

УДК 556+550.845

К.Е. Питьева¹, Е.И. Барановская²

ХАРАКТЕРИСТИКА СОСТАВА ПОДЗЕМНЫХ ВОД, ПОРОД И УГЛЕВОДОРОДНЫХ ГАЗОВ В СОРБИРОВАННОЙ ФОРМЕ НЕФТЕГАЗОНОСНОГО РИФЕЙСКОГО КОМПЛЕКСА НА ПРИМЕРЕ КУЮМБИНСКОЙ СТРУКТУРЫ (СИБИРЬ)

ФГБОУ ВО «Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова», геологический факультет, 119991, Москва, ГСП-1, Ленинские Горы, 1

Lomonosov Moscow State University, Faculty of Geology, 119991, Moscow, GSP-1, Leninskiye Gory, 1

Приведены сведения о химическом составе подземных вод и данные силикатного анализа, водных вытяжек из пород и другие сведения, характеризующие воды и породы в интервале глубины водонасыщенных рифейских отложений. Рассмотрены естественные фоновые условия распространения в атмогидролитосфере сорбированных углеводородных газов и условия нефтегазовых скоплений, под влиянием которых сорбированные углеводородные газы приобретают специфические геохимические черты.

Ключевые слова: подземные воды, водные вытяжки из пород, микрокомпоненты, силикатный анализ, нефть, геохимические свойства.

The article provides information about the chemical composition of groundwater and the data of chemical analysis, the water extracts from rocks, and other information, that characterize water and rocks in the depth range of water-saturated riphean deposits. The article discusses the natural background conditions of distribution of hydrocarbon sorbing gases in atmo-hydro-lithosphere and the conditions of oil and gas accumulations, under the influence of which sorbed hydrocarbon gases acquire specific geochemical features.

Key words: groundwater, water extracts from rocks, microcomponents, silicate analysis, oil, geochemical properties.

Введение. Рассмотрим характеристику состава пород, подземных вод и углеводородных газов в сорбированной форме для рифейского разреза Куюмбинской структуры на северо-востоке Сибири.

Объект исследований ограничен территорией (в плане и разрезе) распространения рифейских водоносных отложений, изучаемых с позиций нефтегазовых проявлений. Мы исследовали состав пород, воды и углеводородных (в сорбированной форме) газов, используемых в качестве поисковых признаков на нефтегазопоявлении в геологическом массиве рифейского возраста.

Исходные материалы в виде проб пород и подземных вод были предоставлены кафедрой геологии и геохимии горючих ископаемых МГУ имени М.В. Ломоносова.

Цель работ — предварительная оценка проявлений нефтегазоносности в Куюмбинской структуре по гидрогеологическим и гидрогеохимическим данным.

Химический состав пород и вод определяли в лаборатории геологического факультета МГУ имени М.В. Ломоносова. Сорбированные углеводородные газы определяли в лаборатории ВНИИЯГГ под руководством ответственного

исполнителя Л.С. Кондратова [Кондратов, 2010, 2005; Зорькин, 2001].

Пробоподготовка к определению адсорбированных углеводородных газов и определение их содержания в водах осуществлены в лаборатории ВНИИЯГГ под руководством Л.М. Зорькина.

В основу статьи положены материалы о химическом составе подземных вод, литолого-минералогическом и геохимическом составе пород, а также о формах сорбированных и растворенных углеводородных газов. Химический состав подземных вод выражен в ионной, ионно-эквивалентной и эквивалент-процентной формах [Питьева, 1988].

Материалы и методы исследований. *Характеристика состава пород и подземных вод рифейских отложений Куюмбинской структуры.* Состав этих подземных вод установлен по данным анализа водных проб, отобранных из эксплуатационных скважин К-217 с глубины 2297–2323 м, К-206 с глубины 2417–2445 м и К-208 с глубины 2434–2464 м.

