

Информационная значимость геохимических и гидрогеологических данных в нефтегазовой геологии

М.А. Большакова^{1*}, А.В. Корзун¹, А.В. Ступакова¹, Р.С. Сауткин¹, А.Г. Калмыков¹,
Э.А. Абля¹, Е.А. Краснова¹, Н.А. Харитонов¹, М.С. Тихонова¹, Е.В. Козлова²,
И.А. Санникова³, Т.А. Рязанова⁴, И.Ю. Белкин⁴

¹Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Москва, Россия

²Сколковский институт науки и технологий, Москва, Россия

³ООО «Газпромнефть – Технологические партнерства», Москва, Россия

⁴ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

В статье рассмотрены принципиальные возможности использования результатов геохимических и гидрогеохимических исследований органического вещества, нефтей и вод в нефтегазовой геологии, в том числе и для объектов, находящихся на стадии разработки. Показано, что геохимические исследования нефтей и вод позволяют делать более корректные выводы о наличии или отсутствии флюидодинамической связанности разных эксплуатационных объектов. Исследования органического вещества и нефтей позволяют (посредством бассейнового моделирования) оценить вклад в формирование нефтеносности разных нефтематеринских толщ. Выполнение в комплексе работ гидрогеохимических исследований попутных вод и вод, используемых в системе поддержания пластового давления, не только активно дополняют собой знание о наличии или отсутствии флюидодинамических связей между пластами и эксплуатационными объектами, но и делают возможным оценку индексов насыщения, которые позволяют нам выявить потенциально возможные минеральные фазы при солеотложении, а значит, и позволят предотвратить возможность нежелательного отложения солей. Приведенные выводы базируются на результатах комплексных геолого-геохимических исследований, выполненных авторами для одного из месторождений Краснотеннинского свода Западной Сибири, находящегося на стадии разработки, а также на предыдущем опыте авторов.

Ключевые слова: органическое вещество, биомаркеры, гидрогеохимия, пластовые воды, нефть, нефтематеринская порода

Для цитирования: Большакова М.А., Корзун А.В., Ступакова А.В., Сауткин Р.С., Калмыков А.Г., Абля Э.А., Краснова Е.А., Харитонов Н.А., Тихонова М.С., Козлова Е.В., Санникова И.А., Рязанова Т.А., Белкин И.Ю. (2021). Информационная значимость геохимических и гидрогеологических данных в нефтегазовой геологии. *Георесурсы*, 23(2), с. 214–220. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2021.2.21>

Геохимические исследования широко используются на поисковой стадии геологоразведочных работ на нефть и газ – для определения нефтегазоматеринских пород (НГМП), очага и масштабов генерации и миграции углеводородных флюидов, их фазового состава, оценки ресурсов нефти и газа и т.п. Однако результаты геохимических исследований, причем не только органического вещества (ОВ), нефти и газа, но и пластовых вод могут быть с пользой применены и для решения научных и технических вопросов, возникающих при разработке месторождений углеводородного сырья (УВ).

Коллективом сотрудников геологического факультета МГУ имени М.В. Ломоносова совместно с коллегами были проведены комплексные геохимические и гидрогеохимические исследования обогащенных ОВ пород (образцы – более 900 шт. – керны пород среднеюрского возраста – тюменской свиты и пород верхнеюрской высокоуглеродистой формации – тутлеймской и абалакской свит), нефтей (более 40 проб из разных пластов – доюрского комплекса, базального горизонта, тюменской,

пахомовской, викуловской свиты) и пластовых вод (из тех же пластов, что и пробы нефти, а также пробы воды из атлым-новомихайловского (олигоценового) водоносного комплекса, эксплуатируемого с целью обеспечения системы поддержания пластового давления (ППД) и воды, используемой при проведении гидроразрыва пласта (ГРП)) одного из многопластовых месторождений центральной части Западной Сибири (Краснотеннинский свод).

Комплекс аналитических исследований включал:

Для пород, обогащенных ОВ: углепетрографические исследования, пиролиз (Rock-Eval 6) до и после экстракции (в аппаратах Сокслета), определение кинетических спектров деструкции керогена пород тутлеймской свиты методом открытого пиролиза (HAWK), экстракцию (хлороформом и многоступенчатую различными органическими растворителями), разделение экстрактов на аналитические группы методом жидкостно-адсорбционной колоночной хроматографии, газовую хроматографию (Clarus 500, Perkin Elmer), хроматомасс-спектрометрию (Agilent Techn., США) и изотопию углерода экстрактов и аналитических групп (Delta V Advantage, Thermo Fisher Scientific).

