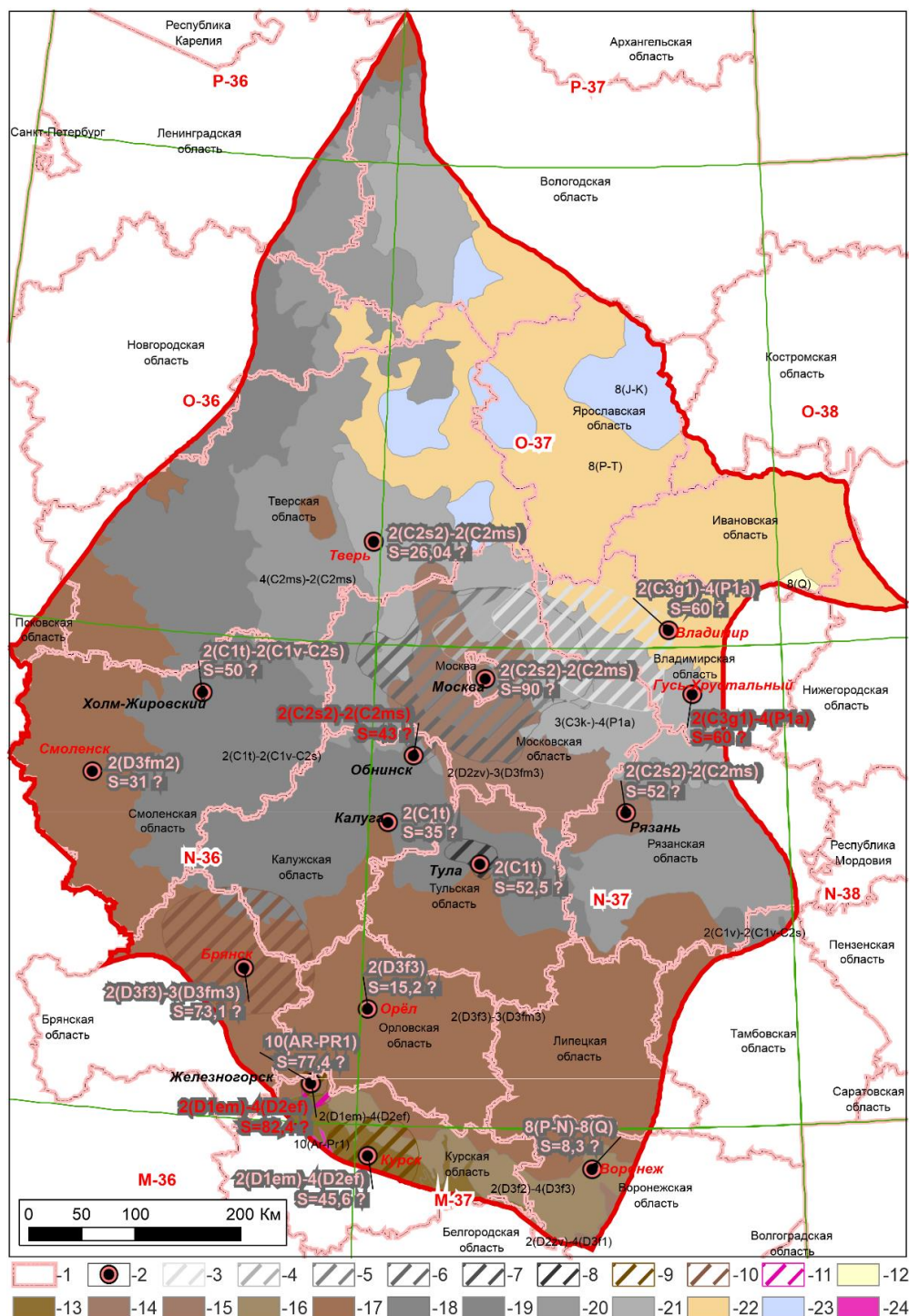


Рис. 2. Нижний водоносный горизонт, используемый для питьевых и бальнеологических целей в пределах Московского артезианского бассейна: 1 – граница субъектов РФ в пределах области изучения; 2 – центры крупных локальных депрессионных воронок; 3–11: границы региональных депрессионных воронок и их приуроченность к водоносным горизонтам: 3–2(C_{3g1})–4(P_{1a}); 4–3(C_{3k}); 5–2(C_{2ms}); 6–2(C_{2s2})–2(C_{2ms}); 7–2(C_{1t})–2(C_{1v}–C_{2s}); 8–2(C_{1t}); 9–2(D_{1em})–4(D_{2ef}); 10–2(D_{3f3}); 11–10(AR-PR₁); 12–24: нижний водоносный горизонт, используемый для питьевого водоснабжения: 12–8(Q); 13–8(J-K); 14–8(P-T); 15–3(C_{3k})–4(P_{1a}); 16–4(C_{2ms})–2(C_{2ms}); 17–2(C_{1v})–2(C_{1v}–C_{2s}); 18–2(C_{1t})–2(C_{1v}–C_{2s}); 19–2(D_{3f3})–3(D_{3fm3}); 20–2(D_{3f2})–4(D_{3f3}); 21–2(D_{2zv})–3(D_{3fm3}); 22–2(D_{2zv})–4(D_{3f1}); 23–2(D_{1em})–4(D_{2ef}); 24–10(AR-PR₁)

Fig. 2. Lower aquifer used for drinking purposes and spa within the Moscow artesian basin: 1 – boundaries of the Russian Federation members within the area under investigation; 2 – centers of large local depression funnels; 3–11: boundaries of regional depression funnels and their attribution to aquifers: 3–2(C_{3g1})–4(P_{1a}); 4–3(C_{3k}); 5–2(C_{2ms}); 6–2(C_{2s2})–2(C_{2ms}); 7–2(C_{1t})–2(C_{1v}–C_{2s}); 8–2(C_{1t}); 9–2(D_{1em})–4(D_{2ef}); 10–2(D_{3f3}); 11–10(AR-PR₁); 12–24: the lower aquifer used for drinking water supply: 12–8(Q); 13–8(J-K); 14–8(P-T); 15–3(C_{3k})–4(P_{1a}); 16–4(C_{2ms})–2(C_{2ms}); 17–2(C_{1v})–2(C_{1v}–C_{2s}); 18–2(C_{1t})–2(C_{1v}–C_{2s}); 19–2(D_{3f3})–3(D_{3fm3}); 20–2(D_{3f2})–4(D_{3f3}); 21–2(D_{2zv})–3(D_{3fm3}); 22–2(D_{2zv})–4(D_{3f1}); 23–2(D_{1em})–4(D_{2ef}); 24–10(AR-PR₁)

Пермско-триасовый водоносный комплекс распространен на северо-востоке МАБ (рис. 2). Глубина залегания изменяется от 1 до 320 м, отложения располагаются непосредственно под юрскими осадками и представлены следующими горизонтами: ассельским водоупорным, казанским водоносным, казанским относительно водоупорным и северодвинско-оленекским водоносным [65]. Водоносные горизонты сложены терригенно-карбонатно-сульфатными породами. В местах отсутствия келловейско-киммериджского водоупора для водоносных горизонтов характерно инфильтрационное питание, на остальной территории режим водонапорный. Преобладающий тип вод $\text{SO}_4 \text{ Na}$ и $\text{Cl-SO}_4 \text{ Na}$, минерализация не превышает 25 г/дм^3 . На большей части региона распространения данные подземные воды не пригодны для питья и водоснабжения, но могут быть применены для бальнеологических целей. Наибольшие дебиты фиксируются в пределах Окско-Цинского вала, где минерализация колеблется от $0,3$ до $0,8 \text{ г/дм}^3$, в составе преобладает HCO_3^- и Ca^{2+} . В Ивановской и Костромской областях распространены воды с минерализацией $0,2\text{--}0,9 \text{ г/дм}^3 \text{ Cl Na}$ состава, которые широко используются для питьевого водоснабжения, несмотря на превышение предельно-допустимых концентраций по общей жесткости и железу.

Юрско-меловой комплекс характеризуется спорадическим распространением, надежные водоупорные горизонты отсутствуют, источником питания водоносных горизонтов служат атмосферные осадки. Комплекс в границах распространения активно используется для сельскохозяйственного водоснабжения колодцами и отдельными скважинами [65]. Водообильность неравномерная, уменьшается от речных долин к водоразделам. Воды этих горизонтов преимущественно пресные с минерализацией $0,2\text{--}1,9 \text{ г/дм}^3 \text{ HCO}_3 \text{ Ca}$ состава и жесткостью до 15 мг/экв и часто высоким содержанием Fe. Туронско-кампанский водоносный горизонт является одним из основных источников централизованного водоснабжения в Брянской, Курской и Белгородской областях.

Водоносные горизонты палеоген-неогенового комплекса приурочены к эоценовым и олигоценным осадкам палеогена и к миоценовым и плиоценовым отложениям неогена, распространены фрагментарно, преимущественно в пределах бассейнов рек и погребенных речных долин [65]. Неогеновые горизонты распространены на юге МАБ, отложения имеют озерно-аллювиальный и лагунно-морской генезис, выполняют глубокие долины между реками Цной и Доном. Питание преимущественно инфильтрационное, воды в основном пресные и слабосоленоватые (от $0,1$ до $1,3 \text{ г/дм}^3$) $\text{HCO}_3 \text{ Ca}$ с превышением ПДК по общей жесткости. В ряде районов Липецкой и Воронежской областей водоносный горизонт является одним из основных источников водоснабжения и широко используется для сельскохозяйственных целей. Палеогеновые горизонты представлены рыхлыми песчаными и глинистыми осадками мелководно-морского и аллювиального генезиса. Мощность комплекса изменяется от 1 до 35 м, возрастает в южном направлении. Пита-

ние преимущественно инфильтрационное. Преобладают $\text{HCO}_3 \text{ Ca}$, Na и Mg воды с минерализацией от $0,1$ до $2,2 \text{ г/дм}^3$, с жесткостью до 34 мг/экв . Дебиты скважин незначительные, наибольшая водообильность зафиксирована на юго-западе исследуемого региона.