Породы рифея в пределах Куюмбинской структуры изучены в вертикальном разрезе в интервале глубины 2235–2630 м, включающем водовмещающие слои, вскрытые скважинами К-217, К-206, К-208. Разрез представлен преиму-

¹ Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, геологический факультет, кафедра гидрогеологии, профессор, докт. геол.-минер. н; e-mail: kerpitjeva@mail.ru

² Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, геологический факультет, кафедра гидрогеологии, вед. инженер, канд. геол.-минер. н; e-mail: baranovskaya_kat@mail.ru

щественно доломитами с прослоями песчаников в скв. К-208 на глубине 2371–2506 м, в скв. К-217 на глубине 2235–2401 м и в скв. К-206 на глубине 2419–2630 м.

Результаты исследований и их обсуждение. По данным силикатного анализа содержание SiO₂ максимально (41,98 %) в аргиллите из скв. К-206. Содержание CaO и MgO в породах из скв. К-217 выше, чем в других скважинах. В образцах пород из скв. К-206 содержание Na₂O выше, чем в породах других скважин. Отметим высокое содержание фосфора в доломитах из скв. К-206, а также в песчаниках и доломитах из скважин К-217 и К-208.

Подземные воды всех рассматриваемых скважин сильно минерализованы (табл. 1). Диапазон общей минерализации 194,7–233,1 г/л. Главные компоненты — хлориды натрия, кальция, магния,

величины pH варьируют от 4,75 до 5,5; Eh — от 310 до 405 мВ, что характеризует рассматриваемые воды по щелочно-кислотным условиям как кислые, а по окислительно-восстановительным — как близкие к восстановительной обстановке. Воды обладают большим диапазоном содержания азотных соединений, особенно в восстановленной форме (NH₄ 0,075–1,499 г/л) и железа (Fe²⁺ 0,005–0,937 г/л) (табл. 2).

Величины содержания элементов в рифейских породах и водах Куюмбинской структуры характеризуются существенной неоднородностью, это относится к Fe, Cl и др. (табл. 1, 3).

В соответствии с ионно-эквивалент-процентным содержанием веществ в подземных водах формулы их состава представлены преимущественно ClNaCaMg (по классификации К.Е. Питьевой),

Таблица 1

Химический состав подземных вод Куюмбинской структуры (скважины К-206, К-208, К-217)

Скважина, интервал опробования, м	Eh, мВ, pH	Компоненты, г/л г-экв/л экв-%										M, г/л	Сухой остаток, г/л; C _о -M C _{орг} , г/л	Формула состава по классификации К.Е. Питьевой, экв-%
		HCO ₃ ⁻	Cl ⁻	SO ₄ ²⁻	NO ₃ ⁻	NH ₄ ⁺	Fe _{общ}	Ca ²⁺	Mg ²⁺	Na ⁺	K ⁺			солевая форма состава г-экв/л
К-206 2417–2445	+310 4,75	0,15	132,4	0,68	0,39	1,499	0,949	32,2	11,06	24,5	2,75	206,6	245,4 38,8	ClCaNaMg
		0,002	3,73	0,014	0,006	0,083	0,034	1,61	0,91	1,07	0,07			CaCl ₂ 1,59 NaCl 1,07 MgCl ₂ 0,91 NH ₄ Cl 0,083 KCl 0,07 CaSO ₄ 0,014 Ca(NO ₃) ₂ 0,006 Ca(HCO ₃) ₂ 0,002
			99			2	1	43	24	28	2			
К-208 2434–2464	+325 5,35	0,3	146,8	0,5	0,09	0,342	0,140	33,2	7,53	40,48	3,75	233,1	272 38,9	ClNaCa _n Mg
		0,005	4,14	0,01	0,001	0,019	0,005	1,66	0,62	1,76	0,096			CaCl ₂ 1,59 NaCl 1,07 MgCl ₂ 0,91 NH ₄ Cl 0,083 KCl 0,07 CaSO ₄ 0,014 Ca(NO ₃) ₂ 0,006 Ca(HCO ₃) ₂ 0,002
			99					40	15	42				
К-217 2297–2323	+470 6,25	0,23	122,7	0,5	0,06	0,15	0,251	26,6	6,68	34,29	3,5	194,7	198,9 4,2	ClNaCa _n Mg
		0,004	3,46	0,01	0,001	0,008	0,009	1,33	0,55	1,5	0,09			NaCl 1,5 CaCl ₂ 1,315 MgCl ₂ 0,55 KCl 0,09 CaSO ₄ 0,01
			99					38	16	43	2,6			

