

УДК 556.314: 552.578.2(571.1/5)

**ГИДРОГЕОХИМИЯ ПРОЦЕССОВ КАТАГЕНЕТИЧЕСКОГО
ПРЕОБРАЗОВАНИЯ ОСАДОЧНЫХ ПОРОД НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ
ОТЛОЖЕНИЙ АРКТИЧЕСКИХ РАЙОНОВ
ЗАПАДНО-СИБИРСКОГО МЕГАБАССЕЙНА**

**CATAGENETIC ALTERATION HYDROGEOCHEMISTRY OF SEDIMENTARY
ROCKS OF HYDROCARBON OCCURRENCES IN ARCTIC AREAS
OF THE WESTERN SIBERIAN MEGABASIN**

Д. А. Новиков

D. A. Novikov

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН

Новосибирский национальный исследовательский государственный университет, г. Новосибирск

*Ключевые слова: гидрогеохимия; вода-порода; численное физико-химическое моделирование;
водородно-минеральный комплекс; зона катагенеза; аутигенное минералообразование*

*Key words: Hydrogeochemistry, water-rock; numerical physico-chemical modeling; hydrogenous mineral
complex; catagenesis area; authigenic mineral formation*

Применительно к осадочным бассейнам наиболее острой является проблема выявления природы и механизмов диагенетического и катагенетического преобразования погружающихся осадков. Долгое время эта проблема решалась чисто литологическими методами, но физико-химический механизм таких преобразований так и остался не раскрытым, поскольку эти исследования проводились в отрыве от состава подземных вод.

Эволюция вод начинается с момента их попадания в осадочно-породный бассейн и протекает в тесной связи с вмещающими горными породами и рассеянным органическим веществом. Каждая осадочная порода представляет собой совокупность парагенетической ассоциации минеральных и (или) органических компонентов и жидкостно-флюидной фазы. Система «вода — алюмосиликатные минералы» относится к наиболее сложным гетерогенным системам с межфазовыми взаимодействиями [1]. При взаимодействии алюмосиликатов с водой происходит образование вторичных продуктов, растворимость которых ниже исходных. Это крайне важное обстоятельство определяет постоянную ненасыщенность воды относительно исходных минералов, которые поэтому могут растворяться в течение всего времени их взаимодействия с подземными водами [2].

Уже более 30-ти лет назад в научной Сибирской гидрогеохимической школе, под руководством С. Л. Шварцева обоснован принцип равновесно-неравновесного состояния системы вода — порода, означающий, что все природные воды всегда неравновесны с одними минералами (эндогенными), которые они непрерывно растворяют, но в то же время они всегда равновесны с какими-то вторичными минералами, которые они постоянно формируют. Равновесно-неравновесное состояние системы вода-порода отражает ее внутренне противоречивый характер, определяющий ее способность к самопроизвольному, непрерывному, геологически длительному развитию с образованием принципиально новых вторичных минералов и геохимических типов воды, которые в совокупности следует именовать водородно-минеральными комплексами [3–5].

В рамках настоящей работы нами изучено равновесие подземных вод нефтегазоносных отложений с минералами вмещающих пород в арктических районах Западно-Сибирского мегабассейна и выявлены гидрогеохимические и термодинамические условия формирования разных аутигенных минералов. Установлено, что, несмотря на невысокую соленость исследуемых вод (до 67 г/дм³) и очень длительное взаимодействие их с горными породами (десятки, а возможно и сотни миллионов лет), равновесия с первичными (эндогенными) минералами альбитом, анортитом, микроклином практически не наблюдается. В то же время подземные воды равновесны с такими минералами как парогонит, маргарит, иллит, мусковит, Са-, Na- и Mg-монтмориллониты, реже с каолинитом и Mg-хлоритом. Для нанесения данных по составу подземных вод нами использовались диаграммы из работ Х. Хельгесона, М. Бин Баккара и Б. Фрица [6, 7].

