

Я. В. Фомина^{1,2}, Д. А. Новиков^{1,2}, А. Н. Никитенков^{2,3}*

Гидрогеологические предпосылки реализации проектов CCS в меловых комплексах на севере Новосибирской области

¹Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН,
г. Новосибирск, Российская Федерация

²Новосибирский государственный университет, г. Новосибирск, Российская Федерация

³Томский политехнический университет, г. Томск, Российская Федерация

*e-mail: Sadykovayv@ipgg.sbras.ru

Аннотация. В работе рассматривается система критериев зонального прогноза гидрогеологических структур с целью реализации проектов по геологическому размещению углекислого газа в глубоких водоносных горизонтах на примере меловых комплексов южных районов Западно-Сибирского бассейна. В систему оценки входят общегидрогеологические и структурно-тектонические, литологические, гидродинамические и геотермические, гидрогеохимические, природоохранные и ресурсные группы критериев. Целью исследования является проведение прогноза перспектив реализации подобных проектов в пределах Новосибирской области, весьма привлекательного региона с точки зрения высокой экономической рентабельности, наличия необходимой инфраструктуры и подходящих гидрогеологических и геологических условий. Выполненный анализ позволяет перейти к дальнейшей локальной оценке перспективных объектов, которая включает детальные исследования коллекторов и флюидоупоров, структурно-тектонических показателей, компьютерное моделирование взаимодействия в системе «вода-порода-газ», расчет объемов возможной закачки углекислого газа в перспективные структуры и проведение обязательных лабораторных экспериментов.

Ключевые слова: проекты утилизации углекислого газа, технология CCS, осадочные бассейны, Западно-Сибирский артезианский бассейн, Межовский нефтегазоносный район, север Новосибирской области

Y. V. Fomina^{1,2}, D. A. Novikov^{1,2}, A. N. Nikitenkov^{2,3}*

Hydrogeological prerequisites for the implementation of CCS projects in the Cretaceous complexes in the north of the Novosibirsk region

¹Institute of Petroleum Geology and Geophysics named after. A.A. Trofimuk SB RAS,
Novosibirsk, Russian Federation

²Novosibirsk State University, Novosibirsk, Russian Federation

³Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russian Federation

*e-mail: Sadykovayv@ipgg.sbras.ru

Abstract. The paper examines a system of criteria for zonal forecasting of hydrogeological structures in order to implement projects on the geological placement of carbon dioxide in deep aquifers using the example of Cretaceous complexes in the southern regions of the West Siberian Basin. The assessment system includes general hydrogeological and structural-tectonic, lithological, hydrodynamic and geothermal, hydrogeochemical, environmental and resource groups of criteria. The purpose of the study is to forecast the prospects for the implementation of similar projects within the Novosibirsk region, a very attractive region in terms of high economic profitability, the presence of the necessary infrastructure and suitable hydrogeological and geological conditions. The performed analysis allows

us to move on to further local assessment of promising objects, which includes detailed studies of reservoirs and seals, structural and tectonic indicators, computer modeling of interaction in the “water-rock-gas” system, calculation of the volumes of possible injection of carbon dioxide into promising structures and carrying out mandatory laboratory tests experiments.

Keywords: carbon dioxide utilization projects, CCS technology, sedimentary basins, West Siberian artesian basin, Mezhovka oil and gas region, northern part of Novosibirsk region

Введение

В настоящее время наиболее перспективной технологией, позволяющей значительно сократить количество выбросов парниковых газов в атмосферу и улучшить экологический баланс в окружающей среде, является геологическое хранение углекислого газа путем размещения в глубоких водоносных горизонтах (carbon capture and storage – CCS).

В России в 2022 году был подписан Федеральный Закон Российской Федерации № 598-ФЗ «О внесении изменений в Закон Российской Федерации "О недрах" и статья 2 Федерального закона "Об отходах производства и потребления"», где появилось понятие об утилизации углекислого газа, а в 2023 году был утвержден и введен в действие ГОСТ Р ИСО 27917-2023 «Улавливание, транспортирование и хранение углекислого газа», который является переводным вариантом международного стандарта ISO 27917:2017. В связи с этим, в настоящее время многие недропользователи начали рассматривать существующие в их ведении участки, имеющие лицензии на геологическое изучение и эксплуатацию недр на все виды полезных ископаемых в качестве объектов для организации в их приделах хранилищ углекислого газа.

