

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

Возможности программного комплекса HydroGeo для моделирования размещения CO₂ на примере Верх-Тарского месторождения

¹Новосибирский государственный университет, г. Новосибирск, Российская Федерация

²Томский политехнический университет, г. Томск, Российская Федерация

³Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А.Трофимука СО РАН, г. Новосибирск, Российская Федерация

* e-mail: sputnik70@yandex.ru

Аннотация. В статье рассматриваются подходы к оценке возможности размещения водорастворенного углекислого газа в продуктивном водоносном горизонте самого крупного в Новосибирской области Верх-Тарского нефтяного месторождения. Целью работы является отработка подходов к моделированию подобных процессов и оценка их перспектив на примере рассматриваемого месторождения. Моделирование осуществляется средствами программного комплекса HydroGeo, в котором реализована геомиграционная модель месторождения (расчётная сетка 77·103·24 по XYZ), в котором нагнетание осуществляется на заданных модельных параметрах закачек, приближенных к параметрам работы системы поддержания пластового давления (ППД), функционировавшей на месторождении в период его отработки. Насыщение углекислотой осуществлено в условиях близких к пластовым по давлению и при температуре порядка 25 градусов цельсия. Рассмотрены процессы изменения напоров в пласте, а также миграции водорастворенной углекислоты на различные сроки эксплуатации объекта, сделаны выводы по основным закономерностям перемещения водорастворенной углекислоты (перераспределение в пределах расстояния в 1200м от скважин за период непрерывного нагнетания в 10 лет при Q=800 м³/сут и концентрации HCO₃ порядка 400 г/л).

Ключевые слова: углекислый газ, размещение, моделирование

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

Consideration of the possibilities of the HydroGeo software package for modeling CO₂ deposition using the example of the Verkhny Tarskoye field

¹Novosibirsk State University, Novosibirsk, Russian Federation

²Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russian Federation

³Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, Novosibirsk, Russian Federation

* e-mail: sputnik70@yandex.ru

Abstract. The article considers approaches to assessing the possibility of placing hydrogenated carbon dioxide in the productive aquifer of the Verkhny Tarskoye oil field, the largest in the New Siberian region. The aim of the work is to develop approaches to modeling such processes and assess their prospects using the example of the field under consideration. Modeling is carried out by means of the HydroGeo software package, which implements a geomigration model of the deposit (calculation grid 77·103·24 according to XYZ), in which injection is carried out on the specified model parameters

of the downloads, close to the parameters of the operation of the reservoir pressure maintenance system, which functioned at the field during its development. Carbon dioxide saturation was carried out under conditions close to reservoir pressure and at a temperature of about 25 degrees Celsius. The processes of pressure changes in the reservoir, as well as migration of water-dissolved carbon dioxide for various periods of operation of the facility, are considered, conclusions are drawn on the main patterns of movement of water-dissolved carbon dioxide (redistribution within a distance of 1200 m from wells during a continuous injection period of 10 years at $Q=800 \text{ m}^3/\text{day}$ and HCO_3 concentration of about 400 g/l).

Keywords: carbon dioxide, placement, modeling

Введение

Проблема размещения парниковых газов и, в частности углекислого газа в недрах нашей планеты изучается учёными не первое десятилетие. Рассматриваются как вопросы создания проектов размещения углекислоты в недрах [1, 2], так и вопросы оценки ёмкости коллекторов [3], оценки надёжности размещения углекислоты в резервуарах различного возраста [4, 5, 6], взаимодействий углекислоты с породами [7, 8, 9, 10]. При этом количество реально реализованных проектов постоянно растёт, но имеется достаточно много вопросов по реализации технологий размещения. В России, несмотря на высокие показатели по эмиссии парниковых газов, реализованные проекты по комплексной обработке и размещению углекислого газа в недрах на настоящий момент отсутствуют [11, 12, 13, 14, 15], в связи с чем работа по оценке перспектив реализации этапа размещения углекислого газа представляется достаточно интересной с научной точки зрения и актуальной с практической.