Для нефтей: определение плотности, вязкости, группового состава нефтей методом жидкостно-адсорбционной

* Ответственный автор: Мария Александровна Большакова
e-mail: m.bolshakova@oilmsu.ru

© 2021 Коллектив авторов

колоночной хроматографии, газовую хроматографию (Clarus 500, Perkin Elmer) и хроматомасс-спектрометрию (Agilent Techn., США), а также изотопию углерода аналитических групп нефтей (Delta V Advantage, Thermo Fisher Scientific).

Для пластовых вод: Определение концентрации основных ионов производилось на высокоэффективном ионном жидкостном хроматографе LC-20 (Shimadzu, Япония). Содержание J⁻ в пробах воды получено методом постоянноточковой инверсионной вольтамперометрии с углеродным электродом на вольтамперометрическом анализаторе “Экотест-ВА”. Определение металлов выполнено методом атомно-эмиссионной спектрометрии с индуктивно-связанной плазмой на спектрометре iCAP 7600Duo (Thermo Scientific Corporation, США), металлов и редкоземельных элементов на эмиссионном спектрометре с индуктивно-связанной плазмой Agilent 7700 (Agilent Techn., США).

Определение концентрации органического углерода (TOC) осуществлялось методом каталитического окисления при 680°C в присутствии кислорода или кислородсодержащего газа и катализатора до диоксида углерода (IV) и последующем определении общего и неорганического углерода с использованием детектора инфракрасного излучения на анализаторе общего и органического углерода и азота TOC-V (Shimadzu, Япония).

Определение стабильных изотопов кислорода, водорода и углерода ($\delta^{13}\text{CTIC}$, $\delta^{18}\text{OTIC}$, $\delta^{18}\text{OV-SMOW}$, $\delta^{18}\text{OV-SMOW}$) проводилось на изотопном масс-спектрометре Delta V Advantage (Thermo Fisher Scientific), соединенном с линией пробоподготовки Gas Bench II. Точность измерений контролируется по международным стандартам VSMOW, SLAP2 и GISP с известными значениями δD и $\delta^{18}\text{O}$. Воспроизводимость результатов анализа, включая полный цикл пробоподготовки образцов, не выходит в среднем за пределы $\pm 0,2\text{‰}$ и $\pm 3\text{‰}$ для $\delta^{18}\text{O}$ и δD , соответственно.

Стабильные изотопы 13-углерода растворенных карбонатов определялись в предварительно высаженных из воды карбонатах (массой около 1 г). Пробы подвергались обработке полифосфорной кислотой на линии пробоподготовки Gas Bench II, подключенной непосредственно к масс-спектрометру Delta V Advantage (Thermo Fisher Scientific).

Для оценки кондиционности проб нефтей и попутной воды и влияния техногенного фактора проанализированы данные по интервалам перфорации и датам перестрелов, по проведенным на скважинах ГТМ, по величине обводненности; проведено сопоставление с минерализацией и ТОС, по размерам зон закачки от нагнетательных скважин.

В результате:

- определен потенциал нефтегазоматеринских толщ (НГМТ) как современный, так и исходный – использовались параметры пиролиза, такие как S1, S2, ТОС, Tmax и углепетрографические характеристики совместно с показателем отражения витринита или эквивалентов;

- определены закономерности преобразования НГМТ (баженовской свиты – отбирались катагенетически необработанные образцы – для характеристики в бассейновой модели свойств органического вещества тутлеймской свиты, возрастного аналога баженовских отложений)

- кинетические спектры деструкции керогена;

- произведена корреляция нефтей из разных эксплуатационных объектов – НГМТ. Использовались биомаркерные параметры и изотопный состав углерода масел, смол, кислых смол и асфальтенов, входящих в состав нефтей;

- определены количества подвижной и неподвижной нефти в верхнеюрской высокоуглеродистой формации, выступающей в роли нетрадиционного («сланцевого») коллектора. Использовали, например, параметры ΔS_2 – до и после экстракции, генерационный потенциал, и выявлено наличие/отсутствие гидродинамической связанности (естественной и техногенной природы) внутри пласта и разных пластов между собой – по результатам преимущественно биомаркерного анализа нефтей и состава (макро-, микро- и изотопного) вод;

- определены соотношения в пробах воды разных генетических типов, выявлены источники обводнения скважин;

- сделан расчет индексов насыщения;

- уточнена принципиальная модель формирования залежей месторождения (комплексный анализ полученных результатов).

Рассмотрим, какие параметры сыграли роль для решения каждой из этих задач и значимость полученной информации.

- Потенциал НГМТ определен пиролитическими методами, также производился пересчет водородного индекса и содержания органического углерода на катагенетически непреобразованное состояние. Полученная информация важна по многим причинам – она позволяет оценить остаточный и уже реализованный потенциал НГМТ. Эта информация является важной для построения геолого-геохимической бассейновой модели, которая, в свою очередь, дает возможность определить вклад каждой НГМТ в формирование той или иной залежи, что важно для прогноза свойств и состава флюида и их изменчивости.

