АНАЛИЗ ГИДРОГЕОХИМИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ НИЖНЕСРЕДНЕКЕМБРИЙСКОГО ВОДОНОСНОГО КОМПЛЕКСА НА ТАЛАКАНСКОМ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ТЕРМОДИНАМИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ

Лиманцева О.А.¹, Алексеева Н.В.², Платонова А.В.²

¹Институт геохимии и аналитической химии им. В.И.Вернадского РАН, Москва, Россия, E-mail: lliimaa@yahoo.com

²ФГБУ «Гидроспецгеология», Москва, Россия, E-mail: Natali_nv@mail.ru

АННОТАЦИЯ: В работе приведены результаты термодинамического моделирования физико-химических условий формирования нижнесреднекембрийского водоносного комплекса на Талаканском нефтегазоконденсатном месторождении. Моделирование выполнено на программном комплексе HCh v4.6 (Ю.В. Шваров). Определены основные факторы метаморфизации подземных вод как в вертикальном разрезе, так и по латерали. Полученная термодинамическая модель может быть положена в основу прогноза гидрогеохимических условий подземных вод, а значения pH использованы в качестве индикатора изолированности и кавернозности водоносного комплекса.

1. ВВЕДЕНИЕ

Изучение закономерностей распространения нижнесреднекембрийского водоносного комплекса, его физико-географических и геолого-тектонических условий направлено на выявление причин и механизмов формирования неоднородности гидрогеологических условий. Последнее служит обоснованием прогноза изменений гидрогеологических условий Талаканского нефтегазоконденсатного месторождения в процессе его разработки.

2. ГЕОЛОГО-ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА

В геологическом отношении, территория исследований приурочена к Непско-Ботуобинской гемиянтеклизе в пределах Тэтэринской тектонической площади, расположенной в юго-западной части Сибирской платформы. По гидрогеологическому районированию, территория принадлежит юго-западной части Тунгусского артезианского бассейна, включающего водоносные комплексы четвертичных, меловых, юрских, триасовых, пермских, каменноугольных, девонских, силурийских, ордовикских, средне-верхнекембрийских, нижнекембрийских, протерозойских отложений и кристаллических пород нижнего протерозоя и архея. [3] Следует отметить, что в гидрогеологическом отношении бассейн изучен недостаточно. Наиболее водообильными в Тунгусском бассейне являются карбонатные породы нижнего палеозоя. Многочисленные соленые источники свидетельствуют о подтоке глубинных вод по разломам и трещиноватым зонам, пересекающим пласты соли нижнего кембрия. [2]

Нижне-среднекембрийский водоносный комплекс (охватывающий чарскую, ичерскую,

метегерскую, верхоленскую свиты) приурочен к карбонатно-терригенной толще пород, представленных доломитами, мергелями, аргиллитами, местами загипсованными. Такой состав пород свидетельствует о повышенной солёности вод бассейна осадконакопления, которая достигала гипсовую и частично галитовую стадии садки солей. [1]

В действительности, в кембрийскую эпоху на юго-западной части Сибирской платформы происходит формирование нижнекембрийского солеродного бассейна, в связи с чем, происходило захоронение высокоминерализованных маточных рассолов. Аналогичными условиями осадконакопления характеризуются средне- и верхнекембрийские отложения, которые в результате процессов испарительного концентрирования насыщались водами стадий садки доломита, участками гипса и изредка галита [5]. Доминирующую роль играют карбонатные отложения, образующие обширные карстовые массивы, являющиеся в настоящее время областями питания подземных вод, т.к. мезокайнозойские отложения в пределах изучаемой структуры имеют незначительную (ограниченную) мощность. Таким образом, геоструктурные условия формирования подземных вод напрямую отразились на разнообразии химического состава и степени минерализации подземных вод – от пресных (0.4 г/л) до рассолов (350 г/л) [3].

На исследуемой площади отложения кембрия имеют наибольшее распространение, а в южной части выходят на дневную поверхность в виде скал и останцов, тем самым определяя область питания водоносных комплексов, заключённых в них. Литологически, формация представлена известняками, доломитами, мер-

гелями, карбонатными брекчиями, песчаниками, алевролитами, аргиллитами.

По мерзлотно-гидрогеологическим условиям территория относится к зоне островного развития многолетнемерзлых пород (ММП). Мощность ММП изменяется от 25 м (скв.1790007) до 66 м. (скв. 1790006). Температура на глубинах 60-240 м составляет $+1 \div +3$ °С.

По разрезу на площади исследований выделяются следующие водоносные комплексы (ВК): четвертичных (1), нижнеюрских отложений (2), верхоленско-илгинской (3), ичиро-метегерской (4), чарской (5) и толбачано-олекминской (6) свит. Минерализация подземных вод по разрезу представлена в табл. 1 и рис. 1.