По результатам проведенного ранее регионального прогноза перспектив территории РФ для реализации проектов CCS в Новосибирской области выявлены благоприятные условия для размещения больших объемов CO₂ [1]. Наличие литологически выдержанных водоносных горизонтов в интервале глубин от 800 до 3000 м, надежно изолированных от зоны активного водообмена региональным туронско-датским водоупором, отсутствие активной тектоники, широкое распространение структурных ловушек делают регион привлекательным объектом для реализации проектов долгосрочного хранения углекислого газа. В этой связи, целью настоящего исследования являлось проведение зонального прогноза перспектив реализации проектов CCS в пределах меловых водоносных комплексов на севере Новосибирской области (Рис 1).

Методика

Методика оценки пригодности гидрогеологических бассейнов и их частей для реализации проектов CCS включает в себя три уровня детальности: региональный, зональный и локальный. Самый общий уровень – **региональный**, позволяет оценить территорию как благоприятную или неблагоприятную для реализации проектов в целом [1]. Второй уровень оценки перспектив территорий – **зональный**, на нем оцениваются части бассейнов, выделяются перспективные водоносные горизонты по площади и в разрезе.

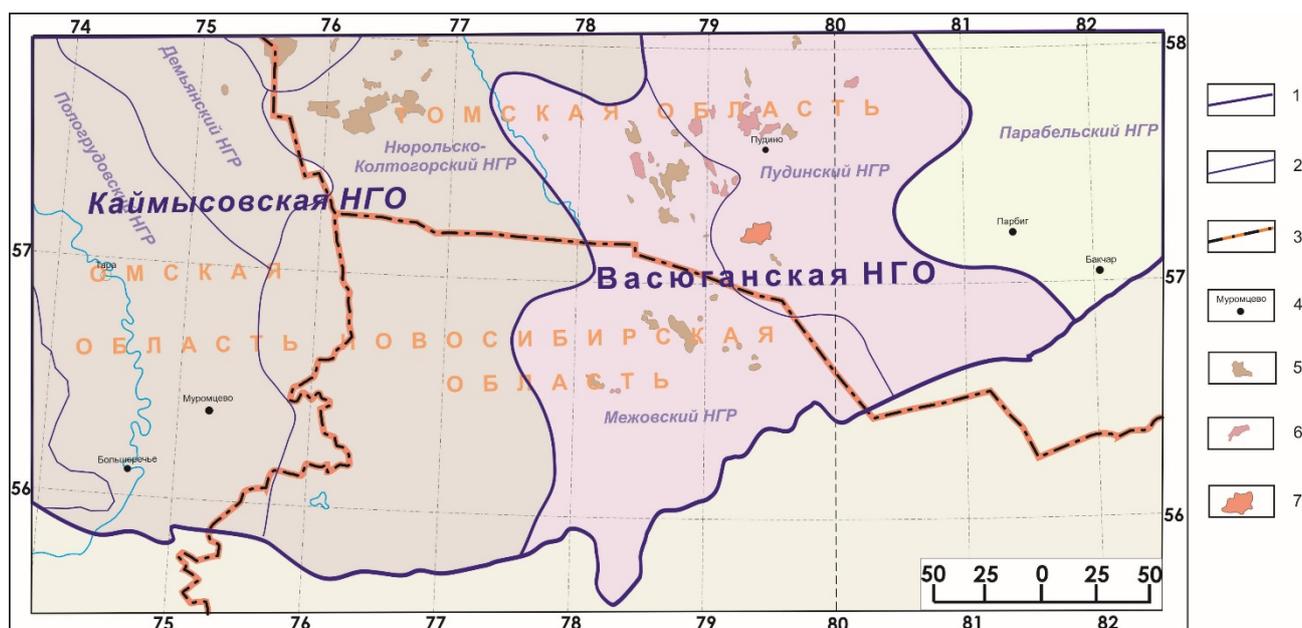


Рис. 1. Обзорная карта северных районов Новосибирской области
 Границы: 1-нефтегазоносных областей, 2-нефтегазоносных районов, 3- административные; 4-населенные пункты; месторождения: 5-нефтяные, 6-нефтегазоконденсатные, 7- газовой и газоконденсатные.