Таблица 2

Средние значения pH, Eh и концентрации Fe, NH₄, NO₂, NO₃ в подземных водах скважин К-206, К-208, К-217 Куюмбинской структуры

Скважина	Интервал опробования, м	Породы	pH	Eh, мВ	Fe _{общ}	NH ₄	NO ₂	NO ₃
					мг/л			
К-206	2417–2445	карбонатные и терригенные	7,8	+410	0,3	1,4	0,02	2
К-208	2434–2464	карбонатные и терригенные	8,7	+340	2,7	0,8	0,04	2
К-217	2297–2323	карбонатные	8,6	+318	0,6	0,6	0,1	2,5
Куюмбинская структура	2297–2464	карбонатные и терригенные	8,4	+356	1,2	0,9	0,5	2,2

Таблица 3

Химический состав водных вытяжек из пород в районах скважин К-206, К-208, К-217

Скважина	Породы, интервал опробования, м	pH, Еh, мВ	Fe _{общ}	NO ₂	NH ₄	NO ₃	HCO ₃	CO ₃	Cl	SO ₄	Ca	Mg	Na	K	M
К-206	карбонатные и терригенные 2417–2445	7,8 +410	0,3	0,02	1,4	2,0	65,1	-	710,0	33,0	130,0	36,0	228,0	77,0	1,3
К-208	карбонатные и терригенные 2434–2464	8,7 +340	2,7	0,04	0,8	2,0	68,3	-	113,4	25,0	34,0	12,2	46,0	31,0	340,0
К-217	карбонатные 2297–2323	8,6 +318	0,6	0,1	0,6	2,5	67,0	6,0	97,0	4,7	23,0	12,7	25,0	33,0	261,0

а среди катионов можно отметить повышенное содержание иона аммония. Это отличает подземные воды от пород, в водных вытяжках которых практически отсутствует соль NH_4Cl , а $\text{Ca}(\text{HCO}_3)_2$ занимает значимое положение.

По убыванию содержания в подземных водах в солевой форме компоненты образуют следующий ряд (г-экв/л): NaCl , CaCl_2 (1,07–2,35) > MgCl_2 (0,65–0,91) > KCl (0,07–0,13) > NH_4Cl (0,004–0,083) > CaSO_4 (0,008–0,014) > $\text{Ca}(\text{NO}_3)_2$ (0,001–0,006) > $\text{Ca}(\text{HCO}_3)_2$ (0–0,005).

Чрезвычайно низкая концентрация сульфата кальция в рассматриваемых водах обусловлена восстановительными и близкими к ним условиями, которые вызывают трансформацию сульфата в сероводород и другие сульфиды. Последние сохраняются в водах водоносных комплексов, выполненных карбонатными и сульфатными отложениями. В водоносных комплексах, которые сложены терригенными отложениями, обогащенными в разной степени тяжелыми металлами, сероводород и сульфиды часто затрачиваются на образование вторичных сульфидных минералов.

Повышенная концентрация железа в исследованном интервале разреза может свидетельствовать, с одной стороны, о коррозии обсадных труб скважины, а с другой — о наличии сульфидов железа. По данным нейтронно-активационного анализа в рифейских породах обнаружена повышенная концентрация железа.

Низкое содержание карбонатов объясняется незначительной растворимостью их соединений с кальцием и магнием.

Известно, что влияние температуры на физико-химическое состояние подземных вод сказывается на изменении растворимости химических соединений. Химические соединения неоднозначно реагируют на разные изменения температуры. Карбонатные соединения кальция (и магния) в диапазоне повышения температуры до 70 °C характеризуются уменьшением растворимости, а при дальнейшем увеличении температуры их растворимость возрастает. Сложность влияния изменчивости температуры на растворимость химических соединений подземных вод исследована для ряда районов со значительной тектонической нарушенностью. Установлено, что в условиях про-

гибов земной коры растворяющее взаимодействие вод и пород более активизировано по сравнению с возвышенностями.