- Кинетические спектры деструкции керогена (в рамках данной работы, восстановленные для пород баженовской свиты) были использованы для точного прогноза сгенерированных им масс нефти и газа при помощи геолого-геохимического бассейнового моделирования. Это знание необходимо как для оценки ресурсов собственно высокоуглеродистых нетрадиционных формаций – в нашем случае – тутлеймской свиты, так и для оценки количества сгенерированных нефти и газа на каждый этап развития бассейна.

- Сопоставление состава (биомаркерного и изотопного) нефтей из разных эксплуатационных объектов с составом экстрактов из НГМТ позволило определить вклад в формирование нефтеносности разных эксплуатационных объектов разных НГМТ. В случае проведенной работы по Краснотенинскому своду показано, что в формировании нефтей продуктивных пластов доюрского комплекса и тюменской свиты принимали участие нефтематеринские прослои собственно тюменской свиты и тутлеймские отложения. Нефтеносность викуловских пластов сформирована за счет флюидов сгенерированных тутлеймской свитой;

- Определены количества подвижной и неподвижной нефти в верхнеюрских высокоуглеродистых отложениях, эта информация позволяет оценить ресурсы извлекаемой различными методами нефти: количества условно

«свободной» нефти и количества нефти извлекаемой при помощи дополнительных, например, тепловых методов воздействия на пласт, это дает возможность для оптимизации нефтеизвлечения из нетрадиционного коллектора. Для определения количества «свободной», «связанной» (сорбированной на органическом веществе) нефти и нефти, которую возможно доизвлечь существенным тепловым воздействием на породы, использовался комплекс из пиролитических исследований и определения количества экстрактов, извлеченных из породы сначала в форме цилиндра (из открытых пор), а затем в форме порошка (из закрытых пор) различными органическими растворителями (Тихонова и др., 2019);

- Выявлено наличие/отсутствие гидродинамической связанности (естественной и техногенной природы) внутри пласта и разных пластов между собой. Для получения этой информации использовались как результаты исследования нефтей различных пластов и различных частей месторождения, так и результаты гидрогеохимических исследований вод различных пластов и различных частей месторождения, а также вод, закачиваемых в пласты для поддержания пластового давления. Для нефтей ключевой характеристикой, позволяющей разделить нефти на группы, стал молекулярный биомаркерный состав (особенно индикаторы катагенетической преобразованности). Он позволил разделить между собой эксплуатационные объекты, между которыми однозначно отсутствует гидродинамическая связь. Это пласты викуловской свиты и более древние пласты. Но в некоторых скважинах были обнаружены признаки гидродинамической связи между викуловскими пластами и пластами тюменской свиты и доюрского комплекса, что, по нашему мнению, свидетельствует о периодически возникавших перетоках между этими отложениями (скважины, в которых сходство состава нефтей и вод из разных пластов могло быть вызвано техногенным фактором – перестрелами в процессе эксплуатации месторождения, были исключены из выборки для анализа условий формирования нефтеносности месторождения).

Расскажем о гидрогеохимических исследованиях более подробно, поскольку они редко включаются в комплексные геохимические исследования, хотя и обладают достаточно высокой информативностью.

Традиционно для определения генезиса воды применяются генетические коэффициенты, однако в условиях неярко выраженной вертикальной гидрогеохимической зональности, низкой контрастности минерализации и макрокомпонентного состава определение становится неоднозначным (Дюнин, Корзун, 2010). При классифицировании вод использовались: величина минерализации, генетические коэффициенты по классификации Сулина В.А., соотношения концентраций микрокомпонентов, ТОС (содержание углерода органического), галогенидов, а также данные по изотопному составу воды и палеотемпературы. В результате было выделено 4 группы пластовых вод. На рис. 1 показано распределение минерализации и типа вод. В основу названия группы воды легла широко используемая классификация Сулина В.А.

1. Атмогенные – к которым относятся воды, используемые для гидроразрыва пласта (ГРП) и воды олигоценного водоносного горизонта, с минерализацией до 1 г/л.

2. Пластовые воды гидрокарбонатно-натриевого типа с минерализацией 14–16 г/л, к ним в основном относятся воды викуловского и пахомовского пластов. В этой группе также выявлены пластовые воды, коррелирующие с расположением разломов, по которым возможен привнос гидротермального флюида.

3. Пластовые воды хлоридно-кальциевого типа с минерализацией около 20 г/л, приуроченные к отложениям тюменской свиты.

