

Геохимическая роль метеорных вод как фактор формирования пустотного пространства коллекторов нефти и газа

О.П. Абрамова, А.В. Горева*, Р.Р. Гумерова

Институт проблем нефти и газа РАН, г. Москва

E-mail: *sandra_ne@mail.ru

Аннотация. Рассмотрены особенности химического состава пластовых вод верхнепермских, нижне- и среднетриасовых водоносных горизонтов в пределах отдельных структур Малоземельско-Колгуевской моноклинали Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна. Показано, что водоносные горизонты, испытавшие неоднократные процессы погружения – поднятия территории, несмотря на удаленность от областей питания, сохранили инфильтрационные воды, но значительно преобразованные. Для идентификации их генетического профиля и определения связи с процессами катагенетических изменений рассчитаны гидрохимические коэффициенты и индексы насыщенности вод карбонатом кальция и сульфатом кальция. Установлено, что рассматриваемые инфильтрационные воды характеризуются высокой агрессивностью, способностью к растворению, выщелачиванию и выносу основных минералов. Указывается, что следствием этих процессов является формирование вторичного пустотного пространства и создание высоких емкостно-фильтрационных свойств пород. Подчеркивается универсальность геохимического взаимовлияния вод и пород в условиях термодинамически открытых геологических систем и на отдельных геологических примерах подтверждается, что неоднородность гидрохимического поля может выступать причиной экранирования зон нефтегазоаккумуляции, а также обеспечивать благоприятные условия для локализации углеводородных флюидов.

Ключевые слова: Тимано-Печорский нефтегазоносный бассейн, водоносные горизонты, инфильтрационный эпигенез, индексы насыщенности, нефтегазоаккумуляция, пустотно-поровое пространство.

Для цитирования: Абрамова О.П., Горева А.В., Гумерова Р.Р. Геохимическая роль метеорных вод как фактор формирования пустотного пространства коллекторов нефти и газа // Актуальные проблемы нефти и газа. 2020. Вып. 4(31). С. 3–13. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2020-31.art1>

Введение

Инфильтрационный эпигенез развивается в обстановке смены морского режима на континентальный; тектонические движения орогенного характера приводят к поднятию на поверхность ранее погруженных горных пород, претерпевших определенные стадии катагенеза. Под активной деятельностью метеорных вод

возникают наложенные процессы инфильтрационного эпигенеза, приводящие к вторичным изменениям пустотного пространства коллекторов нефти и газа [1, 2].

Важно подчеркнуть, что в преобладающем большинстве случаев система «метеорные воды – породы» остается неравновесной даже в условиях невысоких температур и давлений [3].

Эту особенность следует считать частным проявлением фундаментального качества подземной гидросферы – геохимической неравновесности водных растворов по отношению к породообразующим минералам. Можно полагать, что в термодинамически открытых гидрогеохимических системах вода всегда остается фактором геохимической агрессии для вмещающих ее пород.

Значимая роль инфильтрационных вод в процессах вторичного минералообразования признается многими исследователями [3–5]. Как частный пример отметим, что в Мелекесской впадине механизм формирования суперколлекторов, сложенных слабосцементированными песчаниками, связывается с их промытостью древними инфильтрационными водами, останцы которых в виде погребенных вод и поныне сохраняют низкую минерализацию [6].

Особо заметна реакционная активность метеорных вод в случае преобладания в разрезе хорошо растворимых минералов. Наглядным геологическим примером служат частичное вымывание с участием инфильтрационных вод ангидрита и его замещение карбонатом кальция на южной окраине бассейна Сан-Хуан [7, 8]. О результатах такой деятельности можно судить по гидрогеохимическим материалам: поступление мало-минерализованных вод в пласты с повышенным содержанием хлоридных, сульфатных и карбонатных породообразующих минералов может вызвать колоссальные эффекты выщелачивания, образование крупных пустот и каверн как в природных [3], так и в техногенных условиях [9]. Во многом геохимическая активность инфильтрационных вод обусловлена масштабами привноса вместе с ними кислорода и углекислого газа, что влечет за собой проявления различного вида карста.