Четвертичный водоносный комплекс развит повсеместно, залегает на разновозрастных дочетвертичных отложениях, имеет болотный, аллювиальный и ледниковый генезис. Максимальные толщины комплекса (до 130 м) зафиксированы в северо-западной и северной части бассейна в погребенных речных долинах и областях развития ледниковых фаций, а минимальные – в южной части региона, характерны для аллювиальных и лессовых обстановок осадконакопления. Пресные воды с (до $0,9 \text{ г/дм}^3$) преимущественно $\text{HCO}_3 \text{ Ca}$ и $\text{HCO}_3 \text{ Ca-Mg}$ состава характерны для четвертичного комплекса, вблизи крупных населенных пунктов часто загрязнены, NO_3 , NH_3 и Fe. Тем не менее комплекс широко используется для сельскохозяйственных целей и питьевого водоснабжения населения.

Многолетняя активная эксплуатация подземных вод девонского и каменноугольного комплексов привела к изменению гидродинамического и гидрогеохимического состояния целого ряда водоносных горизонтов, особенно вблизи крупных населенных пунктов, где фиксируются максимальные объемы извлечения подземных вод для целей питьевого и хозяйственного водоснабжения [67]. Это выражается в формировании региональных и локальных депрессионных воронок, которые достоверно установлены на ряде территорий и приводят к ухудшению качества подземных вод, подтоку рассолов из нижележащих горизонтов и уменьшению дебитов скважин. На территории МАБ можно выделить основные районы интенсивной добычи и извлечения подземных вод, где происходят серьезные изменения гидродинамического и гидрогеохимического состояния (рис. 2): Московский, Тульский, Белгородско-Курско-Брянско-Орловский и Липецкий. На остальной территории МАБ добыча подземных вод производится не столь интенсивно, но выделяются отдельные участки в пределах крупных городов с высоким уровнем водоотбора, влияющим на состояние подземных вод.

Кроме того, природное качество подземных вод на территории Московского артезианского бассейна практически повсеместно не соответствует ПДК по ряду химических элементов, среди наиболее часто встречающихся следует отметить железо, фтор, стронций, кремний, марганец, литий, общую альфа-активность и общую жесткость. В большинстве случаев гидрогеохимические аномалии имеют природное происхождение. Техногенное воздействие отмечается в местах развития обширных депрессионных воронок, охватывающих территории Московской и Тульской областей, а также в районах крупных городов – Воронеж, Калуга, Орел, Брянск, Белгород, Курск и др., где отмечаются высокие концентрации практически для всех нормируемых показателей [67]. Кроме того, техногенное загрязнение связано с промышленными,

коммунальными, сельскохозяйственными предприятиями. Основная доля загрязнения выявлена в зоне активного водообмена, где питьевые горизонты не защищены буферными горизонтами.

Зональный прогноз Московского артезианского бассейна

Система зональных критериев, разработанная в рамках настоящего исследования, позволила оценить регионы и горизонты, наиболее перспективные для осуществления проектов CCS в пределах Московского артезианского бассейна.

Был выполнен детальный анализ структурно-тектонических особенностей, литологического и минералогического состава пород и их фильтрационно-емкостных свойств, геохимических особенностей подземных вод, гидродинамических и термобарических условий недр, кроме того, изучены природоохранные ограничения, и проведен предварительный расчет объемов возможной закачки углекислого газа в установленные структуры.

Установлено, что территория Воронежской антеклизы отличается полным отсутствием рифейского, вендского, каменноугольного, пермско-триасового комплексов и сокращёнными толщами юрско-мелового и девонского водоносных комплексов, отсутствием в их пределах ряда горизонтов, высокой фациальной неоднородностью слагающих пород по латерали. Как следствие этих особенностей, разработка и реализация проектов CCS в пределах Воронежской антеклизы невозможны, поскольку отсутствуют надежные водоупорные горизонты, способные удерживать закачиваемый углекислый газ и существующие ловушки неперспективны. Термобарические условия также не позволяют захоранивать газ в сверхкритическом состоянии.

Для осевой части Московской синеклизы характерен самый полный гидрогеологический разрез и наибольшая фациальная выдержанность отложений. В ее пределах распространено наибольшее количество водоносных горизонтов, водоупорные горизонты хорошо прослеживаются по площади и имеют выдержанные толщины. Эта территория может быть рассмотрена в качестве потенциальной для геологического размещения CO₂.

Среди рассмотренных водоносных комплексов для осуществления проектов геологического хранения CO₂ может рассматриваться только вендский, поскольку они залегают на достаточных глубинах, характеризуются давлением, близким к условно-гидростатическому, температурные аномалии в их пределах отсутствуют. Среди гидрогеохимических особенностей стоит отметить наличие в разрезе соленых вод и рассолов с минерализацией от 20 до 200 г/дм³ и обширных территорий, где эти комплексы не эксплуатируются для питьевых, технических и бальнеологических целей. Девонский комплекс в Вологодской, Калужской, Липецкой, Орловской, Рязанской, Тамбовской, Тульской областях используется для питьевого водоснабжения населения и бальнеологических целей, кроме того, вблизи крупных городов Центрального федерального округа

РФ отмечается развитие депрессионных воронок, где происходит существенное нарушение гидродинамического режима недр, в этих зонах использование девонского комплекса для целей CCS также фактически не представляется возможным. Необходимо также отметить, что в окраинных частях Московского артезианского бассейна фиксируются зоны инфильтрационного питания подземных вод, в том числе девонского комплекса, поэтому размещение CO₂ в непосредственной близости не может быть осуществлено.

В рифейских, вендских и девонских отложениях МАБ промышленных скоплений углеводородов не выявлено. Зафиксированы отдельные нефтепроявления в рифейских отложениях при бурении скважин. В скважинах 2 и 3 на Воронежской площади поднят нефтенасыщенный керн, а в скважине Даниловская 1 при испытании была получена пленка нефти, в скважине 3 – вода с водорастворенным метаном. В Рослянской скважине также получен приток воды с водорастворенным газом. В вендских отложениях притоки нефти получены из песчаников редкинской свиты на Даниловской площади. Кроме того, известны нефтепроявления на площадях Шарья, Горьковской, Марьинской, Балахнинской, Любимской, Мосоловской, Морсовской и Бутовской [66]. Следовательно, залежей углеводородов в пределах исследуемого региона не установлено, что свидетельствует, с одной стороны, об отсутствии надежных ловушек и флюидопоров в регионе, с другой – о возможности создания газовых хабов по размещению углекислого газа в водоносных горизонтах. Все выявленные перспективные участки не могут быть оценены выше средней категории.

Однако при рассмотрении потенциальных ловушек необходимо учитывать опыт организации подземных хранилищ газа (ПХГ) на территории МАБ. В процессе формирования, а также эксплуатации ПХГ имеют место быть небольшие, но стабильно существующие утечки, которые не только являются причинами экономических потерь, но и наносят прямой вред экологии. Объемы возникающих утечек зависят от фильтрационно-емкостных свойств пласта и покрышки, режима эксплуатации ПХГ и параметров (состояния) оборудования, применяемого на нем. К одним из факторов таких утечек относятся геологические, например, наличие различных тектонических разломов в пласте, неоднородно сформированный купол коллектора (присутствуют вкрапления из иных образований). В настоящее время в регионе функционируют два ПХГ: Щелковское и Калужское. Проведенный анализ геологического и тектонического строения этих территорий позволил предположить, что причинами перетоков может быть наличие как тектонических нарушений и ослабленных проницаемых зон, так и литологических песчаных окон, либо опесчанивание самих основных пластов покрышек. Все эти миграции газа являются опасными, поскольку могут вызвать неконтролируемые потери газа, образование вторичных техногенных залежей и служить причиной загрязнения водоносных горизонтов, в том числе используемых для питьевого снабжения населения.