4. Пластовые воды (инверсионные) гидрокарбонатно-натриевого типа с привносом гидротермального флюида ($>150^{\circ}\text{C}$), с минерализацией около 10 г/л, к ним относятся воды пластов базального горизонта. График изменения минерализации с глубиной приведен на рис. 2, из которого следует, что менее минерализованные воды приурочены к наиболее глубоким пластам – базального горизонта.

Комплексный анализ химического состава воды, генетических коэффициентов, изотопного состава кислорода, водорода, углерода и урана 238 ($\delta^{18}\text{O}_{\text{TC}}$, $\delta^{18}\text{O}_{\text{V-SMOW}}$, $\delta\text{D}_{\text{V-SMOW}}$, $\delta^{13}\text{C}_{\text{TC}}$), галогенидов, ТОС, металлов и редкоземельных элементов, а также степени взаимодействия с гидротермальными флюидами позволил решить ряд задач.

Выполнена оценка гидродинамической взаимосвязи по латерали и между пластами по вертикали. Так, в викуловском пласте по особенностям изотопного состава, выразившемся в утяжелении $\delta^{13}\text{C}_{\text{TC}}$ (+0,3)–(+1,9‰), значительном отрицательном сдвиге, $\delta^{18}\text{O}_{\text{V-SMOW}}$ (до -14,9‰), установлены зоны с вертикальной восходящей фильтрацией. Пласты базального, тюменского и доюрского горизонтов, при условии, что залегают на близких глубинах, содержат принципиально разные воды и, следовательно, в настоящий момент не имеют латеральной флюидодинамической связи между собой. Следует отметить, что по полученным пробам наиболее подвержены гидротермальной проработке пласты базального горизонта (инверсионные воды с пониженной минерализацией), где и сейчас наблюдается значительный приток флюида, обогащенного углекислотой. Воды доюрского комплекса (даже при условии возможной примеси воды из викуловской свиты вследствие не идеальной изоляции последнего) не похожи на пластовые воды, и единственные имеют в своем составе не только тяжелый $\delta^{13}\text{C}_{\text{TC}}$, но и отрицательный сдвиг величины $\delta^{18}\text{O}_{\text{V-SMOW}}$ (-27,2‰), который свидетельствует об активном изотопном обмене кислородом между водой и газовой фазой CO_2 , при большом количестве газа в системе (Галимов, 1973). Подобное обусловлено наличием в системе открытых разломов, по которым может происходить внедрение глубинного флюида с углекислым газом, что подтверждается относительно высоким соотношением $^{234}\text{U}/^{238}\text{U} - +1,96$. Соотношение $^{234}\text{U}/^{238}\text{U}$ в подземных водах позволяет отследить активизацию разломов, которая сопровождается обогащением подземных вод изотопом ^{234}U – так называемый эффект Чердынцева-Чалова.

Проведен анализ достоверности отобранных проб и определение источников обводнения. В ряде проб вода из скважин имела хлоридно-магниевый тип, который характерен для морской воды, а отношение Na/K – около 20, что свидетельствует о наличии техногенной примеси в воде. Отношение Na/K в океанической воде равно 27,8. Для пластовых катагенно-преобразованных рассолов это значение увеличивается до 80–100. Уменьшение

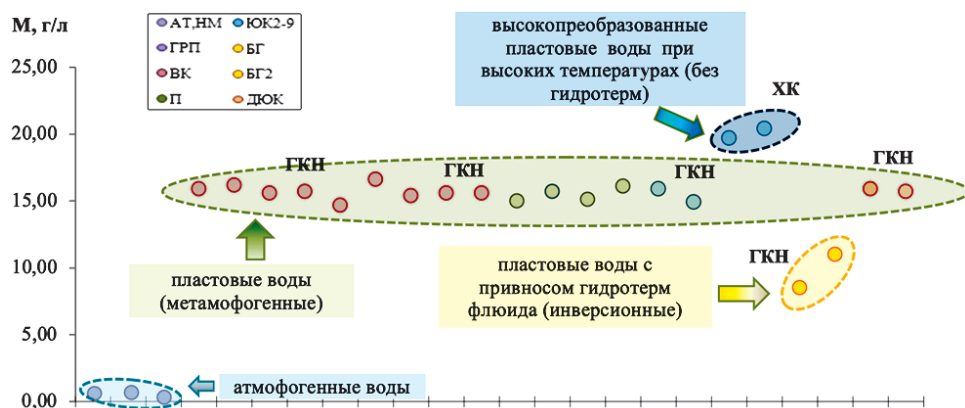


Рис. 1. Распределение минерализации и генетических типов пластовой воды по горизонтам. АТ, НМ – атлым-новомихайловский водоносный горизонт, ГРП – воды, используемые при гидроразрыве пласта; ВК – викуловский пласт, П – пахомовский пласт, ЮК2-9 – тюменская свита. БГ и БГ2 – базальный горизонт, ДЮК – доюрский комплекс. Типы воды: ГКН – гидрокарбонатно-натриевый, ХК – хлоридно-кальциевый