Выполняется численное математическое моделирование и дается экспертная оценка объемов возможной утилизации CO_2 в перспективных горизонтах. При **зональном** прогнозе наиболее значимыми являются восемь групп критериев: общегидрогеологические, структурно-тектонические, литологический, гидродинамические, геотермические, гидрогеохимические, природоохранные и ресурсные. Методика исследования подробно изложена в статье [2], далее все ключевые параметры будут оценены согласно выработанной системе критериев. Самый детальный уровень прогноза – **локальный**, на котором выполняется обоснование конкретных геологических структур для проектирования полигонов для размещения углекислого газа.

Основные результаты

Район исследования приурочен к южной части Западно-Сибирского артезианского бассейна (ЗСАБ). В регионе отсутствуют складчатые области и щиты, для меловых комплексов характерно преобладание пластовых гидрогеологических тел и терригенных коллекторов с поровым типом пустотного пространства. Анализ активных разломов и наведенной сейсмичности показал, что рассматриваемая территория относится к региону с интенсивностью сейсмических сотрясений ниже 5 баллов и может быть оценена как благоприятная.

В гидрогеологическом разрезе выделяется два этажа: нижний, относящийся к зоне затрудненного и застойного водообмена и верхний – активного. Меловая часть разреза представлена апт-альб-сеноманским и неокомским водоносными

комплексами и верхнемеловым (туронско-датским водоупорным), который выполняет роль флюидоупора, разделяющего верхний и нижний гидрогеологические этажи. В пределах неокомского комплекса выделяется валанжинский, а в пределах апт-альб-сеноманского – аптский и сеноманский водоносные горизонты (Рис. 2).

В регионе развито большое количество структурных и литологических ловушек. Пористость песчаников/алевролитов закономерно уменьшается от меловых к доюрским резервуарам. Наилучшими коллекторскими свойствами обладают песчаные пласты куломзинской и тарской свит (пласты группы Б) и покурской свиты (пласты группы ПК). Открытая пористость песчаников неокомского комплекса изменяется от 1,5 до 35%, в среднем составляет 16,5%, проницаемость варьирует в интервале $8.2 \cdot 10^{-6}$ – 5.6 мкм². Слабо уплотнённые песчаники и рыхлые пески апт-альб-сеноманского комплекса характеризуются лучшими фильтрационно-емкостными свойствами: пористостью – от 6 до 43% (в среднем – 26 %) и проницаемостью, достигающей 7,9 мкм² (при среднем значении 1,5 мкм²). Наиболее надежные водоупорные характеристики присущи регионально выдержанным глинистым толщам кимериджско-валанжинского, верхневаланжинско-аптского, альбского и туронско-датского возраста. Залежей углеводородов в этих комплексах не выявлено, но подземные воды апт-альб-сеноманского комплекса используются при разработке месторождений углеводородов юрского комплекса в качестве источника для функционирования систем поддержания пластового давления

Анализ изменения общей минерализации с глубиной показал, что для изучаемого района характерна прямая вертикальная гидрогеохимическая зональность, которая выражается в увеличении общей минерализации и содержания основных макро- и микрокомпонентов с глубиной. Зональность осложнена развитием межпластовых перетоков и процессами смешения вод различных генетических типов. Для неокомского комплекса характерно наличие преимущественно хлоридных натриевых вод с величиной общей минерализации от 11 до 28 г/дм³ (в среднем 17,5 г/дм³), среди растворенных газов преобладает метан, зафиксированы высокие концентрации (мг/дм³): I (до 22), Br (до 105), B (до 40), Li (до 10). В апт-альб-сеноманском комплексе распространены так же преимущественно хлоридные натриевые воды с величиной общей минерализации от 6 до 16 г/дм³ (при среднем 13,4 г/дм³). Среди растворенных газов также преобладает метан, концентрации микрокомпонентов существенно ниже.