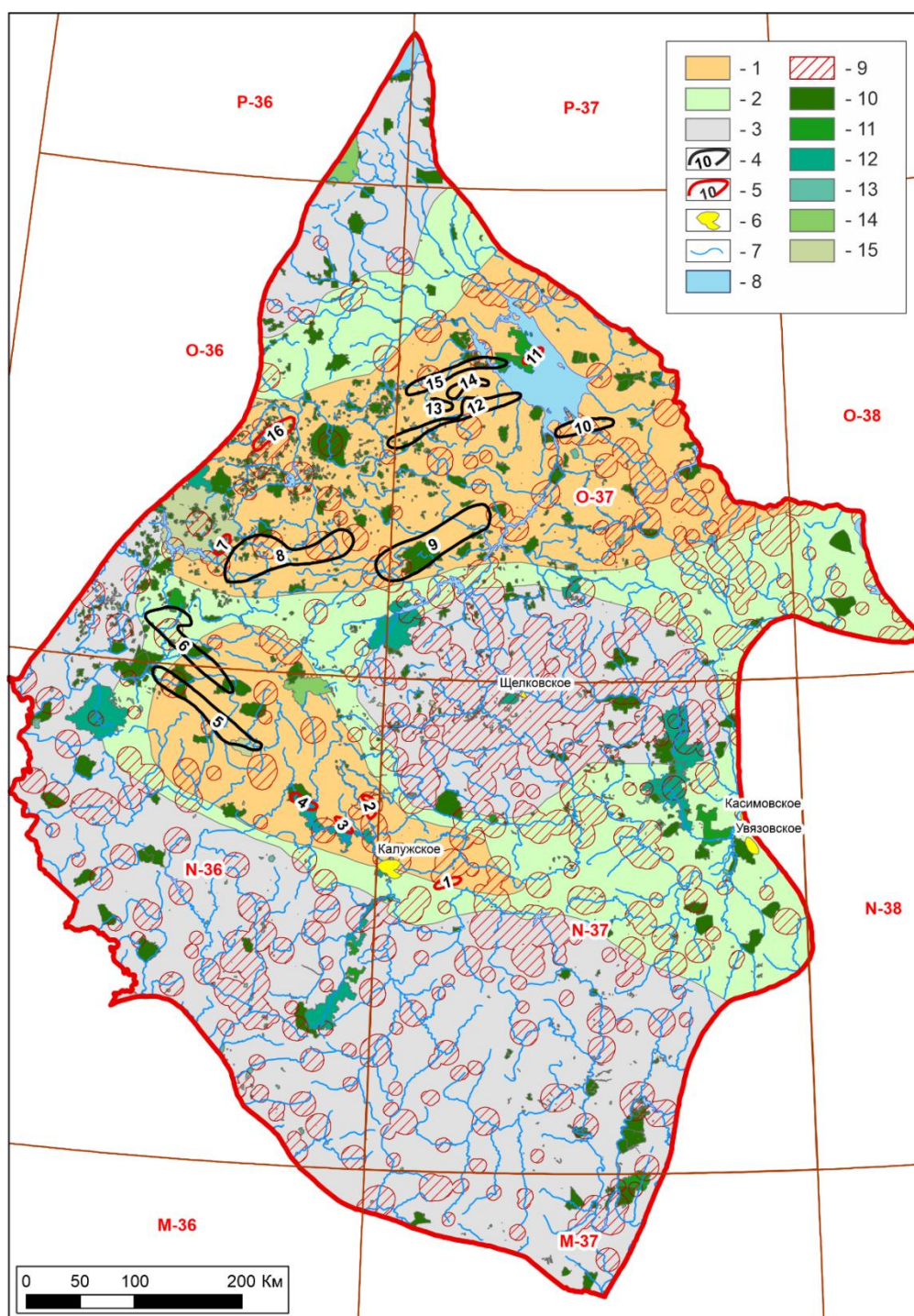


Рис. 3. Карта перспектив Московского артезианского бассейна для осуществления проектов CCS: 1–3 – зонирование по степени перспективности: 1 – среднеперспективные; 2 – низкоперспективные; 3 – бесперспективные; 4, 5 – поднятия: 4 – установленные; 5 – предполагаемые; 6 – действующие ПХГ; 7 – реки; 8 – озера; 9 – буферные зоны вокруг городов (10 км) и поселков городского типа (5 км); 10 – государственный природный заказник; 11 – государственный природный заповедник; 12 – национальный парк; 13 – памятник природы; 14 – природный парк; 15 – иные категории

Fig. 3. Map of the perspectives over the Moscow artesian basin for CCS project implementation: 1–3 – zoning with respect to the degree of perspective: 1 – with mean prospect; 2 – with low prospect; 3 – no perspective; 4, 5 – uplifts: 4 – established; 5 – assumed; 6 – operating underground gas storage facilities (GSF); 7 – rivers; 8 – lakes; 9 – buffering zones around cities (10 km) and urban-type settlements (5 km); 10 – State wildlife sanctuary; 11 – State nature reserve; 12 – national park; 13 – nature sanctuary; 14 – natural park; 15 – other categories

Таким образом, детальный анализ всех имеющихся геологических материалов на основе предложенной методики с учетом всех возможных ограничений

позволил закартировать 16 перспективных участков для осуществления проектов CCS в венском комплексе. Все они представляют собой структурные ло-

вушки (рис. 3). Наибольшую площадь имеют 5, 6, 8 и 9 структуры (табл. 2). Толщины вендских отложений варьируются от 65 до 580 м, а эффективные – от 15 до 180 м. Незначительные пластовые температуры позволяют осуществлять размещение углекислого газа только в водорастворенном состоянии, за исключением 10 структуры, где пластовая температура достигает 40 градусов, давление – 19 МПа и закачка CO₂ может быть осуществлена в сверхкритическом состоянии.

Похожие структурные ловушки при оценке других осадочных бассейнов установлены во многих регионах мира. Так, эффективная емкость осадочных бассейнов Казахстана (Прикаспийский, Мангышлакский, Южный Торгай и Устюрт) оценивается в 539 млрд т [21]. Общая эффективная емкость ордовикской формации Majiagou в бассейне Ордос позволит захоронить от 5,98 до 109,22 млрд т. Углекислый газ будет захораниваться в сверхкритическом состоянии в карбонатных резервуарах, максимальная мощность которых достигает 800 м [68]. В австралийском проекте Gorgon хранение газа происходит в формации Durru (песчаники) и итоговая емкость оценивается

более чем в 120 млн т [24]. В пределах осадочных бассейнов континентальной части Китая общая эффективная емкость оценивается в 1573 млрд т [69]. Емкость пласта-коллектора формации Krechba (песчаники) при реализации проекта In Sallah (Алжир) оценивалась примерно в 17 млн т, но в процессе его эксплуатации закачка была остановлена на уровне 4 млн т из-за возможного разрыва покрышки. Емкость ловушки в формации Штутгарт (песчаники) проекта Ketzin (Германия) на конец проекта составила 0,67 млн т. По оценкам, в песчаники формации Утсира мощностью 200–250 м проекта Sleipner (Норвегия) будет закачено до 600 млрд т углекислого газа, а емкость песчаного коллектора формации Тубаен мощностью 45–75 м проекта Snøhvit составляет 31–40 млн т. В рамках проекта Weyburn-Midale (Канада) планируется захоронить в карбонатный коллектор более 20 млн т углекислого газа, проект Alberta Carbon Trunk Line по оценкам вместит в себя около 2 млрд т газа. В завершившемся проекте Citronelle (США) за 4 года эксплуатации было размещено 0,15 млн т CO₂ в пределах формации Paluxu мощностью до 335 м [69].

Таблица 2. Характеристика емкости перспективного фонда структур вендского комплекса в пределах Московского артезианского бассейна

Table 2. Characterization of the capacity of promising structures in the Vendian complexes within the boundaries of the Moscow artesian basin

$M_{\text{общ}}$ M_{tot}	$M_{\text{эфф}}$ M_{eff}	S , км ² /km ²	$T_{\text{пл}}/T_{\text{res}}$, °C	$P_{\text{пл}}$, МПа P_{res} , МПа	CO_2 раств., г/дм ³ $CO_{2\text{dis}}$, г/дм ³	C_{max}	$C_{0,1}$	$C_{0,1}$ с учетом ООПТ $C_{0,1}$
м/м						млрд т/bn t		
65	15	147	18	7,5	80,153	2,12	0,212	0,212
165	40	142	20	8,5	85,060	5,78	0,578	0,544
87	15	112	19	7,5	78,272	1,58	0,158	0,143
174	40	187	20	7,5	75,196	6,75	0,675	0,168
270	70	1558	22	6,0	56,855	74,40	7,440	6,199
345	90	1639	22	7,0	66,189	117,00	11,700	9,895
288	110	142	22	10,0	94,020	17,60	1,760	0,188
343	110	2782	23	10,0	91,380	336,00	33,600	32,047
419	180	2815	25	12,0	103,550	630,00	63,000	46,884
570	180	528	40	19,0	117,350	134,00	13,400	13,114
335	90	141	26	14,5	121,560	18,50	1,850	0,323
260	80	1140	28	14,0	111,720	122,00	12,200	11,651
252	65	170	26	14,0	117,430	15,60	1,560	1,510
252	70	266	26	14,0	117,390	26,20	2,620	2,620
215	70	828	25	14,0	120,520	83,80	8,38	6,894
222	80	441	23	12,0	109,340	46,30	4,63	3,418
Итого:							164,00	135,81

Примечание: $M_{\text{общ}}$ – толщины вендского комплекса, м; $M_{\text{эфф}}$ – эффективные толщины, м; S – площадь перспективных структур, км²; $T_{\text{пл}}$ – пластовая температура, °C; $P_{\text{пл}}$ – пластовое давление, МПа; CO_2 раств. – предельная растворимость углекислого газа в пластовых условиях, г/дм³; C_{max} – максимальная емкость перспективной структуры при размещении углекислого газа в водорастворенном состоянии, млрд т; $C_{0,1}$ – 10 % от максимальной емкости перспективной структуры при размещении углекислого газа в водорастворенном состоянии, млрд т; $C_{0,1}$ с учетом ООПТ – 10 % от максимальной емкости перспективной структуры с учетом площади, занятой особо охраняемыми природными территориями при размещении углекислого газа в водорастворенном состоянии, млрд т.

Note: M_{tot} – thickness values for the Vendian complex, m; M_{eff} – effective thickness values, m; S – area of promising structures, km²; T_f – formation temperature, °C; P_f – formation pressure, MPa; $CO_{2\text{sol}}$ – limiting solubility of carbon dioxide under the in-situ (formation) conditions, g/dm³; C_{max} – maximal capacity of the promising structure with respect to carbon dioxide capture and storage in water-dissolved state, billion tons; $C_{0,1}$ – 10 % of the maximal capacity promising structure for carbon dioxide storage in water-dissolved state, billion tons.