Микрокомпоненты в подземных водах представлены в следующих значениях концентрации: а) $n=100$ мг/л (среднее содержание в водах Куюмбинской структуры ~ 400 мг/л); б) $n=10$ мг/л Al, В (среднее содержание Al 25, В ~ 19 мг/л); в) 1–5 мг/л (до ~ 10 мг/л) Mn, Pb, Zn, Ba (среднее содержание 9,2; 4,7; 12; 5,5 соответственно); г) преимущественно 1–3 мг/л Li (1,9), Cu (1,7), Cr (2,7).

В целом подземные воды из скважины К-206 заметно отличаются от вод из скважин К-208 и К-217 пониженной щелочностью (табл. 2), повышенными значениями Еh и концентрации NH_4^+ .

Подземные воды в скважинах К-206, К-208, К-217 охарактеризованы по содержанию в них общего количества органического вещества (ОВ). Оно определено по разнице между экспериментальным и вычисленным значениями сухого остатка. Из данных, приведенных в табл. 1, видно, что в водах скв. К-206 и К-208 содержится от 4,2 до 38,9 г/л органического вещества. Сохранность ОВ в рассматриваемых подземных водах обеспечивается присутствием в них тяжелых углеводородов, не удаляющихся при получении сухого остатка выпариванием при заведомо повышенной температуре (180 °C). Одним из подтверждений высокого содержания ОВ в исследованных подземных водах служит значительное содержание в них фосфора — преимущественно органического компонента. Диапазон содержания фосфора в целом в водах исследованных скважин составляет 3,86–6,31 мг/л, максимальное содержание отмечено в водах скв. К-206 (6,31 мг/л), а минимальное — в скв. К-208 (3,82 мг/л) и К-217 (3,99 мг/л).

Источником хлора и натрия в подземных водах, помимо отжимавшихся связанных вод, был ионно-солевой комплекс пород, образовавшийся изоморфным путем и сопровождавший накопление карбонатных и карбонатно-терригенных осадков в морском рифейском бассейне.

Кальций (выше показано, что он преобладает над магнием) поступил в воды глубоких частей подземной гидросферы из терригенных алюмосиликатных пород посредством замещения на натрий

вод, т.е. в результате процесса метасоматического замещения, описанного А.В. Копелиовичем [Питьева, 1988].

По данным нейтронного активационного анализа в породах исследованного района отмечено: а) убывание содержания макрокомпонентов: $\text{Na} > \text{Ca}$ ($\text{Ca} > \text{Na}$) $> \text{Mg} > \text{K}$; б) убывание минерализации в скважинах К-206, К-208, К-217; в) высокое содержание Br, Fe, P.

Влияние температуры на химический состав рифейских подземных вод в течение геологического времени постоянно усиливало в периоды тектонической активности.

В соответствии с аномально высокими значениями пластовой температуры в пределах Куюмбинской структуры настоящее время отвечает периоду тектонической активности [Соколов, 1989; Гидрогеология СССР, 1970]. В целом в условиях высоких значений температуры, присущих глубоким частям геологического разреза, органические соединения разлагаются с образованием CO_2 . При температуре $\leq 100^\circ\text{C}$ растворимый углерод в водах содержится в формах HCO_3 и CO_3 .

Повышение температуры до $>100^\circ\text{C}$ вызывает снижение растворимости CO_2 , что обуславливает связывание части углерода с водородом в метан и его гомологи. Повышенная температура (т.е. уменьшение условий связывания водорода с углеродом в метан) компенсируется образованием метана в результате функционирования сульфатредуцирующих микроорганизмов. Эти микроорганизмы участвуют в восстановлении сульфат-иона до сероводорода. Разложение ОВ до сероводорода происходит в восстановительных

условиях. Метанообразующие микроорганизмы способствуют разложению ОВ. Освобождающийся от органических соединений углерод используется для синтеза метана.