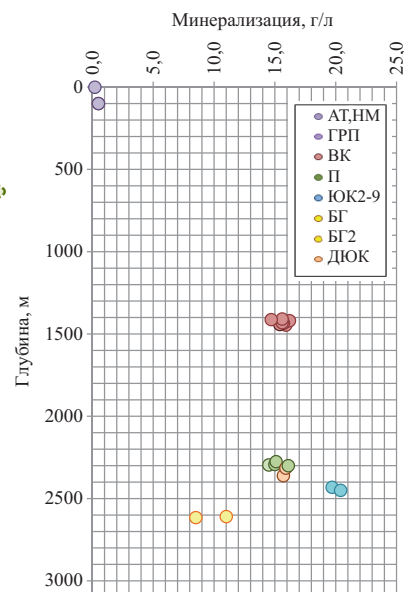


Рис. 2. График изменения минерализации по глубине

отношения Na/K возможно в трех случаях. При испарительном концентрировании природных вод: к примеру, для рассолов Ангаро-Ленского бассейна с минерализацией более 400 г/дм³ этот показатель уменьшается до 0,2–0,5. Также резкое увеличение относительной доли калия известно для высокотермальных вод. В водах минерального источника Гарм-Чашма (Таджикистан) это отношение уменьшается до 6–7 (Киреева и др., 2020). В прочих случаях, резкое увеличение относительного содержания калия свидетельствует о присутствии технических вод в пробе. Такие пробы воды не были использованы при интерпретации.

Комплексный анализ химического и изотопного состава попутных вод позволил определить пропорции смешения как природных вод из различных пластов, так и природных и техногенных вод системы поддержания пластового давления ППД. Так, в скважине, на момент отбора проб, которая была оборудована на доюрский комплекс, но до 2017 года работала на викуловский пласт, проведенные гидрогеохимические исследования показали, что воды по ряду показателей сходны с водой пласта ВК, что может быть связано с плохой изоляцией последнего.

Однако, характерный изотопный состав данной пробы показал высокие тяжелые значения $\delta^{13}\text{C}_{\text{TIC}}$ (–0,3‰) и относительно тяжелый кислород $\delta^{18}\text{O}_{\text{V-SMOW}}$ (–8,8‰), что ближе к доюрскому комплексу $\delta^{13}\text{C}_{\text{TIC}}$ (2,84‰) и $\delta^{18}\text{O}_{\text{V-SMOW}}$ (–27,2‰). Высокая обводненность продукции (до 15%), не характерная для доюрского комплекса (ДЮК), также косвенно подтверждает вывод о наличии в пробе викуловской воды (ВК). Таким образом, данная проба является смесью вод пластов доюрского комплекса и викуловской свиты в соотношении 40%:60%. Расчет процентного соотношения был выполнен по формуле смешения по изотопному составу и ряду микрокомпонентов.

Попутная вода из ряда скважин является смесью вод из тюменских отложений или доюрских пород, также вод ППД, с долей последних около 50%. В пахомовском пласте, установлены пробы с примесью более молодых вод (система ППД), содержание которых не превысило 20%.

С целью оценить возможное выпадение солей из пластовых вод при изменении давления были рассчитаны индексы насыщения. Расчеты были выполнены в программе PHREEQC для всех образцов подземных вод при

пластовых температурах и различных значениях давлений (начальном до разработки, текущем и нагнетательном). Рассчитывались индексы насыщения более 50 минералов. При моделировании приняты существенные допущения: рассматривалась однокомпонентная система «в стакане», не учитывался в расчетах состав обменного комплекса отложений, минеральный состав пород и содержание газов (в том числе CO_2), не рассматривалось участие водорастворенных органических веществ, не задавалась кинетика реакции и др. Поэтому рассчитанные индексы насыщения можно лишь условно проецировать на пластовые условия.

Положительные индексы насыщения для подземных вод рассматриваемых водоносных комплексов, полученные при пластовых температурах и давлениях, выявлены во всех пробах по отношению к кальциту, доломиту, в викуловском пласте по стронцианиту, в тюменском по гетиту. А также в отдельных пробах по стронцианиту, сидериту, бариту и целестину (рис. 3).

В результате проделанных комплексных геолого-геохимических исследований (в рамках которых кроме геохимических проведен комплекс литологических, петрографических, петрофизических, геофизических и др. исследований) уточнена принципиальная модель формирования залежей исследованного месторождения, и проведено сравнение с ранее предложенной схемой миграции углеводородов на Красноленинском свде (Гончаров и др., 2016).