Расчет объемов закачки углекислого газа в пределах вендского водоносного комплекса Московского артезианского бассейна позволил установить, что максимальные объемы в размере 630 млрд т могут быть утилизированы в структуру № 9 (рис. 3). При

этом около половины площади этой структуры ограничены для реализации проектов CCS из-за наличия здесь особо-охраняемых территорий и населенных пунктов. Учитывая, что растворимость CO₂ в пластовой воде на начальном этапе не превышает 10 %

[11, 70], наиболее вероятным объемом можно считать 63 млрд т для 9-й структуры и суммарно по всем прогнозируемым объектам – 164 млрд т, с учетом существующих ООПТ объем может быть снижен до 131 млрд т (табл. 2). Но, учитывая наибольшую экономическую рентабельность закачки CO₂ в сверхкритическом состоянии, наиболее перспективной является ловушка 10 с прогнозируемой емкостью 13,1 млрд т.

Заключение

В настоящем исследовании впервые предложена методика зональной оценки перспективности гидрогеологических бассейнов для осуществления проектов CCS. В процессе разработки системы критериев были проанализированы все имеющиеся литературные данные, требования и нормативные документы по утилизации как углекислого газа, так и других токсичных отходов, и строительство полигонов для организации подземных хранилищ газа, которыми руководствуются в мировой практике при проведении подобных исследований. Была разработана система оценки Артезианских бассейнов и их частей, включающая общегидрогеологические, структурно-тектонические, литологические, гидродинамические, геотермические, гидрогеохимические, природоохранные и ресурсные группы критериев, которые опираются на определённые параметры и ограничения, наиболее важные при осуществлении проектов CCS.

На основе предложенной методики было проведено ранжирование территории Московского артезианского бассейна, закартированы участки со средними, низкими перспективами и бесперспективные. В результате была составлена карта перспектив реализации проектов CCS, на которой в пределах среднестер-

спективных земель установлены геологические структуры, которые могут быть в дальнейшем оценены на локальном уровне.

Полученные результаты позволили выполнить оценку емкости шестнадцати перспективных структур, что крайне важно для дальнейшего лицензирования, проектирования геологоразведочных работ с целью реализации проектов CCS. Общая потенциальная емкость структур оценена в 164 млрд т, с учетом существующих ООПТ объем может быть снижен до 131 млрд т. При этом только одна структура по своим характеристикам позволяет вести закачку углекислого газа в сверхкритическом состоянии, остальные 15 позволяют осуществлять его закачку и геологическое хранение только в водорастворенном состоянии. Наиболее перспективной является структура № 10 с прогнозируемой емкостью 13,1 млрд т из-за наибольшей экономической рентабельности закачки CO₂ в сверхкритическом состоянии.

Также необходимо отметить, что по оценке ряда исследователей пик развертывания проектов по утилизации углекислого газа в мире прогнозируется на 2040–2060 гг. [71]. Для достижения этих целей необходимо проводить правильную оценку потенциальных геологических хранилищ, выявить экономические и экологические риски и разработать адекватную нормативно-правовую базу, учитывающую все ограничения для реализации проектов CCS, в том числе и в Российской Федерации.

Исследование выполнено при финансовой поддержке Новосибирского государственного университета по программе Приоритет-2030.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Climate change 2022 mitigation of climate change working group III contribution to the sixth assessment report of the intergovernmental panel on climate change / P.R. Shukla, J. Skea, A. Reisinger, R.B. Slade, R. Fradera, M. Pathak, A.A. Khoualdjia, M. Belkacemi, R. van Diemen, A. Hasija, G. Lisboa, S. Luz, J. Malley, D. McCollum, S. Some, P. Vyas. – Cambridge: Cambridge University Press, 2022. – 1991 p.
2. BP Statistical Review of World Energy // 70th ed. – 2021. URL: <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2021-full-report.pdf> (дата обращения 12.01.2023).
3. Institutional decarbonization scenarios evaluated against the Paris Agreement 1.5 °C goal / R.J. Brecha, G. Ganti, R.D. Lamboll, Z. Nicholls, B. Hare, J. Lewis, M. Meinshausen, M. Schaeffer, C.J. Smith, M.J. Gidden // Nature Communications. – 2022. – V. 13. – Article. 4304.
4. IEAGHG 2020c, Monitoring and Modelling of CO₂ Storage: The Potential for Improving the Cost-Benefit Ratio of Reducing Risk, 2020-01. URL: <https://ieaghg.org/ccs-resources/blog/new-ieaghg-technical-report-2020-01-monitoring-and-modelling-of-co2-storage-the-potential-for-improving-the-cost-benefit-ratio-of-reducing-risk> (дата обращения: 15.08.2020).
5. Baklid A., Korbol R., Owren G. Sleipner vest CO₂ disposal, CO₂ injection into a shallow underground aquifer // SPE. – 1996. – Article 36600. – P. 269–277.
6. Eiken O., Ringrose P., Hermanrud C. Lessons learned from 14 years of CCS operations: Sleipner, in Salah and Snøhvit // Energy Procedia. – 2011. – V. 4. – P. 5541–5548.
7. The In Salah CO₂ storage project: lessons learned and knowledge transfer / P.S. Ringrose, A.S. Mathieson, I.W. Wright, F. Selama, O. Hansen, R. Bissell, N. Saoula, J. Midgley // Energy Procedia. – 2013. – V. 37. – P. 6226–6236.
8. A review of developments in carbon dioxide storage / M.D. Aminu, S.A. Nabavi, C.A. Rochelle, V. Manovic // Applied Energy. – 2017. – V. 208. – P. 1389–1419.
9. Хан С.А. Анализ мировых проектов по размещению углекислого газа // Георесурсы. – 2010. – № 4 (36). – С. 55–62.
10. Geological storage of CO₂ in saline aquifers – a review of the experience from existing storage operations / K. Michael, A. Golab, V. Shulakova, J. Ennis-King, G. Allinson, S. Sharm, T. Aiken // International Journal of Greenhouse Gas Control. – 2010. – V. 4. – № 4. – P. 659–667.
11. Bachu S. Review of CO₂ storage efficiency in deep saline aquifers // International Journal of Greenhouse Gas Control. – 2015. – V. 40. – P. 188–202.
12. A decade of CO₂ injection into depleting oil fields: monitoring and research activities of the IEA GHG Weyburn-Midale CO₂ Monitoring and Storage Project / S. Whittaker, B. Rostron, C. Hawkes, C. Gardner, D. White, J. Johnson, R. Chalaturnyk, D. Seeburger // Energy Procedia. – 2011. – V. 4. – P. 6069–6076.
13. IEA GHG Weyburn CO₂ monitoring and storage project / C. Preston, M. Monea, W. Jazrawi, K. Brown, S. Whittaker, D. White, D. Law, R. Chalaturnyk, B. Rostron // Fuel Processing Technology. – 2005. – V. 86. – № 14–15. – P. 1547–1568.
14. Stevens S.H., Spector D., Riemer P. Enhanced coalbed methane recovery using CO₂ injection: worldwide resource and CO₂ sequestration potential // Proc. of the 6th International Oil & Gas Conference and Exhibition in China (IOGCEC '98). – Idaho, 1998. – P. 489–501.
15. Tang Y., Yang R., Bian X. A review of CO₂ sequestration projects and application in China // The Scientific World Journal. – 2014. – Article 014:381854.