Целью данной работы является отработка подходов к моделированию процессов размещения углекислоты в растворенной форме и оценка их перспектив на примере Верх-Тарского нефтяного месторождения (Новосибирская область). Детальное рассмотрение геологического строения, гидрогеологических условий, вопросов разработки залежей УВ представлено в целой серии работ [16, 17, 18, 19, 20, 21, 22]. Для достижения данной цели предполагалось решение задач по созданию геохимической и геологической моделей месторождения, а также моделированию процесса насыщения растворов месторождения углекислотой и их закачки на расчётных параметрах.

Методы и материалы

Материалами для выполнения работы послужили данные предприятия-эксплуатанта месторождения, а также фондовые материалы по геологии и свойствам коллектора месторождения.

Создание гидродинамической модели, а также непосредственно моделирование процесса насыщения вод углекислотой, а также их закачки в продуктивный пласт Верх-Тарского месторождения осуществлено средствами программного комплекса HydroGeo [23]. Для моделирования геофильтрации в программном комплексе применена конечно-разностная форма дифференциального урав-

нения нестационарной фильтрации и теплопереноса, рассчитываемых как условно независимые составляющие модели. Гидродинамическая дисперсия реализована с применением модели двойной пористости. При расчёте водно-газовых равновесий, в частности предельного насыщения раствора углекислотой, используется учитывающая основные гидрогеохимические параметры раствора система уравнений регрессии, полученная на основе эмпирических данных по растворимости газов в водных растворах.

В качестве основы для построения гидрогеологической модели поля продуктивного пласта Ю₁ Верх-Тарского месторождения использовались исходные данные по геологическому строению на основе 17 эксплуатационных и разведочных скважин, по которым, с использованием интерполяции методом обратных взвешенных расстояний, была проведена оценка глубин залегания кровли и подошвы, а также величины проницаемости и пористости. Данная часть работы выполнена в ГИС ArcGIS 10. На основе полученных результатов создана конечно-разностная сетка в программном комплексе HydroGeo. Так, при непосредственном пространственном описании модели месторождения для его реализации была создана сетка размерами 103x77 блоков, состоящая из 24 слоёв мощностью 5 метров каждый. Сетка охватывает контуры основной части месторождения и представляет собой цифровое описание продуктивного пласта с пространственным разрешением по горизонтальным осям в 200 метров. Граничные условия заданы в виде границы первого рода (блоков с постоянным напором), что предполагается из геологического разреза. Также в рамках модели предполагаем, что продуктивный пласт насыщен раствором, соответствующим усредненному по Верх-Тарскому месторождению (таблица 1).

Таблица 1.

Химический состав пластового флюида Верх-Тарского месторождения, принятый для моделирования, мг/л.

Компонент	Ca ²⁺	Mg ²⁺	Na ⁺	K ⁺	Al ³⁺	Fe ³⁺	Cl ⁻	(HCO ₃) ⁻	(SO ₄) ²⁻	SiO ₂	pH	Eh(мВ)	M(г/л)	t (град.С)	P (МПа)
Содержание до насыщения	1380	209	11084,1	157,1	0,12	8,31997	19950	598,85	8,7	33,32	7,58	21,8076	33,442	86	25
Содержание после насыщения	1380	209	11084,1	157,1	0,12	8,32	19950	399500	8,7	33,32	2,6285	6,243	432,343	25	25

При реализации закачки принимается, что в качестве содержащего нагнетаемый углекислый газ раствора используются пластовые воды самого месторождения с их насыщением углекислотой с коэффициентом 1, при температурных условиях близких к поверхности (25 градусов) и при условиях пластового давления (порядка 25 МПа для обеспечения растворимости углекислоты, сопоставимой с пластовой), предполагая, что при изменении температур по мере контакта

газа с породами пласта он сохранится в водорастворённой форме (расположение активных скважин представлено в таблице 2).

Следует отметить, что при насыщении закачиваемого раствора углекислотой, CO_2 в нём диссоциирует на ионы H^+ и HCO_3^- . Более подробно данный процесс был рассмотрен ранее в работе, посвященной геохимическим последствиям размещения углекислоты в коллекторах разного типа [24]. Таким образом, основным индикатором распределения углекислого газа по пласту будет выступать концентрация гидрокарбонат-иона HCO_3^- .