Состав водорастворимых компонентов водосодержащих рифейских пород Куюмбинской структуры в интервалах опробования скважин К-206, К-208, К-217 характеризуется по анализу водных вытяжек: скв. К-206 — из переслаивающихся доломитов и аргиллитов, скв. К-208 и К-217 — из доломитов с прослоями песчаников (табл. 3).

Результаты исследования водных вытяжек свидетельствуют о том, что по составу водорастворимых компонентов скв. К-206 отличаются от скв. К-208 и К-217, как и подземные воды из этих скважин (табл. 3).

Водные вытяжки из пород, вскрытых скв. К-206, характеризуются большими минерализацией и содержанием хлорида натрия (в абсолютных значениях и в экв-‰); а также концентрацией хлоридов кальция и магния (в вытяжках из пород скв. К-208, К-217 хлориды кальция и магния присутствуют не всегда).

Водные вытяжки из пород исследованных скважин характеризуются, как и подземные воды, низким содержанием карбонатных ионов и сульфатов.

Величины Eh водных вытяжек из пород скв. К-206 выше, чем из пород скв. К-208 и К-217, а значения pH вытяжек из пород скв. К-208 и К-217 более щелочные. Щелочные значения pH водных вытяжек из пород скв. К-208 и К-217 обусловлены присутствием в них карбонатных солевых форм (табл. 4). Так, диапазон концентрации (мг-экв/л)

Таблица 4

Солевой состав водных вытяжек из пород в районах скважин К-206, К-208, К-217

Скважина/ образец	Компоненты по убыванию содержания, соли	Скважина	Компоненты по убыванию содержания, соли	Скважина/ образец	Компоненты по убыванию содержания, соли
К-206/1	<u>ClNaCaMg</u> NaCl 9,13 CaCl ₂ 4,2 MgCl ₂ 2,72 KCl 1,61 Ca(HCO ₃) ₂ 1,2 CaSO ₄ 0,52	К-208	<u>ClHCO₃NaCaMg</u> NaCl 2 Ca(HCO ₃) ₂ 1,12 MgCl ₂ 1,0 CaCO ₃ 0,32 CaSO ₄ 0,26 KSO ₄ 0,26 KCl 0,20	К-217/5	<u>ClHCO₃NaCaMg</u> NaCl 1,54 Ca(HCO ₃) ₂ 1,32 KCl 0,52 MgCl ₂ 0,52 CaCO ₃ 0,16 MgSO ₄ 0,12 Mg(HCO ₃) ₂ 0,04
К-206/4	<u>ClNaCaMg</u> NaCl 10,3 CaCl ₂ 4,69 KCl 3,07 MgCl ₂ 2,44 Ca(HCO ₃) ₂ 1,04 CaSO ₄ 0,62			К-217/5	<u>ClHCO₃CaMgNa</u> NaCl 1,09 MgCl ₂ 0,9 Ca(HCO ₃) ₂ 0,74 KCl 0,37 CaCO ₃ 0,32 Mg(HCO ₃) ₂ 0,14 MgSO ₄ 0,02
К-206/8	<u>ClNaCaMg</u> NaCl 10 CaCl ₂ 5,17 MgCl ₂ 3,8 KCl 1,33 Ca(HCO ₃) ₂ 0,96 CaSO ₄ 0,9			К-217/15	<u>ClHCO₃NaCaMg</u> NaCl 1,56 MgCl ₂ 0,32 Ca(HCO ₃) ₂ 1,64 KCl 0,4 CaCO ₃ 0,16 CaSO ₄ 0,08

карбонатных солей в районе скв. К-217 составляет 1,2–1,8 при среднем значении 1,5, а в скв. К-206 — 0,96–1,2 при среднем значении 1,1 соответственно.