Один из наиболее важных факторов для успешной реализации проектов CCS являются гидродинамические условия и геотермический режим недр. Нижняя часть разреза (от палеозойского до неокомского комплексов) является более разогретой и характеризуется градиентами, изменяющимися от 3,3 до 3,9 °С/100м. Апт-альб-сеноманские и кайнозойские толщи – более холодные, градиенты в них не превышают 2,3–3,4 °С/100 м. В латеральной зональности отмечаются следующие закономерности: в пределах Верхне-Васюганской антеклизы (на северо-западе района исследований) и Северо-Межовской мегамоноклинали (в центральной части) отмечаются повышенные значения геотермических гради-

ентов до 4,7 °С/100 м. На юго-востоке и востоке изучаемого района происходит закономерное снижение средних геотермических градиентов и пластовых температур. Аналогичную картину распределения по латерали показывает параметр, обратный геотермическому градиенту — геотермическая ступень; зафиксирован разброс значений от 25 до 32 м/°С.

Система	Отдел	Ярус	Водоносный/водоупорный горизонт	Водоносный комплекс	Водоносный этаж
Q	Q ₂			палеоген-четвертичный	ВЕРХНИЙ
	Q ₁		пьяченцо-галазский		
N	N ₂	g			
		z			
		c			
	N ₁	m	серравальско-занклийский		
		t	бурдигальско-серравальский		
		s	хатско-бурдигальский		
Pg	Pg ₃	h			
		r	приабонско-рюпельский		
		p			
	Pg ₂	b	ипрско-бартонский		
		l			
	Pg ₁	y	зеландско-танетский		
t					
s					
K	K ₂	m	туронско-датский	туронско-датский	НИЖНИЙ
		km			
		st	коньякско-сантонский		
		k			
		t			
	K ₁	s	сеноманский	апт-альб-сеноманский	
		al	альбский		
		a	аптский	неокомский	
		br	верхневаланжинско-аптский		
		g	валанжинский		
J	J ₃	v	кимериджско-нижневаланжинский	верхнеюрский	
		tt			
		km	батско-оксфордский		
	J ₂	o	келловейский	нижне-среднеюрский	
		k			
		bt	байосско-батский		
J ₁	b	ааленский			
	a	верхнеюрский			
	t	нижнеюрский			
	p	верхнеплинсахский			
Pz		s	геттангско-синемюрский	палеозойский	
		g			

Рис.2. Схема гидрогеологической стратификации северных районов Новосибирской области

Построение геотермических карт показало, что неокомский комплекс характеризуется разбросом пластовых температур от 45 до 80 °С (фоновые значения –

40-50 °С), а для апт-альб-сеноманского комплекса – от 10 до 60 °С (фоновые значения – 20-25 °С) (Рис. 3). Во всех комплексах зоны повышенных температур трассируют контуры крупных отрицательных структур – Колтогорско-Нюрольского жлоба, Нюрольской мегавпадины, Бакчарской мезовпадины. Пониженные значения пластовых температур характерны для положительных и промежуточных структурных элементов всех порядков. Пониженные температуры выявлены в пределах Верхневасюганской антеклизы, Межовского структурного мегамыса, Калгачского наклонного мегавала, Северо-Межовской мегамоноклинали и Чузикско-Чижапской мезоседловины. Характерной особенностью является региональное уменьшение температур в юго-восточном направлении по мере приближения к структурам Внешнего пояса Западно-Сибирской геосинеклизы. Самыми низкими температурами характеризуется Барабинско-Пихтовая мегамоноклиза [3,4].

