

**ПОРОВЫЕ РАСТВОРЫ МЕЗОЗОЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ
ЗАПАДНО-СИБИРСКОГО НЕФТЕГАЗОНОСНОГО БАСЕЙНА**

Н. Ф. Чистякова

Тюменский государственный университет, г. Тюмень

Аннотация. В работе проанализированы результаты химического состава поровых растворов, отжатых из терригенных горных пород при давлениях 5–10–15–400 атм. Особое внимание уделено сульфат- и гидрокарбонат-ионам реликтовых вод — поровых растворов — индикаторов реализации нефтегазоматеринского потенциала пород, содержащих рассеянное органическое вещество субаквального происхождения на стадии катагенеза.

Ключевые слова: поровый раствор; закрытые поры; открытые поры; сульфат-ион; гидрокарбонат-ион; катагенез

PORE SOLUTIONS OF MESOZOIC SEDIMENTS FROM THE WEST SIBERIAN BASIN

N. F. Chistyakova

Tyumen State University, Tyumen, Russia

Abstract. The article deals with the analysis of the chemical composition of pore solutions pressed from terrigenous rocks at pressures of 5–10–15–400 atm. Particular attention is paid to sulfate and hydrocarbonate ions of relict water — pore solutions — indicators of the realization of the oil and gas potential of rocks containing dispersed organic matter of subaquatic origin at the stage of catagenesis.

Key words: pore solution; closed pores; open pores; sulfate ion; hydrocarbonate ion; catagenesis

Важную информацию о составе талассогенных вод, частично сохранившихся в поровом пространстве пород-коллекторов после аккумуляции в них углеводородов и в закрытых порах существенно глинистых пород, несут реликтовые воды, отжатые в лабораторных условиях из пород различного литологического состава — поровые растворы. Их химический состав отличается от состава свободных пластовых вод, омывающих залежи углеводородных флюидов.

Из 14 образцов песчано-алеврито-глинистых пород викуловской свиты, залегающих в интервале глубин 1 462,2–1 502,6 м скв. 565 Каменной площади (Красноленинский свод), приуроченной к сводовой части поднятия, под давлением 5–10–15–400 атм были отжаты поровые растворы. По литологическому составу образцы представлены сероцветными алевролитами, чередующимися с песчаниками. Минерализация поровых растворов, отжатых из алевролитов и песчаников при одинаковых давлениях, изменяется от 12 до 21 г/л, увеличиваясь с глубиной вмещающих отложений. В том случае, когда давления, воздействующие на образцы, увеличиваются, отмечается снижение минерализации поровых растворов с 21 до 19–18–17 г/л в последовательно отжимаемых порциях одного и того же образца. Наименьшая минерализация характерна для порции поровых растворов, отжатых при давлении 400 атм. Подобное явление хорошо согласуется с результатами работ П. А. Крюкова [1] и др. Генетический тип поровых растворов (по В. А. Сулину) в 93 % проб гидрокарбонатно-натриевый и только в одном образце — хлоридно-кальциевый. В образцах, представленных чередованием алевролитов и песчаников, минерализация поровых растворов изменяется

от 13 до 31,7 г/л; генетический тип этих растворов — гидрокарбонатно-натриевый элизионного генезиса [2].

Пластовые воды викуловской свиты Каменного месторождения в 35 % проб содержат сульфат-ион в концентрациях в среднем 25,1 мг/л. В отжатых поровых растворах данный анион присутствует в 100 % образцов. В алевролитах его содержание больше, чем в песчаниках, и в среднем составляет 1 366,3 мг/л. Максимальное количество сульфат-иона определяется в первых порциях порового раствора; по мере увеличения давления, воздействующего на образец горной породы, оно уменьшается в образцах, представленных чередованием алевролитов и песчаников, среднее содержание сульфат-иона составляет 1 287 мг/л.

В. М. Матусевич [3], рассматривая распределение серы в осадочных отложениях, нефтях и водах Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна с точки зрения ее баланса показал, что большая часть этого химического элемента осталась в минеральной части пород. По данным А. Э. Конторовича [4] содержание серы в мезозойских отложениях Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна превышает ее кларковое содержание в породах Западной Сибири. Анализ распределения серы в системе «порода — вода — нефть» показывает, с одной стороны, наличие прямой связи ее концентраций в породах и водах, а с другой стороны, приуроченность к тем участкам разреза, которые наиболее обогащены рассеянным органическим веществом [5].