Влияние инфильтрационного эпигенеза на формирование пустотнопорового пространства пород-коллекторов

Активизация орогенических движений Палеоурала в верхнепермском времени сопровождалось сносом обломочного материала в предгорный прогиб и прилегающие территории бассейна. Прогрессирующая регрессия моря и горообразовательные процессы определили особенности химического состава подземных вод метеорного генезиса в прибрежно-морских и затем – континентальных терригенных верхнепермских и нижнетриасовых отложениях.

Несмотря на то, что инфильтрационные системы в пределах Тимано-Печорского нефтегазосного бассейна (НГБ) и прилегающих территорий Предуралья изучены крайне слабо, проявления инфильтрационных палео- и современных процессов карстообразования неоднократно фиксировались при разработке месторождений УВ [10]. Есть исследования, показывающие, что высокие емкостно-фильтрационные свойства коллекторов приурочены к участкам длительного воздействия инфильтрационного режима, но по мере удаления от него или увеличения катагенетических нагрузок происходит снижение пористости и проницаемости пород [11, 12].

Проявление инфильтрационного эпигенеза и его роль в формировании залежей углеводородов неструктурного типа рассмотрено на материалах верхнепермских, ниже- и среднетриасовых водоносных горизонтов в пределах отдельных структур Малоземельско-Колгуевской моноклинали на о. Колгуев (Песчаноозерская, Таркская, Колгуевская).

Верхнепермский водоносный горизонт представлен терригенными отложениями песчаных фаций, сформировавшимися в дельтовых, аллювиальных и озерно-лагунных условиях [12]. Флюидоупором служит глинистая известковистая толща пород нижней перми. Граница верхнепермских и нижнетриасовых отложений выражена стратиграфическим несогласием.

Нижнетриасовый водоносный горизонт сложен красноцветными переслаивающимися полимиктовыми песчаниками и алевролитами чаркобожской свиты (T_{1cb}) и пестроцветными отложениями шоколадно-коричневых глин с прослоями серых алевролитов харлейской свиты (T_{1hr}). В нижней части чаркобожской свиты залегает базальный слой конгломератов, песчаников и глинистой гальки. Водовмещающими породами среднего триаса и частично верхнего триаса являются песчаники, переслаивающиеся с пестроцветными серыми, зеленоватыми глинами и алевролитами (ангуранская свита, T_{2an}); и полимиктовые песчаники с чередованием сероцветных глин и алевролитов (нарьянмарская свита, T_{2-3nm}).

Воды верхнепермского, ниже- и среднетриасового водоносных горизонтов относятся к кунгурско-триасовому терригенному водоносному комплексу ($P_{1k}-T_{1-2}$), имеющему повсеместное распространение на площади Тимано-Печорского НГБ. Под непосредственным воздействием активного инфильтрационного водообмена эти воды находятся лишь в зонах, примыкающих к областям питания, – Предуральский прогиб, поднятие Чернышева, Тиманский кряж, Печоро-

Кожвинский мегавал [13]. На всей остальной территории воды верхнепермских и триасовых отложений не сохранили истинно инфильтрационный облик, так как в различной степени претерпели постседиментационные эпигенетические преобразования и смешение с водами седиментационного генезиса, поступающими из нижезалегающих горизонтов. Все это свидетельствует о неоднородности гидрохимического поля и необходимости применения специальных параметров для определения генетического профиля пластовых вод.

Учитывая то, что воды инфильтрационного генезиса значительно претерпели катагенетические преобразования, а по своему составу и минерализации часто схожи с техногенными водами, для их дифференциации применены разработанные авторами методы повышения точности контроля изменения минерализации конденсационной воды [14]. Для идентификации генетического профиля вод и определения их связи с процессами инфильтрационного катагенеза были выбраны следующие соотношения между ионами: rNa^+/rCl^- , Cl^-/Br^- , $rSO_4^{2-} \times 100/rCl^-$. Также были привлечены данные о минерализации, содержании микроэлементов – брома и йода. Кроме стандартных параметров рассмотрена возможность применения индексов насыщенности вод карбонатом кальция (S_{CaCO_3}) и (в отдельных случаях) – сульфатом кальция (SI_{CaSO_4}). Эти коэффициенты рассчитаны по методикам Дж. Е. Оддо и М.В. Томпсона, В.Е. Кащавцева и дают информацию о равновесном состоянии между водой и водовмещающими породами [5].