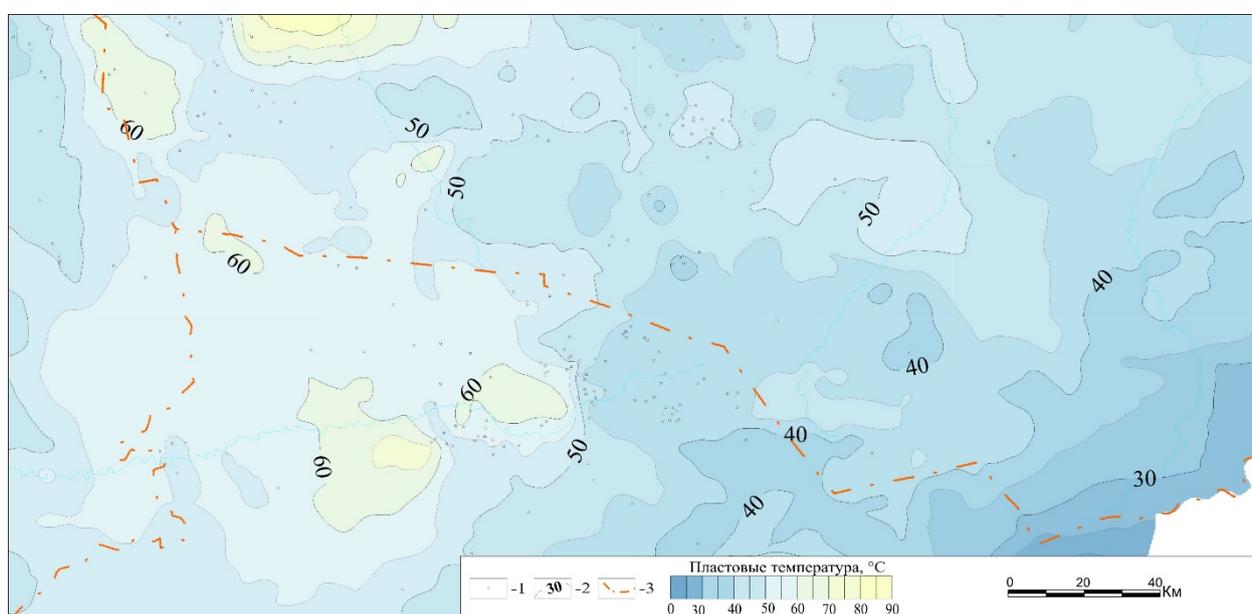


Рис. 3. Карта пластовых температур в кровле неокомского комплекса северных районов Новосибирской области и прилегающих территорий.

Условные обозначения: 1 – скважины, 2 – изотермы, 3- административные границы.

Гидродинамический режим подземных вод (включая пластовое давление, соленость и скорость фильтрации) имеет ключевое значение для проектов по геологическому хранению CO₂. Зоны повышенных и аномально высоких пластовых давлений не могут рассматриваться в качестве перспективных. Области с пониженным давлением лучше всего подходят для геологического улавливания и хранения CO₂, т.к. они способны компенсировать увеличение пластового давления во время закачки.

Изучение гидродинамический условий показало, что в разрезе доминируют пластовые давления от 12 до 50 МПа; для региона характерна прямая вер-

тикальная гидродинамическая зональность. Для неокомского комплекса характерны давления, достигающие 17-25 МПа, а для апт-альб-сеноманского комплекса – от 3 до 10 МПа. Во всех комплексах распределение давлений по латерали согласуется со структурным планом. Наиболее высокие давления характерны для Северо-Межовской мегамоноклинали, Северо-Межовского наклонного прогиба, Лавровского наклонного мезовала и Чузикско-Чижапской мезоседловины, наиболее низкие – для Межовского структурного мегамыса. Во всех комплексах в пределах Барабинско-Пихтовой мегамоноклизы фиксируются области пониженных давлений.

Анализ распределения коэффициента напряженности гидродинамического поля показал преобладание нормальных значений напряженности (0,95-1,05). Для региона характерны пластовые давления близкие к условно гидростатическим, зоны развития аномально высоких и низких пластовых давлений отсутствуют. Результаты изучения гидродинамических характеристик и фильтрационно-емкостных свойств коллекторов показывают доминирующую роль элизионного водообмена в пределах изучаемого региона, только структуры обрамления Западно-Сибирского бассейна – Барабинско-Пихтовской моноклизы характеризуется преобладанием инфильтрационного типа питания [5].