В пределах изученных структур установлены воды разного генезиса преимущественно хлоридного натриевого и хлоридно-гидрокарбонатного натриевого состава и характеризуются минерализацией от 5 до 67 г/дм³ [8–12]. Последние представления о геологической модели строения нефтегазоносных отложений северных районов Запад-

ной Сибири рассмотрены в работах А. Р. Курчикова, В. Н. Бородкина, А. С. Недосекина и других [13–22], а закономерности вторичных изменений водо-, нефте- и газовмещающих пород установлены в трудах А. Г. Коссовской, Н. В. Логвиненко, В. Д. Шутова, К. Р. Чепикова, Е. П. Ермоловой, Н. А. Орловой, Г. Э. Прозорович, О. Г. Зарипова, Г. Н. Перозио, Р. С. Сахибгареева, Е. Н. Ильясовой, О. В. Япаскурта и многих других исследователей [23–31]. Ими установлено, что наиболее интенсивно процессы вторичного изменения коллекторов (зоны растворения и цементации) проявляются в ходе процессов формирования и разрушения углеводородных залежей. Как правило, эти изменения в большей мере локализованы близ ВНК (ГВК) «... при участии водорастворимых продуктов окисления нефтей растворяются минералы скелета и цемента (кварц, полевые шпаты, каолинит, кальцит, доломит, ангидрит) как терригенных, так и карбонатных коллекторских сред. Лишь вне влияния продуктов окисления нефтей отсутствуют признаки корродированности минералов» [31].

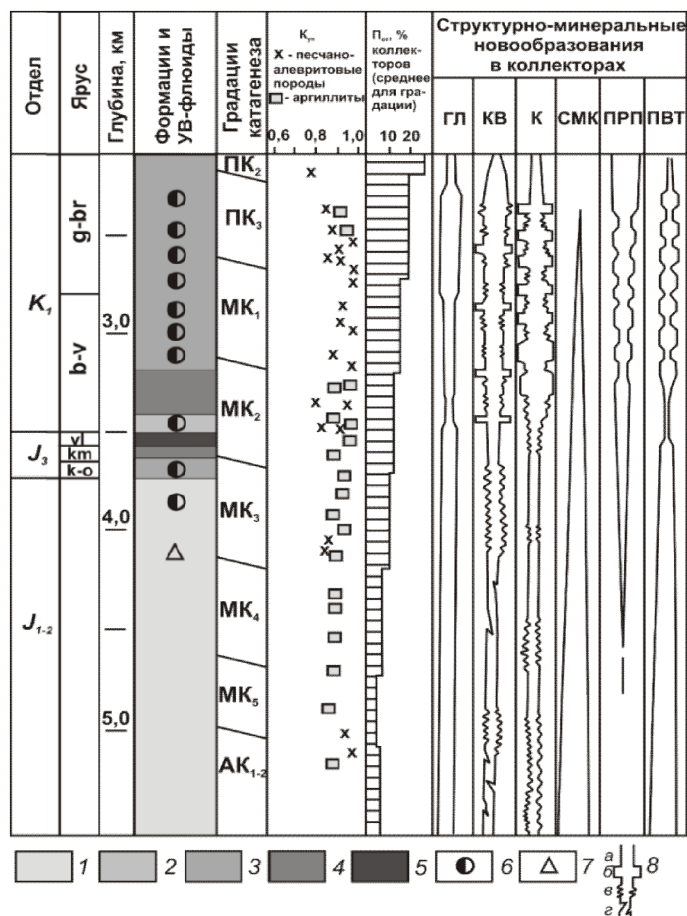


Рис. 1. Зональность изменений физико-литологических свойств пород нижнего мела и юры Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения (по [32]):
 1–5 — формации чехла (1 — песчано-глинистая субугленосная, 2 — песчаная, 3 — песчано-алевритово-глинистая, 4 — глинистая, 5 — битуминозно-кремнисто-глинистая); 6–7 — УВ-флюиды (6 — залежи газоконденсатные, 7 — нефтегазопроявления); 8 — относительная роль и характер структурно-минеральных новообразований СМН: а) рассеянных форм, б) концентрированных, в) коррозия и выщелачивание, г) трещиноватость

Наиболее сильно эпигенетическими процессами затронуты юрские отложения (рис. 1), что проявляется в широком распространении в них структур приспособления и внедрения (сокращения: гл — глинистые минералы, кв — кварц, к — карбонаты, смк — сложные межзерновые контакты, прп — пустоты реликтово-первичные, пвт —

пустоты вторичные). Количество базального и порового цемента заметно снижается с глубиной (единичные случаи присутствия в юрских отложениях), а увеличивается количество порово-плёночного, плёночно-порового и плёночного типов. Состав цемента широко представлен глинистыми и карбонатными разновидностями [32–34].