Величина открытой пористости была принята равной величине общей пористости. Значения пористости для всего продуктивного пласта, как говорилось выше, получены на основе фактических данных по эксплуатируемым скважинам за счет применения интерполяции. Интервал интерполируемых значений пористости составил от 6,45 до 18,00 %, среднеквадратичная ошибка предсказания значений составила 3,25. Величины исходных напоров при реальной эксплуатации сильно зависят от режима работающих скважин, при моделировании для всего пласта в качестве начального значения была принята величина в 25 МПа. Проницаемость пород по рассматриваемым скважинам находится в интервале от 0 до 1815 мД, при средних значениях по слою порядка 35,9 мД. Коэффициенты фильтрации, используемые при расчётах, были также получены путём усреднения проницаемости по скважинам и её интерполяции методом обратных взвешенных расстояний. Величина коэффициента пьезопроводности для всего пласта была принята по литературным данным равной $5 \cdot 10^5 \text{ м}^2/\text{сут}$.

На текущем этапе модель также учитывает изменение как химического состава за счёт процессов межблочного перетекания и смешения вод, так и изменения геотемпературного поля, определяющие, в частности, изменчивость плотности рассматриваемой жидкости.

Размещение углекислого газа в продуктивный горизонт реализовано путём закачки, осуществляемой через 14 используемых в рамках системы поддержания пластового давления (ППД) реально функционирующих скважин. Расход каждой из них составляет $800 \text{ м}^3/\text{сутки}$, что близко к величинам их максимальной приемистости при использовании в целях ППД в период эксплуатации месторождения для добычи углеводородов.

Таблица 2

Расположение нагнетательных скважин на сетке модели по осям координат

№ скважины		30	17	3	12	11	7	9	2	15	4	21	20	10	6
Координаты	X	23	13	15	30	9	39	43	43	57	6	61	27	39	30
	Y	42	15	35	51	19	55	50	88	84	42	95	94	78	23
	Z	4	8	8	8	10	10	10	10	10	11	14	16	18	18

Моделирование размещения углекислоты проводилось путём последовательного получения результатов на сроки закачки в 10,30,60,183 суток и 1,2,3,5,10 лет. Данные интервалы выбраны для обеспечения репрезентативности

рассмотрения временной изменчивости основных параметров пласта. Шаг моделирования гидродинамики выбран равным 1 суткам, расчетов гидрогеохимии – в 4 раза больше шага гидродинамики.

Результаты

В результате моделирования, получены следующие результаты на рассматриваемые сроки моделирования:

- Оценено изменение напоров в продуктивном горизонте на срок эксплуатации в 10 лет в качестве хранилища CO₂. Величины напоров для блоков, содержащих скважинные насосы, представлены в табл. 3.

Таблица 3

Напоры в блоках расположения нагнетательных скважин, м.

№ скважины	30	17	3	12	11	7	9	2	15	4	21	20	10	6
10 дней	2619,1	2670,0	2665,5	2648,1	2670,0	2664,5	2612,2	2670,0	2616,4	2626,8	2590,0	2590,8	2577,2	2574,4
30 дней	2742,8	2910,0	2881,7	2826,7	2910,0	2890,6	2722,5	2910,0	2734,4	2765,3	2657,1	2658,7	2622,9	2614,6
60 дней	2894,0	3268,4	3170,7	3055,8	3270,0	3199,1	2849,9	3270,0	2871,8	2935,3	2737,1	2736,9	2674,1	2661,9
183 дня	3250,9	4529,1	3926,3	3598,6	4746,0	4114,9	3112,6	4746,0	3156,7	3332,5	2920,5	2906,1	2779,9	2768,7
1 год	3473,3	5519,5	4348,2	3900,8	6930,0	4668,9	3254,8	6930,0	3308,7	3570,9	3030,3	3001,7	2839,5	2831,9
2 года	3659,5	5519,5	4348,2	3900,8	10683,3	5043,4	3367,4	9747,4	3426,2	3762,8	3117,7	3075,7	2892,2	2884,1
3 года	3756,8	6445,6	4778,9	4227,0	12009,9	5216,2	3428,1	10160,9	3485,9	3859,4	3162,1	3113,4	2923,2	2912,3
5 лет	3877,8	6759,2	4938,2	4341,8	12771,9	5405,4	3514,6	10230,2	3559,7	3973,7	3215,5	3161,6	2964,5	2949,2
10 лет	4055,1	7225,0	5135,7	4498,2	13258,1	5658,1	3690,0	10480,7	3665,0	4131,2	3287,9	3234,8	3029,4	3006,7