При минусовых значениях (или положительных, близких к нулю) индексов насыщенности вод кальцитом, гипсом и другими сульфатными минералами можно говорить об относительно равновесном состоянии системы «вода-порода», что указывает на стабильность порового пространства, отсутствие процессов, способных привести к изменению фильтрационных свойств коллекторов. Весьма низкие значения S_{CaCO_3} и SI_{CaSO_4} (меньше 1) свидетельствуют о высокой агрессивности инфильтрационных вод, которая сопровождается растворением, выщелачиванием и выносом основных растворимых минералов, а, следовательно, хорошей промытостью водовмещающих отложений. Эти процессы способствуют формированию вторичного пустотного пространства и созданию высоких емкостно-фильтрационных свойств пород. Под воздействием факторов природных катагенетических преобразований и смещения вод разного генезиса может возникать высокая насыщенность вод минеральными солями, при этом заметно возрастают индексы S_{CaCO_3} и SI_{CaSO_4} . Происходит осаждение малорастворимых кальцита, ангидрита, гипса и др., что отражается на ухудшении емкостно-фильтрационных свойств флюидовмещающих отложений за счет процессов кальцитизации, сульфатизации.

Хорошим показателем инфильтрационного генезиса вод служит щелочно-кальциевый коэффициент – $Alk/H \times 100$, где Alk – показатель щелочности (сумма молярных концентраций эквивалентов HCO_3^- и CO_3^{2-}), H – общая жесткость воды ($rCa^{2+} + rMg^{2+}$), ммоль/дм³. Обычно при повышении значения этого индекса более 1 – воды сохраняют черты

инфильтрационного происхождения [15]. Но для относительно низкоминерализованных вод верхнепермских и триасовых отложений Тимано-Печорского НГБ предельная величина этого индекса колеблется от 0,3 до 0,5 в разных районах.

С помощью обоснованных выше критериев дано описание гидрохимических условий, в которых реализуется инфильтрационный эпигенез на рассматриваемой территории.

На Колгуевской площади в скв. 140 (в интервале 1852–1862 м) минерализация воды уфимского горизонта (P_{2u}) составляет 78,99 г/дм³, содержание брома – 198,32 мг/дм³, йода – 9,50 мг/дм³. О значительной метаморфизации свидетельствуют гидрохимические коэффициенты rNa^+/rCl^- – 0,61; Cl^-/Br^- – 247; $rSO_4^{2-} \times 100/rCl^-$ – 0,01; Alk/H – 0,19.

Следует отметить также, что индекс насыщенности вод карбонатом кальция (S_{CaCO_3}) находится в пределах, близких к равновесному состоянию воды и водовмещающих пород (–0,20; –0,10). Эти данные указывают на отсутствие процессов карбонатизации или сульфатизации, т.е. стабильную сохранность пустотного пространства.

В водах вышележающих отложений нижнего триаса минерализация снижается от 76,5–68,1 г/дм³ в чаркабужской свите (T_{1cb_1} – T_{1cb_2}) до 56,7 г/дм³ в харалейской свите (T_{1hr}). Воды характеризуются стабильными значениями натрий-хлорного и хлор-бромного коэффициентов, составляющими соответственно 0,60–0,66 и 241–248. Индекс насыщенности вод карбонатами кальция также, как и в водах верхнепермских отложений, находится в пределах минусовых значений, близких к нулю (–0,03; –0,37; –0,67).

С увеличением глубины залегания и возраста водовмещающих отложений наблюдается увеличение минерализации и снижение щелочно-кальциевого коэффициента, т.е. понижается роль гидрокарбонатных ионов, присущих инфильтрационным водам.