Результаты рентгеноструктурного анализа осадочных пород свидетельствуют о качественных и количественных минералогических изменениях в глинах/аргиллитах и в составе глинистого цемента песчаников/алевролитов. В песчаниках/алевролитах и глинах/аргиллитах с глубиной увеличивается доля гидрослюд и смешанно-слоистых образований, содержания хлорита в целом также увеличиваются, но наибольшее количество хлорита в составе цемента характерно для пород неокомского комплекса.

Распределение и количественные расчеты по составу глинистой составляющей как в песчаниках/алевролитах, так и в глинах/аргиллитах свидетельствуют о процессах стадийного изменения пород. Интенсивность преобразования минералов увеличивается с глубиной и в тех и в других породах, но в глинах/аргиллитах на любой стадии количественные масштабы преобразования минералов выше. Однако, преобразование глинистых минералов в зернистых породах идёт иным путём, нежели в глинах – путём синтеза, то есть осаждением из раствора.

Анализ термодинамических диаграмм с нанесением точек активностей компонентов состава подземных вод показал, что данные точки локализуются в основном в полях устойчивости слюдистых (мусковит, парагонит, маргарит) и глинистых (каолинит, иллит, монтмориллонит) минералов (рис. 2). Ограниченное число точек попадает в поля устойчивости полевых шпатов, за исключением анортита. На диаграммах стабильности магниевых минералов наблюдается плотное, практически линейное расположение точек в поле Mg-хлорита, Mg-монтмориллонита и в меньшей степени каолинита (рис. 3). Все воды насыщены относительно карбонатных минералов (кальцита и доломита). Воды современных морей и океанов равновесны со слюдистыми минералами различного состава, изученные седиментогенные воды частично унаследуют это, а частично находятся в равновесии с глинистыми минералами: в системах Si-Al-Na, Si-Al-Ca — с каолинитом и монтмориллонитами соответствующего состава, а в системе Si-Al-K — с иллитом. Причем в системах Si-Al-Na и Si-Al-K отчетливо наблюдается смещение точек состава вод более погруженных горизонтов в поле полевых шпатов (альбита и микроклина) (рис. 2). Такая направленность процесса подтверждается и литологическими наблюдениями: с глубиной возрастает встречаемость и количество новообразованного альбита и иллита в песчано-алевролитовых породах изучаемых отложений. Каолинит же, не являясь устойчивым минералом, в ходе позднего катагенеза и особенно метагенеза в конечном итоге преобразуется в другие глинистые и слюдистые минералы и практически не встречается в породах метаморфических фаций.

В результате физико-химических расчётов выявлены различия в составе подземных вод зоны катагенеза, равновесных с различными вторичными (каолинит, иллит, Mg-, Са- и Na-монтмориллонит, Mg-хлорит, маргарит, парагонит, мусковит) и значительно реже с первичными алюмосиликатными минералами (альбит и мусковит). При этом не установлено подземных вод, насыщенных по отношению к анортиту, что является закономерным для нефтегазоносной системы Западно-Сибирского мегабассейна.

Установлено, что основными контролирующими факторами при эволюционном развитии системы является pH среды и концентрация в растворе кремнезема (рис. 4). На пути установления равновесия подземных вод с первичными алюмосиликатными минералами всегда выступает карбонатный барьер. Анализ изменения значений pH и содержаний H_4SiO_4 в подземных водах, равновесных с последовательно расположенными минералами от глинистых к эндогенным алюмосиликатам, свидетельствуют о закономерном возрастании величин этих показателей и в общем виде подчиняются схеме эволюции системы вода-порода в зоне гипергенеза [35]. Установлено, что формирование широко распространённого каолинитового цемента протекает в около нейтральной среде (в среднем $pH = 7,2$) при концентрации кремнезема в растворе 15–20 мг/дм³, а образование аутигенного иллита (гидрослюдизация) начинает проявляться при концентрациях кремнезема в растворе 25–40 мг/дм³ и pH среды около 7,3–7,4. Различные содержания катионов (K^+ , Na^+ и Mg^{2+}) в составе подземных вод, равновесных с алюмосиликатными минералами являются следствием количественных и качественных вариаций их вхождения в кристаллическую структуру глинистых и слюдистых минералов, а также ионно-обменными свойствами глин.