Таблица 1. Основные гидрохимические характеристики водоносных комплексов

ВК	Гидрохимический тип воды	Минерализация, г/л	pH
1	гидрокарбонатные магниевые-кальциевые и сульфатно-гидрокарбонатные магниевые-кальциевые	0.09-0.2	7-7.4
2	сульфатно-гидрокарбонатные, магниевые-кальциевые	0.05-0.2	7.4-7.6
3	сульфатно-гидрокарбонатные кальциевые-магниевые (скв.1790004) и хлоридно-гидрокарбонатные натриево-кальциевые (скв.1790011)	0.14-0.5	6.0-7.11
4	Гидрокарбонатные магниевые-кальциевые, хлоридно-гидрокарбонатные (скв.1790008), гидрокарбонатно-хлоридные (скв. 1790002)	0.3-0.79	7.6-8.6
5	гидрокарбонатные и хлоридно-гидрокарбонатные кальциевые-магниевые	0.29-0.44	7.8-8.3
	сульфатные магниевые-кальциевые	1.46-1.69	7.2-8.4
	сульфатно-хлоридные	5.2-9.2	
6	Гидрокарбонатные магниевые-кальциевые, хлоридно-гидрокарбонатные	0.3-1.0 (1.3)	7.5-8.7
	Хлоридные натриевые, сульфатно-хлоридные кальциевые-натриевые	1.1-24.6	7.8-8.4
		28.8-45.8

Условные обозначения:

1 - Тектонические нарушения, выявленные по фундаменту по сейсмическим данным; 2 - Гидрогеологические скважины. В числителе - номер скважины, в знаменателе - минерализация воды, г/л. 3 - Граница между гидрокарбонатно-натриевым и сульфатно-натриевым типом вод по В.А.Сулину.

Рис. 1. Карта-схема гидрохимического типа подземных вод (по В.А.Сулину) и минерализации нижнесреднекембрийского водоносного комплекса в пределах Талаканского нефтегазоконденсатного месторождения.

Основными факторами, под влиянием которых происходит формирование химического состава подземных вод в данных условиях являются: минерально-литологический состав водовмещающих пород; структурно-тектонические условия, обуславливающие структуру потока подземных вод; физико-химические условия, контролирующие виды и скорости взаимодействий в системе вода-порода-газы; наличие органического вещества. Наложением фактором являются ландшафтно-климатические условия, обуславливающие водообмен и процессы карстообразования.

3. ОБОСНОВАНИЕ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ

По данным кернового опробования основными минералами водовмещающих пород являются кальцит, доломит, гипс, целестин, пирит, кремний. В целом, минеральный состав пород в модели был описан 27 минералами при 49 возможных индивидуальных фазах и 118 водных частицах.

Моделирование системы «вода-породы-газы атмосферы» состояло в итерационных расчетах матрицы с двумя изменяющимися параметрами по оси абсцисс (отношение реагирующих масс породы и воды Т/Ж) и ординат (парциальное давление углекислого газа и кислорода). В результате каждая ячейка содержала равновесный состав (минеральная ассоциация и частицы водной фазы) моделируемой системы при различном сочетании значений Т/Ж и парциальной летучести кислорода и углекислого газа ($lgPO_2$, $lgPCO_2$), охватывающих диапазон физико-химических условий от областей питания водоносного комплекса до его наиболее погруженных частей (рис. 2).

Рис. 2. Схема физико-химических расчетов.

Ранее были рассчитаны значения Eh воды для 12-ти скважин методом перебора вариантов $lgPCO_2$ до совпадения модельных значений pH с аналитическими [4]. Анализируемые воды по парам значений $Eh-pH$ (-0.250-8.2; -0.178-7.2) попадают в область между грунтовыми водами и изолированными средами, что говорит об адекватности расчетов.

Моделирование проводилось на программном комплексе HCh (v 4.6), включающем термодинамическую базу физико-химических параметров веществ Uniterm, подпрограммы MAIN и GIBBS (Ю.В.Шваров, 1999) [6].