16. A review of studies on CO₂ sequestration and caprock integrity / R. Shukla, P. Ranjith, A. Haque, X. Choi // *Fuel*. – 2010. – V. 89. – Iss. 10. – P. 2651–2664.
17. CO₂ geological storage: a review on present and future prospects / U. Zahid, Y. Lim, J. Jung, C. Han // *Korean Journal of Chemical Engineering*. – 2011. – V. 28. – P. 674–685.
18. Van der Meer L.G.H. The conditions limiting CO₂ storage in aquifers // *Energy Convers Manage.* – 1993. – V. 34. – P. 959–966.
19. The feasibility of CO₂ storage in the depleted P18-4 gas field offshore the Netherlands (the ROAD project) / R.J. Arts, V.P. Vandeweyer, C. Hofstee, M.P.D. Pluymaeker, D. Loeve, A. Kopp, W.J. Plug // *International Journal of Greenhouse Gas Control*. – 2012. – V. 11. – P. 10–20.
20. Doughty C., Freifeld B.M., Trautz R.C. Site characterization for CO₂ geologic storage and vice versa – the Frio brine pilot, Texas, USA as a case study // *Environmental Geology*. – 2008. – V. 54 (8). – P. 1635–1656.
21. Mito S., Xue Z. Post-Injection monitoring of stored CO₂ at the Nagaoka pilot site: 5 years time-lapse well logging results // *Energy Procedia*. – 2011. – V. 4. – P. 3284–3289.
22. Albany O.R., Anchorage A.K. Houston T.X., Morgantown W.V. Pittsburgh P.A. Best practices: risk management and simulation for geologic storage projects. – USA: National Energy Technology Laboratory, 2017. – 114 p.
23. Near-surface monitoring for the ZERT shallow CO₂ injection project / B.R. Strazisar, A.W. Wells, J.R. Diehl, R.W. Hammack, G.A. Veloski // *International Journal of Greenhouse Gas Control*. – 2009. – V. 3 (6). – P. 736–744.
24. Subsurface development of CO₂ disposal for the Gorgon Project / M. Flett, J. Brantjes, R. Gurton, J. McKenna, T. Tankersley, M. Trupp // *Energy Procedia*. – 2009. – V. 1. – P. 3031–3038.
25. In Salah CO₂ storage JIP: site selection, management, field development plan and monitoring overview / I. Wright, A.S. Mathieson, F. Riddiford, C. Bishop // *Energy Procedia*. – Amsterdam, The Netherlands, 2010. – P. 614–1000.
26. Potential for carbon dioxide sequestration in flood basalts / B.P. McGrail, H.T. Schaef, A.M. Ho, Yi-Ju Chien, J.J. Dooley, C.L. Davidson // *Journal of Geophysical Research: Solid Earth*. – 2006. – V. 111. – № B12. – Article B12201.
27. Espinoza D.N., Santamarina J.C. Water-CO₂-mineral systems: interfacial tension, contact angle, and diffusion – implications to CO₂ geological storage // *Water resources research*. – 2010. – V. 46. – № 7. – Article W07537.
28. CO₂ sequestration in feldspar-rich sandstone: coupled evolution of fluid chemistry, mineral reaction rates, and hydrogeochemical properties / B.M. Tutolo, A.J. Luhmann, X.Z. Kong, M.O. Saar, W.E. Seyfried Jr // *Geochim. Cosmochim. Acta*. – 2015. – V. 160. – P. 132–154.
29. Гридин В.А. Научно-методическое обоснование тектонико-динамических и техногенных факторов формирования природных резервуаров УВ (на примере подземных хранилищ газа ЮФО): автореф. дис. ... д-ра геол.-минерал. наук. – Ставрополь, 2007. – 50 с.
30. Лебедев М.С. Совершенствование методики оценки емкостно-фильтрационных свойств коллекторов подземных хранилищ газа (на примере Северо-Ставропольского ПХГ): автореф. дисс. ... канд. геол.-минерал. наук. – Ставрополь, 2006. – 21 с.
31. Оценка возможности размещения углекислого газа в Северо-Ставропольском ПХГ / А.В. Тудвачев, П.К. Коносовский, С.А. Переверзева, В.В. Тихомиров // *Геотермальная вулканология, гидрогеология, геология нефти и газа: Материалы Всероссийской научной конференции с международным участием*. – СПб: Санкт-Петербургский государственный университет, 2020. – С. 147–150.
32. Impact of Brine/CO₂ exposure on the transport and mechanical properties of the Mt Simon sandstone / Z. Shi, L. Sun, I. Haljasmaa, W. Harbert, S. Sanguinito, M. Tkach, A. Goodman, T.T. Tsotsisa, K. Jessen // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2019. – V. 177. – P. 295–305.
33. Экспериментальная оценка параметров массопереноса при закачке диоксида углерода в продуктивные пласты / В.М. Троицкий, С.Г. Рассохин, А.Ф. Соколов, А.В. Мизин, В.П. Ваньков // *Вести газовой науки*. – 2013. – № 1 (12). – С. 105–110.
34. Reservoir modeling of CO₂ plume behavior calibrated against monitoring data from Sleipner, Norway / V. Singh, A. Cavanagh, H. Hansen, B. Nazarian, M. Iding, P. Ringrose // *Society of Petroleum Engineers*. – 2010. – Paper SPE-134891-MS. – 18 p.
35. Pruess K., Spycher N. ECO2N – A fluid property module for the TOUGH2 code for studies of CO₂ storage in saline aquifers // *Energy Convers. Manage.* – 2007. – V. 48. – № 6. – P. 1761–1767.
36. Modelling carbon dioxide accumulation at Sleipner: implications for underground carbon storage / M. Bickle, A. Chadwick, H.E. Huppert, M.A. Hallworth, S. Lyle // *Earth Planet. Sc. Lett.* – 2007. – V. 255. – № 1–2. – P. 164–176.
37. Investigation of mass transfer and sorption in CO₂/brine/rock systems via in situ FT-IR / Z. Shi, S. Sanguinito, A. Goodman, K. Jessen // *Industrial & Engineering Chemistry Research*. – 2020. – V. 59 (45). – P. 20181–20189.
38. Афанасьев А.А., Мельник О.Э., Цветкова Ю.Д. Моделирование фильтрации при подземном захоронении углекислого газа с применением высокопроизводительных вычислительных систем // *Вычислительная механика сплошных сред*. – 2013. – Т. 6. – № 4. – С. 420–429.
39. Борисов В.Е., Савенков Е.Б. Численное исследование метода преобуславливания Generalized Nested Factorization для промышленных задач пластовой фильтрации. – М.: ИПИМ им. М.В. Келдыша, 2013. – № 12. – 18 с.
40. Варягов С.А., Зиновьев И.В. Исследования динамических процессов газовой среды подземных хранилищ газа // *Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа. Нефтегазовая геология. Итоги XX века*. – М.: Московский государственный университет, 2000. – С. 52–54.
41. Kelsall G. CCUS – status, barriers and potential, April 2020, IEA Clean Coal Centre. URL: <https://www.sustainable-carbon.org/report/carbon-capture-utilisation-and-storage-status-barriers-and-potential-ccc-304/> (дата обращения 15.01.2023).
42. Synchrotron-based pore-network modeling of two-phase flow in Nubian Sandstone and implications for capillary trapping of carbon dioxide / M. Hefny, C. Qin, M. Saar, A. Ebigbo // *International Journal of Greenhouse Gas Control*. – 2020. – V. 103. – Article 103164.
43. McKinsey Q. Driving CO₂ emissions to zero (and beyond) with CCUS, June 2020. – 2020. URL: <https://www.mckinsey.com/business-functions/sustainability/our-insights/driving-co2-emissions-to-zero-and-beyond-with-carbon-capture-use-and-storage#accessed> (дата обращения 15.08.2020)
44. ЕЭК ООН. Пути перехода к устойчивой энергетике – ускорение энергетического перехода в регионе ЕЭК ООН. – 2020. URL: https://unece.org/fileadmin/DAM/energy/se/pdfs/CSE/Publications/Final_Report_PathwaysToSE.pdf (дата обращения 15.01.2023).
45. ЕЭК ООН. Рамочная классификация ресурсов Организации Объединенных Наций, Обновленный вариант 2019 года. – 2020. URL: https://unece.org/fileadmin/DAM/energy/se/pdfs/UNFC/publ/UNFC_ES61_Update_2019.pdf (дата обращения 15.01.2023).
46. IOGP. CCUS Projects in Europe. – 2020. URL: <https://iogpurope.org/projects/> (дата обращения 15.01.2023).
47. IOGP. CCUS Global Projects. – 2020. URL: <https://www.iogp.org/bookstore/product/map-of-global-ccs-projects/> (дата обращения 15.01.2023).
48. CLEANER. Official website of CLEANER Project. – 2022. URL: <http://www.cleaner.eu/> (дата обращения 15.01.2023).
49. PETRA NOVA – Carbon capture and the future of coal power. NRG Energy. – 2022. URL: <https://www.nrg.com/case-studies/petra-nova.html> (дата обращения 15.01.2023).
50. COURSE50 – Technology. The Japan Iron and Steel Federation. – 2022. URL: <https://www.course50.com/en/technology/> (дата обращения 15.01.2023).
51. Kawai E., Ozawa A., Leibowicz B.D. Role of carbon capture and utilization (CCU) for decarbonization of industrial sector: a case study of Japan // *Applied Energy*. – 2022. – V. 328. – Article 120183.
52. Greig C., Uden S. The value of CCUS in transitions to net-zero emissions // *The Electricity Journal*. – 2021. – V. 34. – Iss. 7. – Article 107004.
53. Worrell E., Boyd G. Bottom-up estimates of deep decarbonization of U.S. manufacturing in 2050 // *Journal of Cleaner Production*. – 2022. – V. 330. – Article 129758.
54. Региональный прогноз перспектив размещения углекислого газа на территории Российской Федерации / Д.А. Новиков,