Таким образом, различия в составах подземных вод, равновесных с определёнными алюмосиликатами и карбонатами свидетельствуют о том, что минеральные новообразования формируются из раствора строго определённого химического состава в соответствующей геохимической среде.

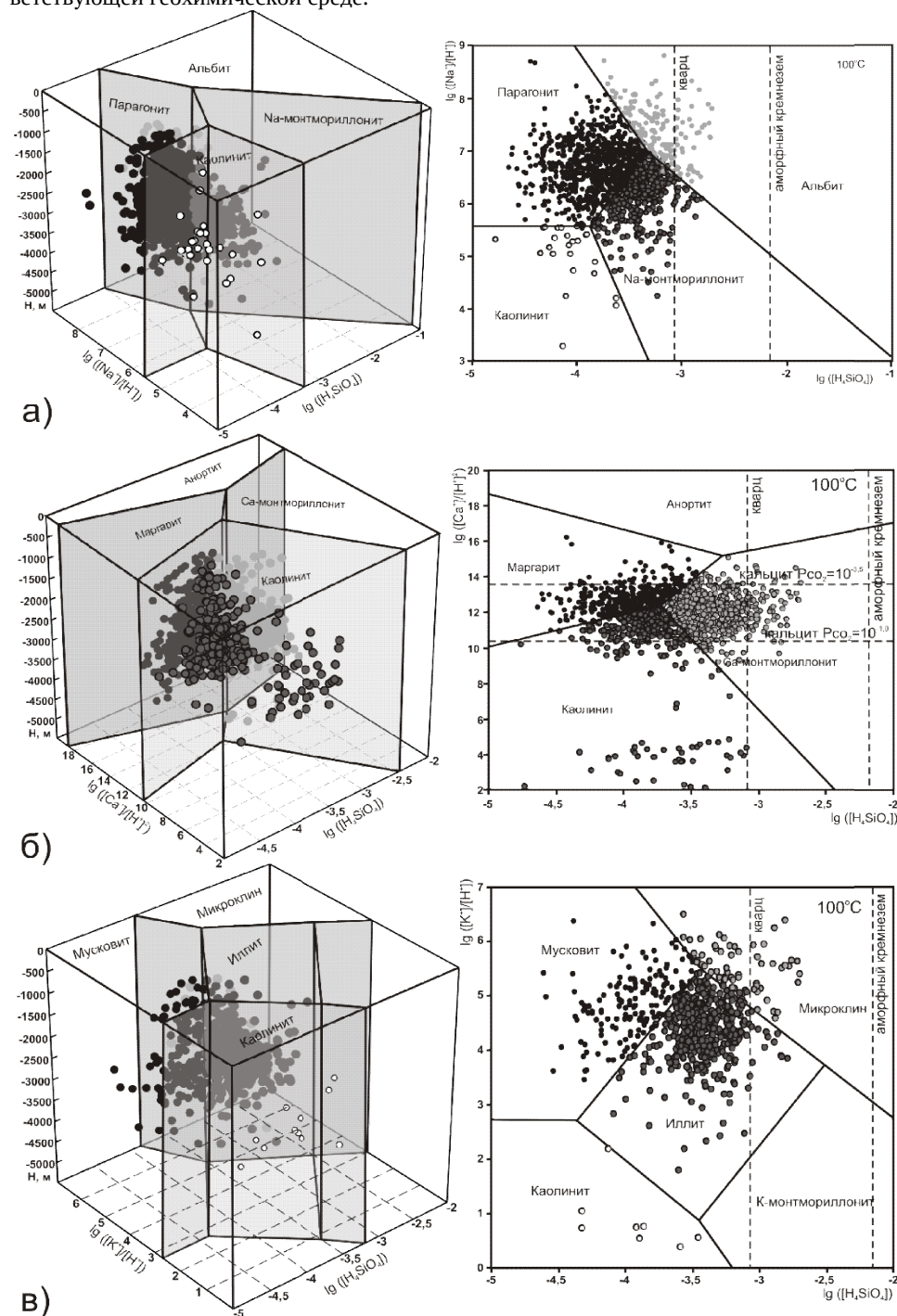


Рис. 2. Диаграммы стабильности минералов в системах Si-Al-Na (а), Si-Al-Ca (б), Si-Al-K (в), при 100°C с нанесением точек состава вод нефтегазоносных отложений арктических районов Западно-Сибирского мегабассейна