Сопоставление химического состава пластовых вод, насыщающих пласт, и поровых растворов, отжатых из пород-коллекторов того же пласта Каменного месторождения, показывает, что поровые растворы и свободные воды идентичны по ионно-солевому составу и имеют один и тот же генетический тип — гидрокарбонатно-натриевый элизионного генезиса. Во всех пробах поровых растворов коэффициент метаморфизма больше, чем в пластовых водах, что свидетельствует о меньшем метаморфизме реликтовых растворов по сравнению с пластовыми водами. Величина $\text{HCO}_3^-/\text{Cl}^-$ в поровых растворах значительно выше, чем в пластовых водах, и отражает обогащенность поровых растворов гидрокарбонат-ионом, повышение концентрации которого связано с выделением углекислоты, образующейся в результате преобразования рассеянного органического вещества пород [6, 7].

Результаты химического анализа поровых растворов, отжатых из образцов керна Уренгойского месторождения (скв. 207), приведены в таблице. Количество отжатой воды в исследованных образцах горных пород изменяется от 19,9 до 56 %.

*Характеристика поровых растворов Уренгойского месторождения
(по данным ЦЛ Тюменьгеологии, 1992) [8]*

Пласт	Литологический состав пород	Интервал отбора, м	Минерализация, г/л	$K_{\frac{Na}{Cl}}$	$\text{HCO}_3^-/\text{Cl}^-$	SO_4^{2-} мг/л
БУ ⁰ ₈	Песчаник	2 709,95	9,75	1,36	0,3	101,2
		2 713,30	13,59	1,45	0,69	104,7
		2 713,51	13,56	1,21	0,46	117,1
БУ ¹ ₈	Песчаник	2731,47	9,35	1,05	0,34	299,3
		2 739,09	8,97	1,59	0,72	301,8
		2 749,88	9,31	1,08	0,46	324,9
		2 750,10	9,63	1,11	0,52	358,7
БУ ₁₀	Песчаник	2 850,75	11,15	1,93	0,98	403,1
БУ ₁₂	Песчаник алевритовый	2 952,88	15,26	5,56	4,15	798,7

Минерализация поровых растворов, отжатых из песчано-алевритовых разностей пластов-коллекторов, изменяется от 8,97 до 15,3 г/л. Генетический тип поровых растворов — гидрокарбонатно-натриевый элизионного генезиса. В этих растворах содержание сульфат-иона составляет сотни мг/л. Минерализация поровых растворов близка к минерализации пластовых вод, полученных из смежной скважины 201. Пластовые воды скв. 201 относятся к хлоридно-кальциевому генетическому типу, хотя в соседних скв. 95, 93, 157 воды имеют гидрокарбонатно-натриевый тип элизионного генезиса, близкие значения коэффициента метаморфизма подземных вод и отношения $\text{HCO}_3^-/\text{Cl}^-$ [2].

В работе [8] приводятся сведения о содержании основных компонентов ионно-солевого состава поровых растворов, отжатых из терригенных пород осадочного чехла Харасовейского и Верхне-Колик-Еганского месторождений, находящихся сегодня в областях устойчивого погружения мезозойских отложений Западно-Сибирской плиты. Химический состав отжатых поровых растворов можно представить в виде следующих формул Курлова:

$$14,0 \frac{\text{Cl } 76,8 \text{ HCO}_3 \text{ 23,4 SO}_4 \text{ 0,25}}{\text{Na } 83 \text{ (Ca+Mg) } 9,5 \text{ K } 7,6} \quad (1)$$

$$12,7 \frac{\text{Cl } 74 \text{ HCO}_3 \text{ 21,4 SO}_4 \text{ 4,6}}{\text{Na } 83,7 \text{ K } 7,4 \text{ (Ca+Mg) } 5,2} \quad (2)$$

$$10,8 \frac{\text{Cl } 59,2 \text{ SO}_4 \text{ 38,6 HCO}_3 \text{ 2,4}}{\text{Na } 78,5 \text{ (Ca+Mg) } 20,7 \text{ K } 0,8} \quad (3)$$

$$13,7 \frac{\text{SO}_4 \text{ 76,8 Cl } 19,2 \text{ HCO}_3 \text{ 3,8}}{\text{Na } 71 \text{ (Ca+Mg) } 28,2 \text{ K } 1,0} \quad (4)$$

Химический состав поровых растворов, отжатых из песчаников танопчинской свиты Харасовейского месторождения (скв. 102), характеризуется формулами 1 и 2. Формула 1 отражает усредненный состав поровых растворов, отжатых из трех интервалов присводной части газонасыщенного песчаника, а формула 2 — пяти проб, отобранных в подошвенной части газонасыщенного песчаника этого же пласта. Сопоставление усредненных значений ионно-солевого состава поровых растворов, отжатых из песчаников танопчинской свиты, показывает, что при переходе от присводной части пласта к подошвенной происходит незначительное уменьшение в поровых растворах содержания ионов хлора, гидрокарбоната, калия, кальция и магния, величины общей минерализации. Наиболее ощутимо снижаются ионы кальция и магния. При снижении этих ионов отмечается увеличение содержания сульфат-ионов и ионов натрия. Особенно резкое нарастание (почти в 20 раз) отмечено для сульфат-иона, содержание которого составляет тысячи мг/л.