Состав, свойства и распространение в рифейском разрезе Куломбинской структуры сорбированных углеводородных газов. Генетически нефть представляет собой обособившиеся в самостоятельные скопления концентраты жидких, преимущественно углеводородных продуктов преобразования ОВ, захороненного в осадочной толще, и состоит из углеводородов метанового, нефтяного и ароматического рядов с примесью сернистых, азотистых и кислородных соединений.

Основа нефти — соединения углеводорода и водорода. В нашем случае более интересны, например, *алкены* и *арены*. Алкены — ненасыщенные соединения с двойной связью; C_3-C_4 — представлены газами; C_5-C_{18} — жидкостью, высшие алкены — твердыми веществами. Арены — непредельные циклические соединения ряда бензола с содержанием 20–40% в нефтях, более инертные к химическому окислению за счет повышенной устойчивости структуры. Нефти наряду с органическими компонентами включают и неорганические (в среднем О 0,1–0,3%; N 0,02–1,7%; S 0,01–5,5%), в дальнейшем мы будем их называть «сопутствующими газами».

Углеводородные газы в адсорбированной форме.

Определение концентрации адсорбированной формы газообразных углеводородов проводилось методом газовой хроматографии [Кондратов, 2009; 2005] с чувствительностью определения 10^{-8} – 10^{-6} см³/кг, с ошибкой 10–15 отн.%. Анализировалось содержание сорбированных газов в породах, приготовленных в виде порошка и в сухих остатках подземных вод.

Осуществлялась следующая пробоподготовка: в стеклянный реактор засыпали 1 г порошка породы, высушенной при температуре 105 °С. Полученные сухие остатки воды также высушивали при температуре 105 °С. Затем через реактор с порошком породы или сухого остатка воды пропускали аргон для вытеснения атмосферного газа. Реактор с породой или сухим остатком воды в аргонной среде нагревали при температуре 250 °С в течение 5 мин. Затем из реактора шприцем отбирали 1 см³ газа и вводили его в разделительную колонну хроматографа [Кондратов и др., 2009; Кондратов, 2005].

Количество газа, адсорбированного породой, рассчитывали в см³/кг. Для растворов расчет проводили на то количество газа (X), которое адсорбировал бы сухой остаток, полученный из 1 л этого раствора. Для этого делали расчет по формуле: $X = A \cdot B$, где A — количество газа, которое адсорбировал 1 кг сухого остатка; B — масса сухого остатка, выпаренного из 1 л раствора.

Адсорбция породами — поглощение компонентов углеводородов и сопутствующих газов

поверхностным слоем породы, в котором они удерживаются некомпенсированными электростатическими силами или некомпенсированными силами гомеопольных связей. Адсорбентами углеводородов в водных средах служат коллоиды (алюминия и других элементов), углистые и битумные вещества, коллоиды нефтяных веществ. При выпаривании водных растворов происходит адсорбция растворенных в них углеводородных газов сухим остатком. Температурные условия выпаривания составляют 105 °С и обеспечивают сохранность углеводородов в адсорбированной форме.

Сорбционная способность углеводородных газов прямо пропорциональна температуре кипения (°С), длине цепи атомов углерода, увеличению массы и диаметра молекул: C_5H_{12} (+36,0) > C_4H_{10} (–0,5) > C_4H_8 (–6,3) > C_3H_8 (–47,7) > C_3H_6 (–42,1) > C_2H_6 (–88,6) > C_4H_4 (–103,8) > CH_4 (–164,0). По сорбции сопутствующие газы составляют следующий ряд: CO_2 (–78 сублимация) > O_2 (–183) > CO (–191,5) > N_2 (–196) > H_2 (–252,8).

Сорбированные углеводороды в породах представлены преимущественно непредельными соединениями при высоком содержании изомеров. Содержание метана понижено по сравнению с концентрацией его изомерных и нормальных гомологов. Наибольшей сорбционной способностью обладают высокодисперсные породы, особенно глины, а также мергели, аргиллиты, незначительной — песчаные разности, известняк, мел (часто образуют пласты и пропластки разной мощности среди карбонатных пород рифея).