- Ф.Ф. Дульцев, И.И. Юрчик, Я.В. Садыкова, А.С. Деркачев, А.В. Черных, А.А. Максимова, С.В. Головин, Н.Г. Главнов, Е.А. Жуковская // Нефтяное хозяйство. – 2022. – № 3. – С. 36–42.
55. Гатальский М.А. Подземные воды и газы палеозоя Северной половины русской платформы // Труды Всесоюзного нефтяного научно-исследовательского геологоразведочного института. – Л.: ВНИГРИ, 1954. – Вып. 9. – 172 с.
56. Holloway S., Savage D. The potential for aquifer disposal of carbon dioxide in the UK // Energy Convers Manage. – 1993. – V. 34. – P. 925–932.
57. CO₂ storage uncertainty and risk assessment for the post-closure period at the Ketzin pilot site in Germany / R. Govindan, M. Babaei, A. Korre, J.-Q. Shi, S. Durucanu, B. Norden et al. // Energy Proc. – 2014. – V. 63. – P. 4758–4765.
58. Communication supporting the research on CO₂ storage at the Ketzin Pilot Site, Germany – a status report after ten years of public outreach / A. Sztybel, T. Kollersberger, F. Möller, S. Martens, A. Liebscher, M. Kühn // Energy Proc. – 2014. – V. 51. – P. 274–280.
59. СП 127.13330.2017. СНиП 2.01.28-85. Свод правил. Полигоны по обезвреживанию и размещению токсичных промышленных отходов. Основные положения по проектированию. – М.: Стандартинформ, 2017. – 26 с.
60. ГОСТ 56598-2015. Ресурсосбережение. Обращение с отходами. Общие требования к полигонам для размещения отходов. – М.: Стандартинформ, 2016. – 23 с.
61. ГОСТ 57817-2017. Подземные хранилища газа. Нормы проектирования (Переиздание). – М.: Стандартинформ, 2019. – 20 с.
62. СП 123.13330.2012. Свод правил. Подземные хранилища газа, нефти и продуктов их переработки. (Актуализированная редакция СНиП 34-02-99). – М.: Минрегион России, 2012. – 26 с.
63. Федеральный закон «Об особо охраняемых природных территориях» от 14.03.1995 (с изменениями на 26.07.2019 г). N 33-ФЗ. – М.: Кремль, 1995. – 47 с.
64. CO₂ storage capacity estimation: Methodology and gaps / S. Bachu, D. Bonijoly, J. Bradshaw, R. Burruss, S. Holloway, N.P. Christensen, O.M. Mathiassen // Int J Greenh Gas Control. – 2007. – V. 1. – P. 430–443.
65. Садыкова (Фомина) Я.В. Гидрогеологическая стратификация Московского артезианского бассейна для целей реализации проектов CCUS // ИНТЕРЭКСПО «Геосибирь». – 2022. – Т. 3. – № 1. – С. 256–259.
66. Геология и нефтегазоносность Московской и Мезенской синеклиз / В.П. Гаврилов, П.И. Дворецкий, В.Ф. Дунаев, В.А. Пономарев, А.Н. Руднев. – М.: ОАО «Газпром», 2000. – 157 с.
67. Информационный бюллетень о состоянии недр на территории Центрального федерального округа за 2021 год. – М.: ФГБУ «Гидроспецгеология», 2022. – Вып. 27. – 163 с.
68. Evaluation of carbon dioxide storage in the deep saline layer of the Ordovician Majiagou Formation in the Ordos Basin / P. Lu, W. Liu, C. Gao, J. Zhao, Y. Bai // IOP Conf. Series: Earth and Environmental Science. – 2021. – V. 675. – № 012058.
69. A preliminary sub-basin scale evaluation framework of site suitability for onshore aquifer-based CO₂ storage in China / N. Wei, X. Li, Y. Wang, R.T. Dahowski, C.L. Davidson, G.S. Bromhal // International Journal of Greenhouse Gas Control. – 2013. – V. 12. – P. 231–246.
70. Bachu S., Adams J.J. Sequestration of CO₂ in geological media in response to climate change: capacity of deep saline aquifers to sequester CO₂ in solution // Energy Conversion and Management. – 2003. – V. 44. – P. 3151–3175.
71. A critical review on deployment planning and risk analysis of carbon capture, utilization, and storage (CCUS) toward carbon neutrality / S. Chen, J. Liu, Q. Zhang, F. Teng, B.C. McLellan // Renewable and Sustainable Energy Review. – 2022. – V. 167. – Article 112537.

Поступила: 02.02.2023 г.

Прошла рецензирование: 24.06.2023 г.

Информация об авторах

Новиков Д.А., кандидат геолого-минералогических наук, заведующий лабораторией гидрогеологии осадочных бассейнов Сибири Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН; доцент кафедры геологии месторождений нефти и газа и кафедры общей и региональной геологии Новосибирского государственного университета.

Фомина (Садыкова) Я.В., кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник лаборатории гидрогеологии осадочных бассейнов Сибири

Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН; старший научный сотрудник Новосибирского государственного университета.

Юрчик И.И., кандидат геолого-минералогических наук, научный сотрудник лаборатории гидрогеологии осадочных бассейнов Сибири Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН.

Деркачев А.С., младший научный сотрудник лаборатории гидрогеологии осадочных бассейнов Сибири Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН.

Черных А.В., научный сотрудник лаборатории гидрогеологии осадочных бассейнов Сибири Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН.

Дульцев Ф.Ф., научный сотрудник лаборатории гидрогеологии осадочных бассейнов Сибири Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН.

Максимова А.А., младший научный сотрудник лаборатории гидрогеологии осадочных бассейнов Сибири Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН; ассистент кафедры минералогии и геохимии Новосибирского государственного университета.

Никитенков А.Н., кандидат геолого-минералогических наук, доцент отделения геологии Инженерной школы природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета.

Князев А.Г., начальник отдела технологий декарбонизации АО «НИИ НПО "ЛУЧ"».

UDC 651.263:622.691.24

FIRST EXPERIENCE IN ZONAL FORECAST OVER THE MOSCOW ARTESIAN BASIN FOR IMPLEMENTATION OF CCS PROJECTS

Dmitry A. Novikov^{1,2},
NovikovDA@ipgg.sbras.ru

Yana V. Fomina (Sadykova)^{1,2},
SadykovaYV@ipgg.sbras.ru

Irina I. Yurchik¹,
YurchikII@ipgg.sbras.ru

Anton S. Derkachev¹,
a.derkachev@g.nsu.ru

Anatoliy V. Chernykh¹,
ChernykhAV@ipgg.sbras.ru

Fedor F. Dultsev¹,
DultsevFF@ipgg.sbras.ru

Anastasia A. Maksimova^{2,1},
rock.nastaya64@gmail.com

Alexey N. Nikitenkov³,
sputnik70@yandex.ru

Alexander G. Knyazev⁴,
KnyazevAG@luch-protvino.ru

¹ Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS,
3/6, Koptuyug avenue, Novosibirsk, 630090, Russia.

² Novosibirsk State University,
1, Pirogov street, Novosibirsk, 630090, Russia.

³ National Research Tomsk Polytechnic University,
30, Lenin avenue, Tomsk, 634050, Russia.

⁴ JSC «NII NPO "LUCH"»,
5, Zheleznodorozhnaya street, Protvino, 142281, Russia.

The relevance of the investigation is caused by a substantial increase in greenhouse gas emissions all over the world, which is the most essential ecological problem causing climate change, glaciers melting, and atmospheric pollution. The most efficient method to reduce emissions is long-term carbon dioxide capture and storage in geological formations. Since the enterprises emitting carbon dioxide are highly concentrated in the European part of the Russian Federation, it is reasonable to arrange carbon dioxide storage facilities within the boundaries of the Moscow artesian basin.

The aim of the investigation was to make a zonal forecast of the outlooks for the implementation of CCS projects at the territory of the Moscow artesian basin, to reveal the geological structures that are promising for carbon dioxide storage, and evaluate the potential capacity of traps for carbon dioxide capture and storage.

The objects of the investigation are water-bearing and waterproof horizons of the lower aquifer in the Moscow artesian basin.

Methods. A system of criteria for the zonal forecast of hydrogeological structures is proposed to implement the projects aimed at geological capture and storage of carbon dioxide in deep aquifers, relying on the actual international and Russian normative basis on the burial of carbon dioxide, industrial wastewaters, toxic wastes, arrangement and monitoring of underground storage facilities. An evaluation system includes eight groups of criteria: general hydrogeological, structural-tectonic, lithological, hydrodynamic, geothermal, hydrogeochemical, environmental, and resource-related. Within each group of criteria, two and more parameters affecting evaluation of the suitability of a territory for CCS project implementation are distinguished.

Results. Evaluation of the Moscow artesian basin potential from the viewpoint of its suitability for long-term CO₂ storage has been carried out for the first time. The forecast over the proposed criteria allowed us to map the lands with different degrees of prospective viability. The structures of medium promise include 16 geological structures with the initial CO₂ capture and storage capacity of 150,6 billion tons in water-dissolved state and of 13,4 billion tons in the supercritical state. In addition, the regions of low and zero promise were distinguished. The analysis results allow us to pass to the local evaluation of the structures of medium promise in order to perform licensing and to assign the structures to the foundation of potential carbon dioxide storage facilities, which implies more detailed investigation of collectors and impermeable seal rocks, structural tectonic parameters, computer simulation of water–rock–gas interactions, and compulsory laboratory experiments.

Key words:

carbon dioxide capture and storage projects, CCS technology, procedure for determining promising objects, criteria, sedimentary basins, Russia, the Moscow artesian basin.

The investigation was carried out with financial support from Novosibirsk State University under the Priority-2030 Program.

REFERENCES

- Shukla P.R., Skea J., Reisinger A., Slade R.B., Fradera R., Pathak M., Khouardjia A.A., Belkacemi M., van Diemen R., Hasija A., Lisboa G., Luz S., Malley J., McCollum D., Some S., Vyas P. *Climate Change 2022 Mitigation of Climate Change Working Group III Contribution to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*. Cambridge, Cambridge University Press, 2022. 1991 p.
- BP Statistical Review of World Energy. 70th ed. 2021. Available at: <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/cor->