Все гидрохимические показатели, а также хлоридно-кальциевый тип вод являются весьма благоприятными для сохранения углеводородных залежей в верхнепермских и нижнетриасовых неструктурных ловушках дельтового и аллювиального типов.

Аналогичные изменения химического состава вод прослеживаются на Песчаноозерской и Ижемско-Таркской площадях. Здесь по разрезу ниже-, средне- и частично верхнетриасовых отложений самые высокие значения минерализации 87,93–78,36 г/дм³ отмечены в водах

чаркобожской свиты (T₁cb₁–T₁cb₂) и 56,70–57,78 г/дм³ – в водах харалейской свиты (T₁hr) нижнего триаса, затем минерализация вод снижается до 41,3 г/дм³ в водах ангуранской (T₂an) и до 26,53 г/дм³ в водах нарьянмарской свиты (T₂₋₃nm) среднего и частично верхнего триаса. В противоположном направлении происходит снижение натрий-хлорного коэффициента (рис. 1а). Хорошо видно, как реагирует щелочно-кальциевый коэффициент ($Alk \times 100/H$) на изменение гидрохимической обстановки: значения, превышающие 0,5, указывают на сохранившиеся черты инфильтрационного генезиса вод (рис. 1б). Хлор-бромный коэффициент, соответствует высокой метаморфизации вод, т.е. почти нигде не превышает 300. Значительно повышено содержание микроэлементов – брома (151,9–203,60 мг/дм³) и йода (19,0–27,49 мг/дм³).

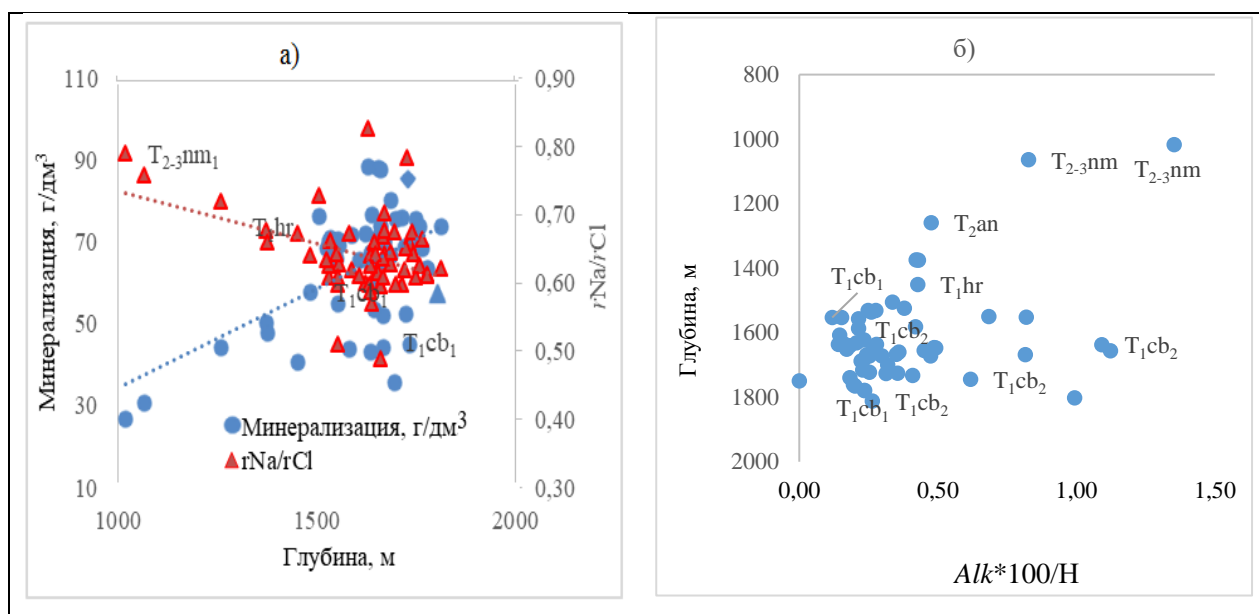


Рис. 1. Изменение минерализации и натрий-хлорного коэффициента (а) и щелочно-кальциевого коэффициента (б) в водах верхнепермского и нижнетриасового горизонтов Песчаноозерской, Ижемско-Таркской и Колгуевской площадей

Из рис. 1 видно, что основная совокупность рассмотренных гидрохимических показателей, благоприятных для условий сохранения залежей углеводородов, приходится на горизонты аллювиальных и дельтовых отложений чаркабожской свиты, что отлично демонстрирует перспективы нефтегазоносности этих отложений.