Как видно из таблицы, для всех скважин наблюдается закономерный рост величины напора по мере осуществления закачки. Вместе с тем, как абсолютные, так и относительные величины роста разнятся очень сильно: от практически 5-кратного роста для 11-й скважины, до роста на величину порядка 20% от исходной для скважины № 6. Объясняется такое разнообразие отличиями в проницаемости горных пород по пласту: чем выше проницаемость – тем ниже рост напоров за счёт более быстрого распределения закачиваемой углекислоты по пласту. В перспективе отличия в результатах могут быть использованы для оптимизации режимов размещения углекислоты по отдельным скважинам.

Как уже было сказано выше, CO₂ распространяется по пласту в форме иона HCO₃⁻, оценка нарастания содержания которого по блокам, в которые осуществлялась закачка, приведена ниже. Учитывая то, что единственным привносимым в ходе закачки веществом является углекислый газ, рассмотрим динамику изменения его содержания на основе величины общей минерализации.

Распределение минерализации раствора закачным блокам размещения скважин приведены в табл. 4. Изначальная величина общей минерализации раствора коллектора составляет порядка 33 г/л. Дальнейший рост минерализации обусловлен перераспределением CO₂ в растворе. Как видно из приведенных значений – по подавляющему большинству скважин основные изменения в величине минерализации происходили в течение 1 года осуществления закачки, после которого

она достигла максимума (произошло вытеснение первичного раствора закач-ным) и далее не менялись.

Как можно наблюдать из таблицы общей минерализации, её рост полностью зависит от накопления углекислоты в форме гидрокарбонат-иона, в которой и происходит основная её миграция. Скорость роста минерализации также обратно пропорциональна величине проницаемости пласта, а достижение предельных величин насыщения приходится на интервал между первым и вторым годами работы скважин.

Таблица 4

Общая минерализация, г/л.

№ сква- жины	30	17	3	12	11	7	9	2	15	4	21	20	10	6
10 дней	143,6	142,9	184,3	142,3	141,4	171,5	146,1	147,5	139,5	129,3	143,4	168,5	130,2	120,8
30 дней	277,9	277,5	335,8	276,1	275,1	319,5	273,9	284,9	270,9	253,4	277,5	313,7	253,5	236,8
60 дней	370,6	371,3	407,9	369,3	369,5	399,4	362,9	377,0	364,3	350,0	369,8	393,1	346,4	332,5
183 дня	430,2	430,7	432,3	430,0	430,6	432,0	430,9	431,0	429,4	428,1	430,3	431,2	425,1	424,2
1 год	432,3	432,3	432,3	432,3	432,3	432,3	432,3	432,3	432,3	432,2	432,3	432,3	432,0	432,1
2 года	432,3	432,3	432,3	432,3	432,3	432,3	432,3	432,3	432,3	432,3	432,3	432,3	432,3	432,3
3 года	432,3	432,3	432,3	432,3	432,3	432,3	432,3	432,3	432,3	432,3	432,3	432,3	432,3	432,3
5 лет	432,3	432,3	432,3	432,3	432,3	432,3	432,3	432,3	432,3	432,3	432,3	432,3	432,3	432,3
10 лет	432,3	432,3	432,3	432,3	432,3	432,3	432,3	432,3	432,3	432,3	432,3	432,3	432,3	432,3

Обсуждение

В результате смешения раствора за счёт перетока нагнетаемого насыщенного углекислым газом раствора по объему коллектора получается новая смесь, содержащая в различных пропорциях исходные и привносимые элементы. Основные изменения в геохимическом фоне призабойной зоны пласта (данные по блоку 200·200·5 метров) происходят в течение первого года закачки.