- porate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2021-full-report.pdf (accessed 12 January 2023).
3. Brecha R.J., Ganti G., Lamboll R.D., Nicholls Z., Hare B., Lewis J., Meinshausen M., Schaeffer M., Smith C.J., Gidden M.J. Institutional decarbonization scenarios evaluated against the Paris Agreement 1.5 °C goal. *Nature Communications*, 2022, vol. 13, article. 4304.
 4. IEAGHG 2020c, *Monitoring and Modelling of CO₂ Storage: the Potential for Improving the Cost-Benefit Ratio of Reducing Risk*, 2020-01. Available at: <https://ieaghg.org/ccs-resources/blog/new-ieaghg-technical-report-2020-01-monitoring-and-modelling-of-co2-storage-the-potential-for-improving-the-cost-benefit-ratio-of-reducing-risk> (accessed 15 August 2020).
 5. Baklid A., Korbol R., Owren G. Sleipner vest CO₂ disposal, CO₂ injection into a shallow underground aquifer. *SPE*, 1996, article 36600, pp. 269–277.
 6. Eiken O., Ringrose P., Hermanrud C. Lessons learned from 14 years of CCS operations: Sleipner, in Salah and Snøhvit. *Energy Procedia*, 2011, vol. 4, pp. 5541–5548.
 7. Ringrose P.S., Mathieson A.S., Wright I.W., Selama F., Hansen O., Bissell R., Saoula N., Midgley J. The In Salah CO₂ storage project: lessons learned and knowledge transfer. *Energy Procedia*, 2013, vol. 37, pp. 6226–6236.
 8. Aminu M.D., Nabavi S.A., Rochelle C.A., Manovic V. A review of developments in carbon dioxide storage. *Applied Energy*, 2017, vol. 208, pp. 1389–1419.
 9. Khan S.A. The analysis of word projects on catching and a burial place of carbonic gas. *Georesursy*, 2010, no. 4 (36), pp. 55–62. In Rus.
 10. Michael K., Golab A., Shulakova V., Ennis-King J., Allinson G., Sharm S., Aiken T. Geological storage of CO₂ in saline aquifers – a review of the experience from existing storage operations. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2010, vol. 4, no. 4, pp. 659–667.
 11. Bachu S. Review of CO₂ storage efficiency in deep saline aquifers. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2015, vol. 40, pp. 188–202.
 12. Whittaker S., Rostron B., Hawkes C., Gardner C., White D., Johnson J., Chalaturnyk R., Seeburger D. A decade of CO₂ injection into depleting oil fields: monitoring and research activities of the IEA GHG Weyburn-Midale CO₂ Monitoring and Storage Project. *Energy Procedia*, 2011, vol. 4, pp. 6069–6076.
 13. Preston C., Monea M., Jazrawi W., Brown K., Whittaker S., White D., Law D., Chalaturnyk R., Rostron B. IEA GHG Weyburn CO₂ monitoring and storage project. *Fuel Processing Technology*, 2005, vol. 86, no. 14–15, pp. 1547–1568.
 14. Stevens S.H., Spector D., Riemer P. Enhanced coalbed methane recovery using CO₂ injection: Worldwide resource and CO₂ sequestration potential. *Proceedings of the 6th International Oil & Gas Conference and Exhibition in China (IOGCEC '98)*. Idaho, 1998, pp. 489–501.
 15. Tang Y., Yang R., Bian X. A review of CO₂ sequestration projects and application in China. *The Scientific World Journal*, 2014, article 014:381854.
 16. Shukla R., Ranjith P., Haque A., Choi X. A review of studies on CO₂ sequestration and caprock integrity. *Fuel*, 2010, vol. 89, Iss. 10, pp. 2651–2664.
 17. Zahid U., Lim Y., Jung J., Han C. CO₂ geological storage: a review on present and future prospects. *Korean Journal of Chemical Engineering*, 2011, vol. 28, pp. 674–685.
 18. Van der Meer L.G.H. The conditions limiting CO₂ storage in aquifers. *Energy Convers Manage*, 1993, vol. 34, pp. 959–966.
 19. Arts R.J., Vandeweyer V.P., Hofstee C., Pluymaeker M.P.D., Loeve D., Kopp A., Plug W.J. The feasibility of CO₂ storage in the depleted P18-4 gas field offshore the Netherlands (the ROAD project). *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2012, vol. 11, pp. 10–20.
 20. Doughty C., Freifeld B.M., Trautz R.C. Site characterization for CO₂ geologic storage and vice versa – the Frio brine pilot, Texas, USA as a case study. *Environmental Geology*, 2008, vol. 54 (8), pp. 1635–1656.
 21. Mito S., Xue Z. Post-Injection monitoring of stored CO₂ at the Nagaoka pilot site: 5 years time-lapse well logging results. *Energy Procedia*, 2011, vol. 4, pp. 3284–3289.
 22. Albany O.R., Anchorage A.K. Houston T.X., Morgantown W.V. *Pittsburgh P.A. Best practices: risk management and simulation for geologic storage projects*. USA, National Energy Technology Laboratory, 2017. 114 p.
 23. Strazisar B.R., Wells A.W., Diehl J.R., Hammack R.W., Veloski G.A. Near-Surface Monitoring for the ZERT Shallow CO₂ Injection Project. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2009, vol. 3 (6), pp. 736–744.
 24. Flett M., Brantjes J., Gurton R., McKenna J., Tankersley T., Trupp M. Subsurface development of CO₂ disposal for the Gorgon Project. *Energy Procedia*, 2009, vol. 1, pp. 3031–3038.
 25. Wright I., Mathieson A.S., Riddiford F., Bishop C. In Salah CO₂ storage JIP: site selection, management, field development plan and monitoring overview. *Energy Procedia*, 2010, pp. 614–1000.
 26. McGrail B.P., Schaefer H.T., Ho A.M., Chien Yi-Ju, Dooley J.J., Davidson C.L. Potential for carbon dioxide sequestration in flood basalts. *Journal of Geophysical Research: Solid Earth*, 2006, vol. 111, no. B12, article B12201.
 27. Espinoza D.N., Santamarina J.C. Water-CO₂-mineral systems: interfacial tension, contact angle, and diffusion – implications to CO₂ geological storage. *Water resources research*, 2010, vol. 46, no. 7, article W07537.
 28. Tutolo B.M., Luhmann A.J., Kong X.Z., Saar M.O., Seyfried Jr W.E. CO₂ sequestration in feldspar-rich sandstone: coupled evolution of fluid chemistry, mineral reaction rates, and hydrogeochemical properties. *Geochim. Cosmochim. Acta*, 2015, vol. 160, pp. 132–154.
 29. Gridin V.A. *Nauchno-metodicheskoe obosnovanie tektonodinamicheskikh i tekhnogennykh faktorov formirovaniya prirodnykh rezervuarov UV (Na primere podzemnykh khranilishch gaza YuFO)*. Avtoreferat Dis. Dokt. nauk [Scientific and methodological substantiation of tectonodynamic and technogenic factors in the formation of natural hydrocarbon reservoirs (On the example of underground gas storage facilities of the Southern Federal District). Dr. Diss. Abstract]. Stavropol, 2007. 50 p.
 30. Lebedev M.S. *Sovershenstvovanie metodiki otsenki emkostno-filtratsionnykh svoystv kollektorov podzemnykh khranilishch gaza (na primere Severo-Stavropolskogo PKhG)*. Avtoreferat Dis. Kand. nauk [Improving the methodology for assessing the capacitive-filtration properties of underground gas storage reservoirs (on the example of the Severo-Stavropolskoye UGSF). Cand. Diss. Abstract]. Stavropol, 2006. 21 p.
 31. Tudvachev A.V., Konosavsky P.K., Pereverzeva S.A., Tikhomirov V.V. Otsenka vozmozhnosti zakhroneniya uglekislogo gaza v Severo-Stavropolskom PKhG [Assessing the Possibility of carbon dioxide storage in the Severo-Stavropol UGSF]. *Geotermalnaya vulkanologiya, gidrogeologiya, geologiya nefti i gaza. Materialy Vserossiyskoy nauchnoy konferentsii s mezhdunarodnym uchastiem* [Proceedings of the All-Russian scientific conference with international participation. Geothermal volcanology, hydrogeology, geology of oil and gas]. St. Petersburg, St. Petersburg State University, 2020, pp. 147–150.
 32. Shi Z., Sun L., Haljasmaa I., Harbert W., Sanguinito S., Tkach M., Goodman A., Tsotsisa T.T., Jessen K. Impact of Brine/CO₂ exposure on the transport and mechanical properties of the Mt Simon sandstone. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2019, vol. 177, pp. 295–305.
 33. Troitsky V.M., Rassokhin S.G., Sokolov A.F., Mizin A.V., Vankov V.P. Experimental evaluation of mass transfer parameters during injection of carbon dioxide into productive formations. *News of gas science*, 2013, no. 1 (12), pp. 105–110. In Rus.
 34. Singh V., Cavanagh A., Hansen H., Nazarian B., Iding M., Ringrose P. Reservoir modeling of CO₂ plume behavior calibrated against monitoring data from Sleipner, Norway. *Society of Petroleum Engineers*, 2010, paper SPE-134891-MS, 18 p.
 35. Pruess K., Spycher N. ECO2N – a fluid property module for the TOUGH2 code for studies of CO₂ storage in saline aquifers. *Energy Convers. Manage*, 2007, vol. 48, no. 6, pp. 1761–1767.
 36. Bickle M., Chadwick A., Huppert H.E., Hallworth M.A., Lyle S. Modelling carbon dioxide accumulation at Sleipner: implications for underground carbon storage. *Earth Planet. Sc. Lett*, 2007, vol. 255, no. 1–2, pp. 164–176.
 37. Shi Z., Sanguinito S., Goodman A., Jessen K. Investigation of mass transfer and sorption in CO₂ /Brine/Rock Systems via In Situ FT-IR. *Industrial & Engineering Chemistry Research*, 2020, vol. 59 (45), pp. 20181–20189.
 38. Afanasiev A.A., Melnik O.E., Tsvetkova Yu.D. Modeling of filtration in underground storage of carbon dioxide using high-