Расчетные индексы насыщенности вод карбонатом кальция (S_{CaCO_3}) в большинстве случаев имеют отрицательные или близкие к нулю величины, повышенное содержание гидрокарбонат-ионов контролируется присутствием ионов кальция. Насыщенность вод сульфатом кальция (SI_{CaSO_4}) полностью отсутствует (табл. 1).

Таблица 1

Характеристика насыщенности карбонатом и сульфатом кальция подземных вод верхнепермского и нижнетриасового горизонтов северо-западной части Малоземельско-Колгуевской моноклинали

Площадь, номер скважины, интервал опробования, геологический возраст	Ca ²⁺ , ммол/дм ³	HCO ₃ ⁻ + CO ₃ ²⁻ ммоль/дм ³	Минерализация, г/дм ³	S _{CaCO₃} /SI _{CaSO₄}	
				T=20 °C; P=5 МПа	T=30 °C; P=10 МПа
Песчаноозерская, скв. 1 (1372–1374 м), T _{1hr}	266,19	1,15	50,29	<u>+0,01</u> -2,39	<u>-0,06</u> -2,22
Песчаноозерская, скв. 10 (1614–1620 м), T _{1cb2}	361,73	1,18	76,19	<u>+0,02</u> -1,83	<u>+0,04</u> -1,68
Колгуевская, скв. 104 (1798–1840), T _{1cb2} –T _{1cb1}	419,05	1,09	76,44	<u>-0,35</u> -2,42	<u>-0,37</u> -2,27
Колгуевская, скв. 107 (1807–1851), T _{1cb2}	400,00	1,31	68,01	<u>-0,69</u> -2,71	<u>-0,67</u> -2,55
Колгуевская, скв. 112 (1651–1725), T _{1cb1}	270,48	1,90	52,14	<u>-0,04</u> -2,26	<u>-0,03</u> -2,09
Колгуевская, скв. 140 (1852–1812), P _{2u}	342,71	0,80	78,99	<u>-0,19</u> -2,63	<u>-0,16</u> -2,48
Таркская, скв. 1 (1744–1748 м), T _{1cb2}	428,57	1,41	68,92	<u>+0,15</u> н.д.	<u>+0,17</u> н.д.
Таркская, скв. 4 (1759–1800 м), T _{1cb2} –T _{1cb1}	371,43	1,24	66,69	<u>-0,19</u> н.д.	<u>-0,17</u> н.д.
Таркская, скв. 4 (1903–1930 м), T _{1cb2}	424,58	0,83	77,59	<u>-0,96</u> н.д.	<u>-0,94</u> н.д.

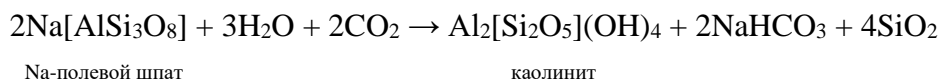
Примечание: н.д. – нет данных

Следует отметить, что промышленные запасы углеводородов на Песчаноозерской и Таркской структурах связаны с граувакковыми песчаниками чаркабожской

свиты нижнего триаса, в составе которых преобладающим компонентом является кварц, присутствуют обломки полевых шпатов и эффузивных пород.

Они имеют развитую сеть внутреннего пространства как результат длительного воздействия инфильтрационного эпигенеза, что способствовало улучшению емкостно-фильтрационных свойств коллекторов.