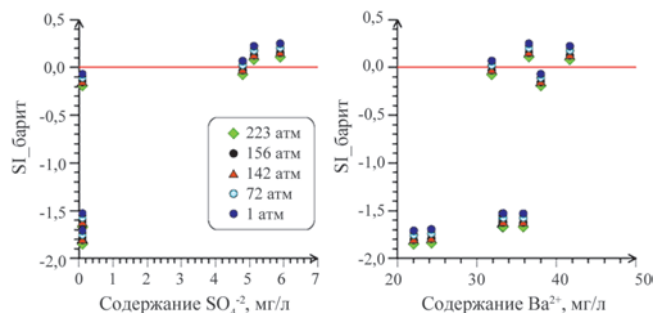


Рис. 3. Зависимость индексов насыщения (SI) барита от SO_4^{2-} и Ba^{2+} , рассчитанные при пластовой температуре и различных давлениях в викуловской свите

По существующим представлениям (Гончаров и др., 2016), мощная толща фроловских глин мешает вертикальной миграции вверх углеводородов из баженовской НГМТ в викуловские отложения.

По нашему мнению, миграция по вертикали через фроловские глины происходила и происходит вверх по многочисленным разломам (которые выявлены по результатам интерпретации сейсмических данных) периодически: замирая и возобновляясь.

Помимо подтока сухого газа, легких и средних углеводородов в виде газоконденсатной смеси из доюрского комплекса (Гончаров и др., 2016), по нашему мнению, происходит подток гидротермальных флюидов, в том числе и с CO_2 из пород фундамента.

Выделено две группы нефтей: надбаженовские (викуловские пласты группы ВК) и подбаженовские (пласты группы ЮК – тюменская свита, БГ – базальный горизонт, П – пахомовский горизонт, ДЮК – доюрский комплекс), которые существенно отличаются друг от друга – например, распределением *n*-алканов, отношением метилдибензотиофенов, Ts/Tm . Наиболее контрастными параметрами являются биомаркерные индикаторы катагенеза. Ранее считалось, что роль в формировании залежей углеводородов на тюменской и шеркалинской свит незначительна (Гончаров и др., 2016), однако подбаженовские нефти генерированы преимущественно тюменской и баженовской свит из более погруженных частей бассейна (региональных очагов). Надбаженовские (викуловские) нефти сгенерированы баженовской/тутлеймской свитой.

В геологической истории происходил неоднократно возобновляющийся флюидообмен по разломам, что подтверждается схожим составом воды в викуловском и пахомовском пластах и доюрском комплексе и различиями в зрелости нефтей по некоторым показателям и палеогеотермии по воде.

Выводы, полученные по гео- и гидрогеохимическим исследованиям флюидов хорошо согласуются с результатами других исследований, выполненных в рамках комплексной работы.

При литологических исследованиях зафиксировано несколько палеоперехватов зеркала чистой воды в отложениях викуловской свиты, также в зонах, ослабленных многочисленными разломами. В викуловской свите зафиксированы карбонаты нескольких генераций гидротермального происхождения, что согласуется с утверждением об импульсном заполнении резервуара в несколько этапов.

В трещинах баженовского комплекса зафиксированы карбонаты гидротермального происхождения, что подтверждает результаты исследования воды.

Выводы о многократном прогреве этих отложений, полученные при петрографическом изучении пород доюрского комплекса, хорошо перекликаются с выводами о стадийном заполнении резервуара (полученными по результатам бассейнового геолого-геохимического моделирования). Это связано с тем, что прогрев ДЮК и периодическое появление миграции по тектоническим нарушениям (в большом количестве зафиксированным сейсмиками) происходили в одно и то же время и были связаны с тектоническими подвижками.

Таким образом, результаты комплексных геохимических исследований органического вещества пород, нефтей и вод могут быть использованы для различных прикладных целей – от оценки разных по степени связанности видов «сланцевой» нефти и оценки долей флюидов в извлекаемом продукте, до прогноза солеотложения на оборудовании и в пласте и оптимизации схемы разработки месторождения. В этой статье мы постарались показать комплекс исследований органической составляющей пород, нефтей и вод, который авторы считают необходимым привлекать при эксплуатации месторождений. Более подробно результаты, полученные по отдельным видам исследований будут опубликованы отдельно.

Благодарности

Авторы благодарят рецензента за внимательное прочтение статьи.