Особенность состава сорбированных газов в исследованных породах — относительно повышенное содержание кислорода, отсутствующего в подземных водах глубокой части гидросферы. По-видимому, кислород как элемент, обладающий химической активностью, высвобождающийся при разложении кислородосодержащих минералов и воды, активно сорбируется с образованием прочных оксидных соединений. В сорбированных газах преобладает азот, кроме того, присутствуют кислород и углекислый газ.

Среди сорбированных углеводородов пород и водных сред гомологи метана составляют от 50–60 до 90% и более от суммы углеводородов, в то время как процент содержания метана колеблется от нескольких процентов до 40–50%.

Принадлежность углеводородных газов к адсорбированной форме. Основаниями для отнесения углеводородных и сопутствующих газов, содержащихся в сухих остатках водных проб, к адсорбированной форме служат:

— единый для всех сред метод анализа для определения углеводородных и сопутствующих газов адсорбированной формы;

— идентичность распространения компонентов углеводородных и сопутствующих газов изучаемых

сред в атмосферном воздухе, сточных водах, подземных и поверхностных водах, породах, а также подчиненность характера их распределения геохимическим свойствам углеводородов, обуславливающим формирование адсорбированных форм;

— присутствие в водных средах коллоидных частиц.

По мере увеличения цепи углеродных атомов окисление становится более активным. Окисление углеводородов ускоряется в присутствии катализаторов (Cu, Pb и др.). Окисление носит цепной характер.

Заключение. Подтверждена необходимости усиления поисковых нефтегазовых исследований посредством привлечения пока слабоизученных, дискуссионных методических приемов. К таким приемам относятся методы использования нефтегазовых сорбированных углеводородных газов в качестве показателей нефтегазоносности. Для совершенствования использования сорбированных углеводородных газов в поисковых целях нефтега-

зовых проявлений следует отнести прежде всего: а) уточнение значений температуры получения сухих остатков подземных вод для определения на их основе сорбированных углеводородных газов в водных растворах, а также минерализации и их компонентного состава; б) систематизацию пород исследуемых регионов по емкостным свойствам, определяющим разграничение территории по условиям нефтегазоносности на основе показателей, характеризующих сорбированные газы.

Следует обратить внимание на преимущество использования показателей сорбированных газов пород при выявлении нефтегазоносности перед использованием показателей, характеризующих подземные воды, что зависит от существенной разницы между емкостными свойствами пород и подземных вод. Однако для правильной интерпретации данных большое значение имеют сведения о подземных водах и породах. Необходимо изучать взаимодействие и взаимообусловленность адсорбированных газов с породами и водами, характерными для исследуемых районов.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

Геолого-геохимические условия формирования нефтегазовых месторождений в древних толщах Восточной Сибири / Под ред. Б.А. Соколова. М.: Изд-во Моск. ун-та, 1989.

Гидрогеология СССР. Т. XVI. Западно-Сибирская равнина. М.: Недра, 1970. 368 с.

Зорькин Л.М., Кондратов Л.С., Стадник Е.В. Новые рубежи использования нефтегазопроисковых геохимических методов // Геоинформатика. 2001. № 3. С. 62–70.

Кондратов Л.С. Этапы технологии нефтегазопроисковых газогеохимических работ по адсорбированным газам пород и донных отложений акваторий // Геоинформатика. 2005. № 2. С. 50–61.

Кондратов Л.С., Воинов Д.М., Прокофьева А.Ф. Адсорбированная форма газов пород — новый этап в развитии газогеохимических поисков нефтегазовых скоплений // Разведка и охрана недр. 2009. № 11. С. 24.

Кондратов Л.С., Фокина Л.М. Новые возможности поиска нефтегазовых месторождений по адсорбированной форме газа пород и донных отложений акваторий // Науч.-техн. сборник. Вести газовой науки. 2010. № 2 (5). С. 124–134.

Питьева К.Е. Гидрогеохимия. М.: Изд-во Моск. ун-та, 1988. 315 с.

Поступила в редакцию 22.02.2019

Поступила с доработки 26.04.2019

Принята к публикации 26.04.2019