Даже обволакивающие глинистые минералы полевых шпатов, промываемые метеорными водами, замещаются гидрофобным каолинитом по известным реакциям [2]:



Na-полевой шпат

каолинит

Водоносные горизонты чаркобожской свиты хорошо изолированы глинистыми толщами, поэтому, несмотря на инфильтрационный генезис, воды нижнетриасовых отложений характеризуются высокой метаморфизацией, о чем свидетельствуют гидрохимические коэффициенты, а отрицательные показатели их насыщенности карбонатом кальция могут прогнозировать высокие коллекторские свойства пород.

Надо отметить еще одну особенность карбонатных и терригенных резервуаров Тимано-Печорского бассейна – высокое содержание в них сорбированного водорода. По данным С.П. Левшуновой, оно составляет

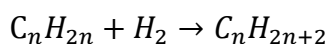
сотни см³/кг для погруженных частей разреза (табл. 2), а по поверхностным пробам (шахты пермских отложений) содержание водорода в газах вообще достигает колоссальных величин – до 87%, соответственно повышается содержание тяжелых УВ. Происхождение водорода может быть различным, в том числе вызванным взаимодействием инфильтрационных вод с седиментационными. Так, выявлено, что смешение маломинерализованных и соленых вод приводит к возникновению разности потенциалов и как следствие – к образованию водорода [16].

Таблица 2

Геохимическая характеристика сорбированных породами газов в Тимано-Печорском НГБ [16]

Возраст	Количество образцов	Породы	Сорг, %	Содержание		
				в сумме УВ, %		H ₂ , см ³ /кг
				CH ₄	C _n H _{2n}	
P	30	Терригенные	0,69–2,68	81–91	0,4–3,4	0,1–34
C-D		Карбонатные	0,05–0,27	47–81	0–0,3	35–180

Таким образом, здесь возможны процессы гидрирования непредельных водородов по схеме:



Если иметь в виду, что инфильтрационные воды приносят собой разнообразные анаэробные бактерии, то возможность подобных реакций вполне реальна.

Выводы

1. Рассмотрено проявление инфильтрационного эпигенеза и его роль в формировании залежей углеводородов с учетом гидрохимических условий верхнепермских, ниже- и среднетриасовых водоносных горизонтов в пределах отдельных структур Малоземельско-Колгуевской моноклинали Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна.

2. Обоснована возможность применения гидрохимических показателей, указывающих на процессы растворения и выноса минеральных компонентов

в периоды инфильтрационного эпигенеза, что может прогнозировать улучшение емкостно-фильтрационных свойств пород-коллекторов.

3. Установлено, что основная совокупность гидрохимических показателей наложенного инфильтрационного эпигенеза приходится на горизонты аллювиальных, дельтовых отложений чаркобожской свиты, соответствует благоприятным условиям сохранения залежей углеводородов, гидрирования непередельных УВ и демонстрирует перспективы нефтегазоносности этих отложений.

Статья написана в рамках выполнения государственного задания (тема «Научное обоснование оптимальных условий подземного хранения водорода совместно с метаном», № АААА-А19-119101690016-9 и тема «Развитие научно-методических основ поисков крупных скоплений УВ в неструктурных ловушках комбинированного типа в пределах платформенных нефтегазоносных бассейнов», № АААА-А19-119022890063-9).

Литература

1. Холодов В.Н. Типы катагенеза и осадочно-гидротермальное рудообразование // Подземные воды и эволюция литосферы. Т. 1. М.: Наука, 1985. С. 226–253.
2. Лебедев Б.А. Геохимия эпигенетических процессов в осадочных бассейнах. Л.: Недра, 1992. 239 с.
3. Шварцев С.Л. Общая гидрогеология: Учебник. М.: Недра, 1996. 423 с.
4. Toth J. Petroleum hydrogeology – a new basic in exploration // World Oil. 1987. Vol. 205, No. 3. P. 48–50.
5. Кацавцев В.Е., Мищенко И.Т. Солеобразование при добыче нефти. М.: Орбита-М, 2004. 432 с.
6. Горюнова Л.Ф. Особенности строения и оценка перспектив нефтегазоносности Верхнедевонско-Нижнекаменноугольного нефтегазоносного комплекса Мелекесской впадины: Автореф. дис. ... канд. геол.-минерал. наук. М.: РГУ им. И.М. Губкина, 2009. 23 с.
7. Brimhall R.M. Groundwater hydrology of the San Juan Basin, New Mexico // Cretaceous and Tertiary rocks of the Southern Colorado Plateau: Four Corners Geological Society guidebook / Ed. by J.E. Fasset. 1973. P. 197–207.
8. Cox D., Onstage P., Thomson J., Reinke R., Gianinny G. et al. San Juan Basin groundwater modeling study: Groundwater-surface water interactions between Fruitland coalbed methane development and rivers: Colorado Oil and Gas Conservation Commission San Juan Basin study report, 2001.
9. Муляк В.В., Порошин В.Д., Гаттенбергер Ю.П., Абукова Л.А. и др. Гидрохимические методы анализа и контроля разработки нефтяных и газовых месторождений. М.: ГЕОС, 2007. 245 с.