- performance computing systems. *Computational Continuum Mechanics*, 2013, vol. 6, no. 4, pp. 420–429. In Rus.
39. Borisov V.E., Savenkov E.B. *Chislennoe issledovanie metoda predobsluzhivaniya Generalized Nested Factorization dlya promyshlennykh zadach plastovoy filtratsii* [Numerical study of the Generalized Nested Factorization method for industrial reservoir filtration problem]. Moscow, IPM im. M.V. Keldysh Publ., 2013. No. 12, 18 p.
 40. Varyagov S.A., Zinoviev I.V. *Issledovaniya dinamicheskikh protsessov gazovoy sredy podzemnykh khranilishch gaza* [Research of dynamic processes of the gaseous environment of underground gas storages]. *Novye idei v geologii i geokhimii nefti i gaza. Neftgazovaya geologiya. Itogi XX veka* [New ideas in geology and geochemistry of oil and gas. Oil and gas geology Results of the 20th century]. Moscow, Moscow State University Press, 2000. pp. 52–54.
 41. Kelsall G. “CCUS – status, barriers and potential”, April 2020, IEA Clean Coal Centre. Available at: <https://www.sustainable-carbon.org/report/carbon-capture-utilisation-and-storage-status-barriers-and-potential-ccc-304/> (accessed 15 January 2023).
 42. Hefny M., Qin C., Saar M., Ebigbo A. Synchronon-based pore-network modeling of two-phase flow in Nubian Sandstone and implications for capillary trapping of carbon dioxide. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2020, vol. 103, article 103164.
 43. McKinsey Q. *Driving CO₂ emissions to zero (and beyond) with CCUS*, June 2020, 2020. Available at: <https://www.mckinsey.com/business-functions/sustainability/our-insights/driving-co2-emissions-to-zero-and-beyond-with-carbon-capture-use-and-storage#accessed> (accessed 15 August 2020).
 44. UNECE. *Pathways to sustainable energy – Accelerating the energy transition in the UNECE region*, 2020. Available at: https://unece.org/fileadmin/DAM/energy/se/pdfs/CSE/Publications/Final_Report_PathwaysToSE.pdf (accessed 15 January 2023).
 45. UNECE. *United Nations Framework Classification of Resources, 2019 Update*, 2020. Available at: https://unece.org/fileadmin/DAM/energy/se/pdfs/UNFC/publ/UNFC_ES61_Update_2019.pdf (accessed 15 January 2023).
 46. IOGP. *CCUS Projects in Europe*, 2020. Available at: <https://iogpeurope.org/projects/> (accessed 15 January 2023).
 47. IOGP. *CCUS Global Projects*, 2020. Available at: <https://www.iogp.org/bookstore/product/map-of-global-ccs-projects/> (accessed 15 January 2023).
 48. CLEANER. *Official website of CLEANER Project*, 2022. Available at: <http://www.cleanker.eu/> (accessed 15 January 2023).
 49. PETRA NOVA – carbon capture and the future of coal power. *NRG Energy*, 2022. Available at: <https://www.nrg.com/case-studies/petra-nova.html> (accessed 15 January 2023).
 50. COURSE50 – technology. *The Japan Iron and Steel Federation*, 2022. Available at: <https://www.course50.com/en/technology/> (accessed 15 January 2023).
 51. Kawai E., Ozawa A., Leibowicz B.D. Role of carbon capture and utilization (CCU) for decarbonization of industrial sector: A case study of Japan. *Applied Energy*, 2022, vol. 328, article 120183.
 52. Greig C., Uden S. The value of CCUS in transitions to net-zero emissions. *The Electricity Journal*, 2021, vol. 34, Iss. 7, article 107004.
 53. Worrell E., Boyd G. Bottom-up estimates of deep decarbonization of U.S. manufacturing in 2050. *Journal of Cleaner Production*, 2022, vol. 330, article 129758.
 54. Novikov D.A., Dultsev F.F., Yurchik I.I., Sadykova Ya.V., Derkach A.S., Chernykh A.V., Maksimova A.A., Golovin S.V., Glavnov N.G., Zhukovskaya E.A. Regionalny prognoz perspektiv zakhroneniya uglekislogo gaza na territorii Rossiyskoy Federatsii [Regional forecast for the prospects of carbon dioxide storage in the territory of the Russian Federation]. *Neftyanoe khozyaystvo*, 2022, no. 3, pp. 36–42.
 55. Gatal'skiy M.A. Podzemnye vody i gazy paleozoya Severnoy poloviny russkoy platformy. [Groundwater and gases of the Paleozoic of the Northern half of the Russian platform]. *Trudy Vsesoyuznogo neftyanogo nauchno-issledovatel'skogo geologo-razvedochnogo instituta* [Proceedings of the All-Union Oil Research Geological Prospecting Institute]. Leningrad, VNIGRI Publ., 1954. Vol. 9, 172 p.
 56. Holloway S., Savage D. The potential for aquifer disposal of carbon dioxide in the UK. *Energy Convers Manage*, 1993, vol. 34, pp. 925–932.
 57. Govindan R., Babaei M., Korre A., Shi J.-Q., Durucana S., Norden B. CO₂ storage uncertainty and risk assessment for the post-closure period at the Ketzin pilot site in Germany. *Energy Pro*, 2014, vol. 63, pp. 4758–4765.
 58. Szzybalski A., Kollersberger T., Möller F., Martens S., Liebscher A., Kühn M. Communication supporting the research on CO₂ storage at the Ketzin Pilot Site, Germany – a status report after ten years of public outreach. *Energy Proc*, 2014, vol. 51, pp. 274–280.
 59. SP 127.13330.2017. SNiP 2.01.28-85. *Svod pravil. Poligony po obezzarazhivaniyu i zakhroneniyu toksichnykh promyshlennykh otkhodov. Osnovnye polozeniya po proektirovaniyu* [Set of rules 127.13330.2017. Landfills for disinfection and disposal of toxic industrial waste. Design guidelines]. Moscow, Standartinform Publ., 2017. 26 p.
 60. GOST 56598-2015. *Resursoberezhenie. Obrashchenie s otkhodami. Obshchie trebovaniya k poligonam dlya zakhroneniya otkhodov* [State Standard 56598-2015. Resource saving. Waste management. General requirements for landfills for waste disposal]. Moscow, Standartinform Publ., 2016. 23 p.
 61. GOST 57817-2017. *Podzemnye khranilishcha gaza. Normy proektirovaniya (Pereizdanie)* [State Standard 57817-2017. Underground gas storages. Design Code (Reissue)]. Moscow, Standartinform Publ., 2019. 20 p.
 62. SP 123.13330.2012. *Svod pravil. Podzemnye khranilishcha gaza, nefi i produktov ikh pererabotki (Aktualizirovannaya redaktsiya SNiP 34-02-99)* [Set of rules 123.13330.2012. Underground storage facilities for gas, oil and products of their processing (Updated edition of SNiP 34-02-99)]. Moscow, Minregion Rossii Publ., 2012. 26 p.
 63. *Federalny zakon Ob osobo okhranyaemykh prirodnnykh territoriyakh ot 14.03.1995 (s izmeneniyami na 26.07. 2019)*. N 33-FZ [Federal Law on Specially Protected Natural Territories” dated March 14, 1995 (as amended on July 26, 2019)]. Moscow, Kreml Publ., 1995. 47 p.
 64. Bachu S., Bonijoly D., Bradshaw J., Burruss R., Holloway S., Christensen N.P. CO₂ storage capacity estimation: methodology and gaps. *Int J Greenh Gas Control*, 2007, vol. 1, pp. 430–443.
 65. Sadykova (Fomina) Ya.V. *Gidrogeologicheskaya stratifikatsiya Moskovskogo artzianskogo basseyna dlya tseley realizatsii proektov CCUS* [Hydrogeological stratification of the Moscow artesian basin for the purposes of implementing NEMS projects]. *INTEREKSPO «Geosibir»*, 2022, vol. 3, no. 1, pp. 256–259.
 66. Gavrilov V.P., Dvoretzky P.I., Dunaev V.F., Ponomarev V.A., Rudnev A.N. *Geologiya i neftegazonosnost Moskovskoy i Mezenskoy sinekliz* [Geology and oil and gas potential of the Moscow and Mezen synclises]. Moscow, OAO «Gazprom» Publ., 2000. 157 p.
 67. *Informatsionny byulleten o sostoyanii nedr na territorii Tsentralnogo federalnogo okruga za 2021 god* [Information bulletin on the state of the subsoil in the territory of the Central Federal District for 2021]. Moscow, Gidropetsgeologiya Publ., 2022. Vol. 27, 163 p.
 68. Lu P., Liu W., Gao C., Zhao J., Bai Y. Evaluation of carbon dioxide storage in the deep saline layer of the Ordovician Majiagou Formation in the Ordos Basin. *IOP Conf. Series: Earth and Environmental Science*, 2021, vol. 675, article 012058.
 69. Wei N., Li X., Wang Y., Dahowski R.T., Davidson C.L., Bromhal G.S. A preliminary sub-basin scale evaluation framework of site suitability for onshore aquifer-based CO₂ storage in China. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2013, vol. 12, pp. 231–246.
 70. Bachu S. Review of CO₂ storage efficiency in deep saline aquifers. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2015. vol. 40, pp. 188–202.
 71. Chen S., Liu J., Zhang Q., Teng F., McLellan B.C. A critical review on deployment planning and risk analysis of carbon capture, utilization, and storage (CCUS) toward carbon neutrality. *Renewable and Sustainable Energy Review*, 2022, vol. 167, no. 112537.

Received: 2 February 2023.

Reviewed: 24 June 2023.

Information about the authors

Dmitry A. Novikov, Cand. Sc., head of the laboratory, Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of Siberian Branch of Russian Academy of Sciences; associate professor, Novosibirsk State University.

Yana V. Fomina (Sadykova), Cand. Sc., senior researcher, Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of Siberian Branch Russian Academy of Sciences; senior researcher, Novosibirsk State University.

Irina I. Yurchik, Cand. Sc., researcher, Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of Siberian Branch of Russian Academy of Sciences.

Anton S. Derkachev, junior researcher, Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of Siberian Branch of Russian Academy of Sciences.

Anatoliy V. Chernykh, researcher, Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of Siberian Branch of Russian Academy of Sciences.

Fedor F. Dultsev, researcher, Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of Siberian Branch of Russian Academy of Sciences.

Anastasia A. Maksimova, assistant, Novosibirsk State University; junior researcher, Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of Siberian Branch of Russian Academy of Sciences.

Alexey N. Nikitenkov, Cand. Sc., associate professor, National Research Tomsk Polytechnic University.

Alexander G. Knyazev, head of CO₂ sequestration department, JSC «NII NPO "LUCH"».