4. РЕЗУЛЬТАТЫ ТЕРМОДИНАМИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ

Анализ термодинамической модели с диапазонами параметров: по температуре $10 \div 5^\circ C$, по парциальному давлению CO_2 $lgPCO_2$ от -2.5 до -4.5 и O_2 $lgPO_2$ от -50 до -80, по модельному параметру Т/Ж от 0.001 до 100 позволил установить следующие закономерности:

- pH растет при термодинамическом «закрытии» системы вода-породы-газы атмосферы относительно CO_2 и O_2 (рост щелочности на 2 ед.) и уменьшается (снижение щелочности на 0.5 ед.) при снижении водообмена (рост отношения Т/Ж). Дальнейший рост щелочности начинается при образовании гипса при $T/J > 0.2-0.3$ в зависимости от PO_2 и PCO_2 ;
- снижение температуры с 10 до $5^\circ C$ повышает относительные значения pH (на 0.02 ед.) при прочих равных условиях моделирования;
- количество пирита в породе в целом снижает pH . (Это было выявлено при вариации количества пирита в породе из-за отсутствия данных);
- минерализация в диапазоне аналитических значений ($\sim 300 \div \sim 1700$ мг/дм³) формируется при изменении Т/Ж на порядок (от 0.01 до 0.15)
- основными минералами, участвующими в процессах растворения-осаждения и тем самым формирующими гидрохимический облик подземных вод комплекса, являются: кальцит, доломит, гипс, гематит, каолинит, хлорит, мусковит, кварц, рутил и циркон.

На базе уточненной модели по составу водовмещающих пород определен диапазон летучести по кислороду и углекислому газу при 1 атм общего давления, создающий окислительно-восстановительный потенциал в диапазоне -0.178 ÷ -0.250 V, а именно: $lgPCO_2 = -4.3$ и $lgPO_2 = -68$ до $lgPCO_2 = -4.7$ и $lgPO_2 = -72$.

5. ВЫВОДЫ

Сформированная термодинамическая модель позволила определить условия формирования и трансформации нижнесреднекембрийского водоносного комплекса, используемого в пределах нефтегазоконденсатного Талаканского месторождения для поддержания пластового давления (ППД) и других нужд водоснабжения при его разработке.

- pH растет с глубиной, при увеличении степени «закрытости» системы вода-порода-газы атмосферы, когда летучесть кислорода и углекислого газа уменьшается. Величина pH может быть использована в качестве индикатора изолированности ВК;

- Минерализация подземных вод растет по мере увеличения отношения Т/Ж, имитирующего относительную скорость водообмена, поэтому наличие зон дробления или кавернозности в разрезе приводит к снижению минерализации (уменьшение значений Т/Ж);

- Окислительно-восстановительные условия изучаемого водоносного комплекса свидетельствуют о достаточной его изолированности с одной стороны и определенной связи величины Eh от водообильности горизонта – при фиксированных P-T параметрах Eh растет с ростом отношения Т/Ж.

Таким образом, полученная термодинамическая модель, позволит осуществлять прогноз целевого использования подземных вод (ППД, ХПВ и др.) нижнесреднекембрийского водоносного комплекса на Талаканском нефтегазоконденсатном месторождении.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Букаты М.В. Гидрогеологическое строение западной части Сибирской платформы // Геология и геофизика. №11. – Т.50. 2009. – С. 1201-1217.
2. Вожов В.И. Подземные воды Тунгусского бассейна. – М.: Недра, 1977. – 104 с.
3. Гидрогеология СССР. Том XX. Якутская АССР. Под ред. А.В. Сидоренко. Якутское геологическое управление. Институт мерзлотоведения СО АН СССР. – М.: Недра, 1970. – 384 с.
4. Лиманцева О.А., Лисенков А.Б. Алексеева Н.В. Термодинамическая оценка условий формирования подземных вод нижнесреднекембрийского водоносного комплекса Талаканского нефтегазового месторождения // Экологические проблемы северных регионов и пути их решения: сб. докл. III Всерос. научн. конф. с междунар. Участием (Апатиты, 4-8 окт. 2010. – Ч. 2. – С. 194-197.
5. Писарчик Я.К., Минаева М.А., Русецкая Г.А. Палеогеография Сибирской платформы в кембрии. – Л.: Недра, 1975. – 195 с.
6. Шваров Ю.В. Алгоритмизация численного равновесного моделирования динамических геохимических процессов // Геохимия. №6. 1999. – С. 646-652.

ANALYSIS OF GEOCHEMICAL FEATURES OF TALAKAN OIL-GAS COMPLEX WITH THE HELP OF THERMODYNAMIC SIMULATION TECHNOLOGY

Limanseva O.A.¹, Alekseeva N.V.², Platonova A.V.²

¹*Vernadsky Institute of Geochemistry and Analytical Chemistry of Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia, E-mail: lliimaa@yahoo.com*

²*FGBI "Gidrospetsgeologiya", Moscow, Russia, E-mail: Natali_nv@mail.ru*

ABSTRACT: The results of thermodynamic simulation of Talakan oil-gas complex are presented. It is done using Yu. Shvarov's HCh v4.6 code. The main factors of groundwaters vertical and lateral metamorphism are determined. The model created may be used for prognosis of isolation and kavern formation of groundwaters using aqueous pH values.