Формулы 3 и 4 характеризуют ионно-солевой состав поровых растворов, отжатых из глин, переслаивающихся с алевrolитами и линзовидными песчаниками ипатовской свиты Верхне-Колик-Еганского месторождения, соответственно в ее присводной и подошвенной частях. В этих поровых растворах с глубиной отмечается уменьшение содержания ионов натрия и хлора. Общая минерализация и содержание ионов: гидрокарбоната, сульфата, калия, кальция и магния в этом направлении увеличиваются, причем наибольшие изменения характерны для ионов хлора (уменьшение почти в три раза) и сульфат-ионов (увеличение в два раза), гидрокарбонат-ионов (увеличение в 1,6 раза). Генетический тип поровых растворов, отжатых из песчаников, — гидрокарбонатно-натриевый, из глин — сульфатно-натриевый.

Сера — биогенный химический элемент, который в окислительных условиях седиментогенеза с участием биоты преобразуется в сульфат-ион, накапливающийся

ся в осадках. При уплотнении осадков на стадии диагенеза в условиях низкого внешнего давления большой по величине ионного радиуса сульфат-ион не способен покинуть литифицирующийся осадок в составе отжимаемых свободных вод и захороняется внутри формирующихся закрытых пор пород, оставаясь в них до глубин, на которых происходит катагенетическое преобразование горных пород. Трансформация минеральной части глинистых горных пород на этапе формирования нефтегазаносного бассейна способствует выходу сульфат-иона из закрытых пор в возрожденные воды, которые затем переходят в пластовые воды осадочного чехла.

В разрезах осадочного чехла седиментационных бассейнов, где на стадиях катагенеза реализуется нефтегазоматеринский потенциал пород, обогащенных рассеянным органическим веществом, с последующим формированием залежей углеводородного сырья, содержание сульфат-иона в подземной гидросфере изменяется в зависимости от наличия скоплений углеводородов. По данным А. А. Карцева и др. взаимодействие сульфат-ионов с углеводородами в приконтурных водах приводит к формированию гидрохимического ореола с пониженной сульфатностью, так как при этом сульфат-ион восстанавливается и переходит в сульфид-ион [9]. В работе [3] показано, что в 95 % проб подземных вод нижнемеловых отложений Западной Сибири, относящихся к хлоридно-кальциевому генетическому типу, содержание сульфат-иона с глубиной уменьшается, сопровождаясь увеличением содержания сульфидов. Сульфаты обнаруживаются лишь в водах пониженной минерализации гидрокарбонатно-натриевого типа зоны катагенеза. Между зрелостью залежи углеводородного сырья и содержанием сульфат-иона в приконтурных водах прослеживается связь: сформировавшаяся залежь нефти омывается водами, содержащими сульфиды и не содержащими сульфатов. Приконтурные воды залежей, продолжающих в настоящее время свое формирование, содержат сульфат-ион в концентрациях десятки–сотни мг/л и обеднены сульфид-ионами [10].

В результате реализации нефтегазоматеринского потенциала глинистых пород, обогащенных рассеянным органическим веществом, кроме сульфат-ионов отмечается перераспределение гидрокарбонат-ионов между поровыми водами, насыщенными поры разнотипных по литологическому составу пород, и пластовыми водами. Сульфат- и гидрокарбонат-ионы реагируют на процессы преобразования как самих глинистых пород, так и содержащегося в них рассеянного органического вещества. Обогащение подземных вод гидрокарбонат- и сульфат-ионами на стадии катагенеза отражает процесс реализации глинистыми породами их нефтегазоматеринского потенциала. Сульфат-ионы выделяются из закрытых пор минеральной части глинистых пород. Масштабы преобразования минерального состава глин на стадии катагенеза значительны. Данные И. Н. Ушатинского [11], А. Э. Конторовича [3], М. С. Пауэrsa [12], Дж. Ф. Берста [13], Е. А. Перри и Дж. Хавера [14] показывают, что в результате катагенетического преобразования глинистых пород содержание монтмориллонитовых слоев закономерно снижается с ростом глубины залегания горных пород. При этом из структурной решетки глинистых минералов в свободное состояние высвобождается возрожденная вода.

Сульфат- и гидрокарбонат-ионы — макрокомпоненты ионно-солевого состава поровых растворов и подземных вод — чутко реагируют на процессы, происходящие с участием природных вод и в их среде, отражают эволюцию седиментационного осадочно-породного бассейна, для которого нефтегазообразование и формирование залежей углеводородов, происходящие на стадии катагенеза, представляют собой одно из состояний геологического развития Западно-Сибирского осадочно-породного бассейна.