10. *Абукова Л.А., Абрамова О.П., Кошелев А.В., Ли Г.С.* Гидрохимический контроль за разработкой месторождений углеводородов в условиях низкоминерализованных пластовых вод // Вестник ЦКР Роснедра. 2013. № 5. С. 2–7.
11. *Гладков Е.А.* Учет деформационно-метасоматического преобразования нефтегазоносных залежей в процессе их разработки // Изв. Томского политехнич. ун-та. 2012. Т. 320, № 1. С. 138–142.
12. *Малышева Е.О.* Условия формирования пермских терригенных коллекторов севера Печорского нефтегазоносного бассейна: Дис. ... канд. геол.-минерал. наук. Сыктывкар, 1985. 266 с.
13. *Невская Н.М.* Гидрогеология артезианских бассейнов Тимано-Печорской провинции в связи с перспективами нефтегазоносности: Автореф. дис. ... канд. геол.-минерал. наук. Л.: Всесоюз. нефт. науч.-исслед. геол.-развед. ин-т, 1973. 25 с.
14. *Абукова Л.А., Абрамова О.П., Тупышев М.К.* Пат. RU 2681144 С1. Способ контроля за разработкой газового месторождения. № 2018103869; Заявл. 01.02.2018; Опубл. 04.03.2019 // Изобретения. Полез. модели. Бюл. № 7. 7 с. <http://www1.fips.ru>
15. *Делия С.В., Абукова Л.А., Абрамова О.П., Анисимов Л.А.* и др. Экспериментальное и численное моделирование взаимодействия пластовых и технических вод при разработке месторождения им. Ю. Корчагина // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2012. № 10. С. 34–41.
16. *Левинунова С.П.* О распространении сорбированного водорода в осадочных породах // Геология нефти и газа. 1982. № 9. С. 53–55.

The geochemical role of meteoric waters as a factor in the formation of the void space of oil and gas reservoirs

O.P. Abramova, A.V. Goreva*, R.R. Gumerova

Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow

E-mail: *sandra_ne@mail.ru

Abstract. The features of the chemical composition of formation waters of the Upper Permian, Lower and Middle Triassic aquifers within individual structures of the Malozemelsk-Kolguev monocline of the Timan-Pechora oil and gas bearing basin are examined. It is shown that the aquifers that, despite their remoteness from the recharge areas, had experienced repeated processes of dipping and uplifting of the territory, preserved the infiltration waters, but significantly transformed ones. To identify their genetic profile and determine the relationship with the processes of catagenetic changes, hydrochemical coefficients and indices of water saturation of calcium carbonate and calcium sulfate are calculated. It is established that the examined infiltration waters are characterized by high aggressiveness, dissolution ability, leaching and removal of main minerals. It is pointed out that the consequence of these processes is the formation of secondary void space and the creation of high capacitive and filtration properties of rocks. The universality of geochemical interaction between water and rocks in thermodynamically open geological systems is emphasized and it is confirmed by individual geological examples that the heterogeneity of the hydrochemical field can act as a cause of screening zones of oil and gas accumulation, as well as provide appropriate conditions for localization of hydrocarbon fluids.