Результаты анализа изменчивости геотемпературного поля в перспективе могут быть использованы для оценки энергетических перспектив аналогичных месторождений.

Установлено, что распространение значимых концентраций углекислоты (более, чем на 10 % меняющих исходный состав раствора) произошло на расстояние до 6 блоков, что соответствует расстоянию в плане порядка ~1200 метров от нагнетательных скважин.

Заключение

Проведенные исследования позволяют дать общую оценку особенностей как качественной, так и количественной изменчивости геохимического поля пласта месторождения в условиях размещения в нём углекислоты. Полученные результаты отражают основные природные процессы при условии отсутствия значимых взаимодействий в системе вода-газ-горная порода, учёт которых представляется целью дальнейших исследований в выбранном направлении.

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. Heiskanen E. Case 24: Snohvit CO₂ capture & storage project // Helsinki: National Consumer Research Centre. – 2006. – 20p.
2. Yu H., Zhou, G., Fan W., Ye J. Predicted CO₂ enhanced coalbed methane recovery and CO₂ sequestration in China // International Journal of Coal Geology. – 2007. – V. 71. – No. 2–3. – P. 345–357.
3. Bachu S., Bonijoly D., Bradshaw J., Burruss R., Holloway S., Christensen N. P., Mathiassen O. M. CO₂ storage capacity estimation: Methodology and gaps // International Journal of Greenhouse Gas Control. – 2007. – V. 1. – No. 4. – P. 430–443.
4. Baklid A., Korbol R., Owren G. Sleipner Vest CO₂ disposal, CO₂ injection into a shallow underground aquifer // SPE Annual Technical Conference and Exhibition. SPE-36600-MS. – 1996.
5. Da Costa A. M., da Costa P. V. M., Udebhulu O. D., Azevedo R. C., Ebecken N. F. F., Miranda A. C. O., de Eston S. M., de Tomi G., Meneghini J. R., Nishimoto K., Ruggiere F., Malta E., Fernandes É. R., Brandão C. M., Breda A. Potential of storing gas with high CO₂ content in salt caverns built in ultra-deep water in Brazil // Greenhouse Gases: Science and Technology. – 2019. – V. 9. – No. 1. – P. 79–94.
6. Goff F., Lackner K. S. Carbon dioxide sequestering using ultramafic rocks // Environmental Geosciences. – 1998. – V. 5. – No. 3. – P. 89–101.
7. Gislason S. R., Wolff-Boenisch D., Stefansson A., Oelkers E. H., Gunnlaugsson E., Sigurdardottir H., Sigfusson B., Broecker W. S., Matter J. M., Stute M., Axelsson G., Fridriksson T. Mineral sequestration of carbon dioxide in basalt: A pre-injection overview of the CarbFix project // International Journal of Greenhouse Gas Control. – 2010. – V. 4. – No. 3. – P. 537–545.
8. Hänchen M., Prigiobbe V., Baciocchi R., Mazzotti M. Precipitation in the Mg-carbonate system—effects of temperature and CO₂ pressure // Chemical Engineering Science. – 2008. – V. 63. – No. 4. – P. 1012–1028.
9. Lackner K. S., Wendt C. H., Butt D. P., Joyce E. L. Jr., Sharp D. H. Carbon dioxide disposal in carbonate minerals // Energy. – 1995. – V. 20. – No. 11. – P. 1153–1170.
10. Seifritz W. CO₂ disposal by means of silicates // Nature. – 1990. – V. 345. – P. 486–486.
11. Корзун А. В., Ступакова А. В., Харитоновна Н. А., Пронина Н. В., Макарова Е. Ю., Вайтехович А. П., Осипов К. О., Лопатин А. Ю., Асеева А. В., Карпушин М. Ю., Сауткин Р. С., Перегудов Ю. Д., Большакова М. А., Ситар К. А., Редькин А. С. Применимость природных геологических объектов для хранения, захоронения и утилизации углекислого газа (обзор) // Георесурсы. – 2023. – Т. 25. – № 2. – С. 22–35.
12. Новиков Д. А., Дульцев Ф. Ф., Юрчик И. И., Садыкова Я. В., Деркачев А. С., Черных А. В., Максимова А. А., Головин С. В., Главнов Н. Г., Жуковская Е. А. Региональный прогноз перспектив захоронения углекислого газа на территории Российской Федерации // Нефтяное хозяйство. – 2022. – Т. 3. – С. 36–42.
13. Новиков Д. А., Фомина Я. В., Юрчик И. И., Черных А. В., Дульцев Ф. Ф., Головин С. В. Оптимальный комплекс критериев зонального прогноза перспектив захоронения углекислого газа в геологических формациях // Экология и промышленность России. – 2023. – Т. 27. – № 4. – С. 44–49.