Из анализа рассмотренных материалов можно сделать следующие выводы:

- Присутствие сульфат-ионов в пластовых водах гидрокарбонатно-натриевого типа водонапорного осадочно-породного бассейна, перешедших из закрытых пор

уплотняющихся глин на стадии катагенеза в составе возрожденных вод, подтверждает их элизионный генезис.

- Сульфат- и гидрокарбонат-ионы поровых растворов — индикаторы химической трансформации минеральной и органической компонент глинистых нефтегазоматеринских пород на стадии катагенеза, в результате которой из рассеянного органического вещества пород при каталитическом воздействии возрожденных вод в толще осадочно-породного бассейна генерируются углеводородные системы различного состава и фазового состояния с последующим формированием в осадочном чехле залежей нефти, конденсатов, газа.

- Обогащенность поровых растворов, отжатых в лабораторных условиях из терригенных горных пород под давлением 5–10–15–400 атм, сульфат- и гидрокарбонат-ионами — продуктами химической трансформации минеральной и органической компонент нефтегазоматеринских пород на стадии катагенеза — по сравнению с пластовыми водами позволяет использовать эти макрокомпоненты в качестве индикаторов процессов генерации углеводородов и формирования их залежей в осадочном чехле Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна.

Библиографический список

1. Крюков П. А. Об исследованиях растворов, пропитывающих осадочные горные породы // Проблемы гидрогеологии. — М.: Госгеолтехиздат. — 1960. — С. 137–143.
2. Нефтегазоносные комплексы Западно-Сибирского бассейна / М. Я. Рудкевич [и др.]. — М.: Недра. — 1988. — 303 с.
3. Матусевич В. М. Геохимия подземных вод Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна. — М.: Недра. — 1976. — 157 с.
4. Геология нефти и газа Западной Сибири / А. Э. Конторович [и др.]. — М.: Недра. — 1975. — 679 с.
5. Матусевич В. М., Рыльков А. В., Ставицкий Б. П. Поисково-геохимическая интерпретация распределения серы в системе «порода — вода — нефть» мезозойских отложений Западной Сибири по новым данным // Нефть и газ Тюмени. — 1969. — Вып. 4. — С. 3–6.
6. Чистякова Н. Ф. Гидрогеохимические особенности подземных вод зоны катагенеза // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. — 1999. — № 6. — С. 4–12.
7. Конторович А. Э., Трофимук А. А. Литогенез и нефтегазообразование // Горючие ископаемые. Доклады 25МГК. — М.: Наука. — 1976. — С. 73–83.
8. Федорцов И. В., Федорцов В. В. Изменение количества и минерализации связанной воды по высоте залежи // Гидрогеологические условия разработки месторождения нефти Западной Сибири. Межвузовский сб. науч. тр. — Тюмень, 1992. — С. 18–31.
9. Карцев А. А. Гидрогеология нефтяных и газовых месторождений. — М.: Недра. — 1972. — 280 с.
10. Чистякова Н. Ф. Многообразие форм серы в подземной гидросфере Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна — отражение его эволюции // Нефть и газ Западной Сибири. Проблемы добычи и транспортировки: межгосударственная науч.-техн. конф. — Тюмень, 1993. — С. 8–10.
11. Ушатинский И. Н., Бабицын А. К. Атлас электронно-микроскопических снимков, электронограмм, дифрактограмм, термограмм глинистых минералов продуктивных отложений основных нефтегазоносных площадей Западно-Сибирской низменности // Труды Западно-Сибирского научно-исследовательского геологоразведочного института. — 1970. — Вып. 30. — 183 с.
12. Powers M. S. Fluid-Release Mechanism in Compacting Marine Mudrocks and Their Importance in Oil Exploration // American Association of Petroleum Geologists Bulletin. — 1967. — Vol. 51, Issue 7. — P. 1240–1259.
13. Burst J. F. Diagenesis of Gulf Coast Clayey Sediments and its Possible Relation to Petroleum Migration // American Association of Petroleum Geologists Bulletin. — 1972. — Vol. 53, Issue 1. — P. 55–72.
14. Perry E. A., Hawer J. Late – Stage Dehydration in Deeply Buried Pelitic Sediments // American Association of Petroleum Geologists Bulletin. — 1972. — Vol. 56, Issue 10. — P. 2013–2021.

Сведения об авторе

Чистякова Нелли Федоровна, д. г.-м. н., профессор кафедры геоэкологии, Тюменский государственный университет, г. Тюмень, тел. 89829306813, e-mail: geoekologiya@mail.ru

Information about the author

Chistyakova N. F., Doctor of Geology and Mineralogy, Professor at the Department of Geoecology, Tyumen State University, phone: 89829306813, e-mail: geoekologiya@mail.ru