Согласно данным нефтегазогеологического районирования район исследования относится к Нюрольско-Колтогорскому нефтегазоносному району Каймысовской нефтегазоносной области и Межовскому нефтегазоносному району Васюганской нефтегазоносной области. Месторождения углеводородов установлены только в Межовском районе. Выявлены залежи приурочены к верхнеюрскому и палеозойскому комплексам, в меловой части разреза их не выявлено. Большая часть открытых месторождений относится к категории мелких по запасам. Самым крупным является Верх-Тарское нефтяное месторождение, разработка которого завершается в настоящее время.

Согласно перечню особо охраняемых природных территорий РФ, в исследуемом регионе выделяются четыре крупных государственных природных заказника. На севере региона расположен Майзасский, на востоке – Северный, на юге – Казатовский, а на западе – Усть-Тарский природные заказники. Все заказники имеют региональное значение и биологический профиль, они вносят незначительные коррективы в Верхнечековскую, Пустоваловскую, Чековскую и Тенискую перспективные площади.

Заключение

Учитывая региональные особенности, верхняя граница благоприятного интервала пластовых температур для размещения углекислого газа в сверхкритическом состоянии расположена на глубинах более 800 метров. В связи с этим, наиболее перспективным для реализации проектов CCS в пределах меловой части разреза северных районах Новосибирской области является валанжинский водоносный горизонт неокомского водоносного комплекса. Горизонт приурочен к зоне застойного водообмена, характеризуется преимущественно песчаным составом, пористость в среднем составляет 16,5%, местами достигает 43%. В го-

ризонте преобладают подземные воды хлоридного натриевого состава со средней минерализацией 17,5 г/дм³. Целевой горизонт характеризуется преимущественно элизионным водообменом, не используется для питьевых, бальнеологических и технических целей, надежно изолирован региональным туронско-датским водоупорным горизонтом от зоны активного водообмена. Кроме того, выделяются многочисленные буферные горизонты в вышележающих меловых и кайнозойских отложениях. В неокомском комплексе отсутствуют зоны с аномально-высокими пластовыми давлениями, в целом они близки к гидростатическим и колеблются от 17 до 25 МПа. Пластовые температуры изменяются от 45 до 80 °С возрастая в северо-восточном направлении. Термобарические условия благоприятны для размещения углекислого газа в сверхкритическом состоянии. Кроме Барабинско-Пихтовой мегамоноклизы, которая не может рассматриваться в качестве перспективной структуры во всех изученных комплексах, ввиду преобладания инфильтрационного водообмена и невозможности обеспечения надежного экранирования техногенной залежи.

Апт-альб-сеноманский комплекс изучен слабее и ввиду развития здесь зон температур менее 30 °С и давлений менее 8 МПа захоронение углекислого газа будет возможно только в водорастворенном состоянии.

Благодарности

Исследование выполнено при финансовой поддержке проекта Министерства науки и высшего образования РФ № FWZZ-2022-0014 и Новосибирского государственного университета по программе Приоритет-2030.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Новиков Д.А. Региональный прогноз перспектив захоронения 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.
2. Новиков Д.А. Оптимальный комплекс критериев зонального прогноза перспектив захоронения углекислого газа в геологических формациях / Д.А. Новиков, Я.В. Фомина, И.И. Юрчик, А.В. Черных, Ф.Ф. Дульцев, С.В. Головин // Экология и промышленность России. – 2023, – Т.27. – № 4. – С.44-49.
3. Новиков Д.А., Рыжкова С.В., Дульцев Ф.Ф., Черных А.В. О геотермической зональности нефтегазоносных отложений северо-западных районов Новосибирской области // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2018– № 5 (131). – С. 69-76.
4. Садыкова Я.В. Геотермический режим недр южных районов Обь-Иртышского междуречья // Нефтегазовое дело: Электронный научный журнал. – 2014. – № 1. – С. 30-47.
5. Новиков Д.А., Дульцев Ф.Ф., Черных А.В., Рыжкова С.В. Гидродинамические особенности нефтегазоносных отложений южных районов Обь-Иртышского междуречья // Георесурсы. – 2019. – том 21. – № 4. – С. 85-94

© Я. В. Фомина, Д. А. Новиков, А. Н. Никитенков, 2024