Литература

- Галимов Э.М. (1973). Изотопы углерода в нефтегазовой геологии. Москва: Недра, 384 с.
- Гончаров В.И., Фадеева С.В., Самойленко В.В., Обласов Н.В., Веклич М.А. (2016). Роль различных видов миграции углеводородов в формировании залежей нефти и газа в Западной Сибири (на основе геохимических данных). *Нефтяное хозяйство*, 4, с. 12–17.
- Дюнин В.И., Корзун А.В. (2005). Гидрогеодинамика нефтегазоносных бассейнов. Москва: Научный мир, 524 с.
- Киреева Т.А., Салихов Ф.С., Бычков А.Ю., Харитонов Н.А. (2020). Химический состав и условия формирования некоторых термальных источников Таджикистана. *Геохимия*, 65(3), с. 1–12.
- Тихонова М.С., Иванова Д.А., Калмыков А.Г. и др. (2019) Методика ступенчатой экстракции пород высокоуглеродистых формаций для изучения компонентного распределения битумоидов и изменчивости их основных геохимических параметров. *Георесурсы*, 2(21), с. 172–182. [https:// doi.org/10.18599/grs.2019.2.172-182](https://doi.org/10.18599/grs.2019.2.172-182)

Сведения об авторах

Мария Александровна Большакова – канд. геол.-мин. наук, старший научный сотрудник кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, д. 1
e-mail: m.bolshakova@oilmsu.ru

Анна Вадимовна Корзун – канд. геол.-мин. наук, доцент кафедры гидрогеологии, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, 1, Геологический факультет МГУ

Антонина Васильевна Ступакова – доктор геол.-мин. наук, профессор, директор Института перспективных исследований нефти и газа, заведующая кафедрой геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, д. 1

Роман Сергеевич Сауткин – кандидат геол.-мин. наук, старший научный сотрудник кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, д. 1

Антон Георгиевич Калмыков – канд. хим. наук, старший научный сотрудник кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, д. 1

Энвер Алексеевич Абля – канд. геол.-мин. наук, доцент кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых

Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, д. 1

Елизавета Андреевна Краснова – канд. геол.-мин. наук, старший научный сотрудник кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых

Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, д. 1

Наталья Александровна Харитоновна – доктор геол.-мин. наук, профессор кафедры гидрогеологии, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, д. 1

Маргарита Станиславовна Тихонова – инженер кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, д. 1

Елена Владимировна Козлова – канд. геол.-мин. наук, ведущий научный сотрудник, Центр Добычи Углеводородов, Сколковский институт науки и технологий

Россия, 121205, Москва, территория Инновационного Центра Сколково, Большой бульвар, д. 30, стр. 1

Ирина Алексеевна Санникова – канд. геол.-мин. наук, главный специалист, Лаборатория геологии и геохимии, Центр комплексного инжиниринга разведки и добычи нетрадиционных ресурсов, ООО «Газпромнефть – Технологические партнерства»

Россия, 121205, Москва, ул. Сикорского, д. 11

Татьяна Алексеевна Рязанова – канд. геол.-мин. наук, эксперт, ООО «Тюменский нефтяной научный центр»

Россия, 625048, Тюмень, ул. Максима Горького, д. 42

Иван Юрьевич Белкин – Руководитель группы по гидрогеологическому сопровождению проектов отдела подсчета запасов подземных вод Управления по подсчету запасов и геологическому моделированию, ООО «Тюменский нефтяной научный центр»

Россия, 625048, Тюмень, ул. Максима Горького, д. 42

Статья поступила в редакцию 11.03.2021;

Принята к публикации 13.05.2021; Опубликована 25.05.2021

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Geochemical and hydrogeological parameters informativity in oil and gas geology

*M.A. Bolshakova¹, A.V. Korzun¹, A.V. Stoupakova¹, R.S. Sautkin¹, A.G. Kalmykov¹,
E.A. Ablya¹, E.A. Krasnova¹, N.A. Kharitonova¹, M.S. Tikhonova¹, E.V. Kozlova²,
I.A. Sannikova³, T.A. Ryazanova⁴, I.Yu. Belkin⁴*

¹Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russian Federation

²Skolkovo Institute of Science and Technology, Moscow, Russian Federation

³Gazpromneft – Technological Partnerships LLC, Moscow, Russian Federation

⁴Tyumen Oil Research Center, LLC, Moscow, Russian Federation

*Corresponding author: Maria A. Bolshakova, e-mail: m.bolshakova@oilmsu.ru

Abstract. The article discusses the fundamental possibilities of using the results of geochemical and hydrogeochemical studies of organic matter, oils and waters in oil and gas geology, including for objects at the stage of development. It is shown that complex geochemical studies of oils and waters make it possible to get more correct conclusions about the presence or absence of fluid-dynamic connectivity of different horizons. Studies of organic matter and oils allow (by basin modeling instrument) to understand the contribution of different source rocks to formation of oils of different reservoirs. Hydrogeochemical studies of associated waters and waters used in the reservoir pressure maintenance system in a complex of works not only actively complements the knowledge about the presence or absence of fluid-dynamic connections between reservoirs and production objects, but also make it possible to predict, for example, salt deposition on equipment and in the reservoirs, and therefore allow you to prevent the possibility of unwanted salt deposition. The conclusions are based on the results of comprehensive geological and geochemical studies carried out by the authors for one of the deposits of the Krasnoleninsky arch of Western Siberia, which is at the development stage, as well as on the previous experience of the authors.