Keywords: Timan-Pechora oil and gas bearing basin, aquifers, infiltration epigenesis, saturation indices, oil and gas accumulation, pore and void space.

Citation: Abramova O.P., Goreva A.V., Gumerova R.R. The geochemical role of meteoric waters as a factor in the formation of the void space of oil and gas reservoirs // Actual Problems of Oil and Gas. 2020. Iss. 4(31). P. 3–13. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2020-31.art1> (In Russ.).

References

1. *Kholodov V.N.* Catagenesis types and sedimentary-hydrothermal ore formation // Groundwater and the evolution of lithosphere. Vol. 1. Moscow: Nauka, 1985. P. 226–253. (In Russ.).
2. *Lebedev B.A.* Geochemistry of epigenetic processes in sedimentary basins. Leningrad: Nedra, 1992. 239 p. (In Russ.).
3. *Shvartsev S.L.* General hydrogeology: Textbook. Moscow: Nedra, 1996. 423 p. (In Russ.).
4. *Toth J.* Petroleum hydrogeology – a new basic in exploration // World Oil. 1987. Vol. 205, No. 3. P. 48–50.
5. *Kashchavtsev V.E., Mishchenko I.T.* Salt formation during oil extraction. Moscow: Orbita-M, 2004. 432 p. (In Russ.).
6. *Goryunova L.F.* Features of the structure and assessment of oil and gas bearing prospects of the Upper Devonian–Low Carboniferous oil and gas bearing complex of the Melekes depression: Synopsis of Ph.D. thesis. Moscow: Gubkin University, 2009. 23 p. (In Russ.).
7. *Brimhall R.M.* Groundwater hydrology of the San Juan Basin, New Mexico // Cretaceous and Tertiary rocks of the Southern Colorado Plateau: Four Corners Geological Society guidebook / Ed. by J.E. Fasset. 1973. P. 197–207.

8. Cox D., Onsage P., Thomson J., Reinke R., Gianinny G. et al. San Juan Basin groundwater modeling study: Groundwater-surface water interactions between Fruitland coalbed methane development and rivers: Colorado Oil and Gas Conservation Commission San Juan Basin study report, 2001.
9. Mulyak V.V., Poroshin V.D., Gattenberger Y.P., Abukova L.A. et al. Hydrochemical methods for analysis and control of oil and gas field development. Moscow: GEOS, 2007. 245 p. (In Russ.).
10. Abukova L.A., Abramova O.P., Koshelev A.V., Li G.S. Hydrochemical control of hydrocarbon deposit development in conditions of low-mineralized formation waters // Bulletin of the CDC Rosnedra. 2013. No. 5. P. 2–7. (In Russ.).
11. Gladkov E.A. The consideration of deformation-metasomatic conversion of oil and gas deposits at their development // Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. 2012. Vol. 320, No. 1. P. 138–142. (In Russ.).
12. Malysheva E.O. Conditions of formation of Permian terrigenous reservoirs of the north of the Pechora oil and gas bearing basin: Ph.D. thesis. Syktyvkar, 1985. 266 p. (In Russ.).
13. Nevskaya N.M. Hydrogeology of artesian basins of Timan-Pechora province in connection with oil and gas prospects: Synopsis of Ph.D. thesis. Leningrad: All-Union Petroleum Scientific-Investigative Institute for Geological Exploration, 1973. 25 p. (In Russ.).
14. Abukova L.A., Abramova O.P., Tupysev M.K. Pat. RU 2681144 C1. Method for control over gas deposit development. No. 2018103869; Declared 01.02.2018; Publ. 04.03.2019 // Inventions. Useful models. Bull. No. 7. 7 p. <http://www1.fips.ru>
15. Delya S.V., Abukova L.A., Abramova O.P., Anisimov L.A. et al. Application of experimental and numerical simulation of formation and technical water interaction while developing Yu. Korchagin oilfield // Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields. 2012. No. 10. P. 34–41. (In Russ.).
16. Levshunova S.P. Distribution of sorbed hydrogen in sedimentary rocks // Geologiya Nefti i Gaza. 1982. No. 9. P. 53–55. (In Russ.).