14. Осипов А. В., Мустаев Р. Н., Монакова А. С., Бондарева Л. И., Данцова К. И. Механизмы и варианты утилизации и захоронения углекислого газа в недрах. Известия высших учебных заведений // Геология и разведка. – 2022. – № 4. – С. 40–53.
15. Novikov D. A., Fomina Ya. V., Yurchik I. I., Derkachev A. S., Chernykh A. V., Dultsev F. F., Maksimova A. A., Nikitenkov A. N., Golovin S. V. Suitability of Basins in Russia for Aquifer CO₂ Storage: Evaluation Strategy // Journal of Sedimentary Environments. – 2024.
16. Вакуленко Л. Г., Николенко О. Д., Новиков Д. А., Ян П. А. Изотопно-геохимические особенности аутигенных карбонатов продуктивного горизонта Ю₁ Верх-Тарского нефтяного месторождения (юг Западной Сибири) // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2020. – № 4 (44). – С. 20–28.
17. Новиков Д. А., Павлова С. А., Рыжкова С. В., Фаустова А. С., Черников А. А., Дульцев Ф. Ф., Черных А. В. Гидрогеохимический мониторинг разработки нефтяной залежи горизонта Ю₁ Верх-Тарского месторождения (Западная Сибирь) // Труды Ферсмановской научной сессии ГИ КНЦ РАН. – 2020. – № 17. – С. 406–410.
18. Новиков Д. А., Пыряев А. Н., Черных А. В., Дульцев Ф. Ф., Рыжкова С. В. Первые данные по изотопному составу пластовых вод разрабатываемых нефтяных месторождений Новосибирской области // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2021. – Т. 332. – № 2. – С. 59–72.
19. Новиков Д. А., Рыжкова С. В., Дульцев Ф. Ф., Черных А. В. (2018) О геотермической зональности нефтегазоносных отложений северо-западных районов Новосибирской области. Известия высших учебных заведений // Нефть и газ. – 2018. – Т. 5. – №. 131. – С. 69–76.
20. Новиков Д. А., Шохин А. Е., Черных А. В., Дульцев Ф. Ф. Формы миграции химических элементов в подземных водах горизонта Ю₁ Верх-Тарского нефтяного месторождения (юг Западной Сибири) // Труды Ферсмановской научной сессии ГИ КНЦ РАН. – 2019. – № 16. – С. 448–453.
21. Новиков Д. А., Дульцев Ф. Ф., Черных А. В., Рыжкова С. В. Гидродинамические особенности нефтегазоносных отложений южных районов Обь-Иртышского междуречья // Георесурсы. – 2019. – Т. 21. – № 4. – С. 85–94.
22. Novikov D. A., Khvashchevskaya A. A., Pyriaev A. N., Nalivaiko N. G., Gosteva I. A., Chernykh A. V., Maksimova A. A., Ryzhkova S. V., Pavlova S. A., Dultsev F. F. Integrated Isotope-Geochemical and Microbiological Studies of Groundwaters in Oilfields (the Southern Part of the West Siberian Basin) // Modeling Earth Systems and Environment. – 2024. – V. 10. – No. 2. – P. 2113–2131.
23. Dutova E., Nikitenkov A., Kuzevanov K. The HydroGeo Software Package and Its Usage // E3S Web of Conferences. – 2019. – V. 98.
24. Nikitenkov A. N. и др. On the possibility of implementing ccs projects in the carbonate reservoirs of the Siberian platform // Bulletin of the Tomsk Polytechnic University Geo Assets Engineering. – 2023. – № 8 (334). – С. 68–78.

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