Keywords: organic matter, biomarkers, hydrogeochemistry, reservoir waters, oil, source rock

Recommended citation: Bolshakova M.A., Korzun A.V., Stoupakova A.V., Sautkin R.S., Kalmykov A.G., Ablya E.A., Krasnova E.A., Haritonova N.A., Tikhonova M.S., Kozlova E.V., Sannikova I.A., Ryazanova T.A., Belkin I.Yu. (2021). Geochemical and hydrogeological parameters informativity in oil and gas geology. *Georesursy = Georesources*, 23(2), pp. 214–220. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2021.2.21>

Acknowledgments

The authors thank the reviewer for his careful reading of the article.

References

- Dyunin V.I., Korzun A.V. (2005). Hydrogeodynamics of oil and gas basins. Moscow: Nauchnyi mir, 524 p. (In Russ.)
- Galimov E.M. (1973). Carbon isotopes in oil and gas geology. Moscow: Nedra, 384 p. (In Russ.)
- Goncharov V.I., Fadeeva S.V., Samoilenko V.V., Oblasov N.V., Veklich M.A. (2016). The role of various types of hydrocarbon migration in the formation of oil and gas deposits in Western Siberia (based on geochemical data). *Neftyanoe khozyaistvo = Oil industry*, 4, pp. 12–17. (In Russ.)
- Kireeva, T.K., Salikhov, F.S., Bychkov, A.Y. et al. (2020). Chemical Composition and Parameters of Formation of the Waters of Some Thermal Springs in Tajikistan. *Geochem. Int.*, 58, pp. 423–434. <https://doi.org/10.1134/S0016702920030064>
- Tikhonova M.S., Ivanova D.A., Kalmykov A.G., Borisov R.S., Kalmykov G.A. (2019). Methods of step extraction of rocks of high-carbon formations for the study of the component distribution of bitumen and variability of their basic geochemical parameters. *Georesursy = Georesources*, 21(2), pp. 172–182. (In Russ.). <https://doi.org/10.18599/grs.2019.2.172-182>

About the Authors

Maria A. Bolshakova – PhD (Geology and Mineralogy), Senior Researcher, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation
e-mail: m.bolshakova@oilmsu.ru

Anna V. Korzun – PhD in Geology and Mineralogy, associate professor of the Hydrogeology Department Lomonosov Moscow State University

Russia, 119234, Moscow, Leninskie gory, 1
e-mail: a.korzun@oilmsu.ru

Antonina V. Stoupakova – DSc (Geology and Mineralogy), Professor, Head of the Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Roman S. Sautkin – PhD (Geology and Mineralogy), Senior Researcher, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Anton G. Kalmykov – PhD (Chemistry), Senior Researcher, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Enver A. Ablya – PhD (Geology and Mineralogy), Associate Professor of the Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Elizaveta A. Krasnova – PhD (Geology and Mineralogy), Senior Researcher, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Natalia A. Kharitonova – Dsc (Geology and Mineralogy), Professor of the Hydrogeology Department, Lomonosov Moscow State University

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Margarita S. Tikhonova – Engineer, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Elena V. Kozlova – PhD (Geology and Mineralogy), Leading Researcher, Centre for Hydrocarbon Recovery, Skolkovo Institute of Science and Technology

30, build.1, Bolshoy ave., Moscow, 121205, Russian Federation

Irina A. Sannikova – PhD (Geology and Mineralogy), Chief Specialist, Laboratory of Geology and Geochemistry, Center for Integrated Engineering of Exploration and Production of Unconventional Resources

Gazpromneft – Technological Partnerships LLC

11, Sikorsky str., Moscow, 121205, Russian Federation

Tatiana A. Ryazanova – Expert in geochemistry of the Department of Analytics and Systematization in Core and Reservoir Fluids Studying Laboratory

Tyumen Oil Research Center LLC

42, Maxim Gorky str., Tyumen, 625048, Russian Federation

Ivan Yu. Belkin – Head of the Hydrogeological Project Support Group of the Department of Groundwater Reserves Calculation, Department of Reserves Calculation and Geological Modeling

Tyumen Oil Research Center LLC

42, Maxim Gorky str., Tyumen, 625048, Russian Federation

Manuscript received 11 March 2021;

Accepted 13 May 2021;

Published 25 May 2021