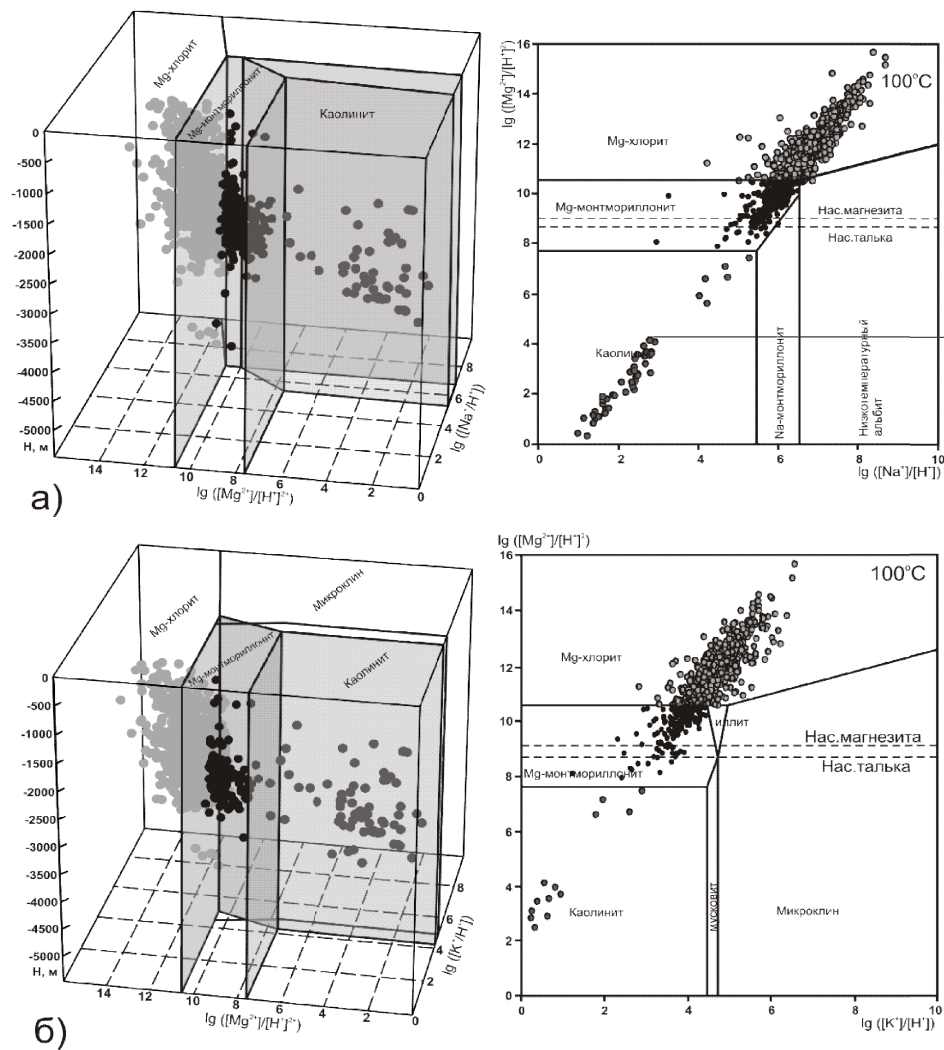


Рис. 3. Диаграммы стабильности минералов в системах $\text{HCl-H}_2\text{O-Al}_2\text{O}_3\text{-CO}_2\text{-MgO-Na}_2\text{O-SiO}_2$ (а), $\text{HCl-H}_2\text{O-Al}_2\text{O}_3\text{-CO}_2\text{-MgO-K}_2\text{O-SiO}_2$ (б) при 100°C с нанесением точек состава вод нефтегазоносных отложений арктических районов Западно-Сибирского мегабассейна

Решающее влияние на результат гидролиза силикатов оказывает содержание в пластовых водах соединений кремния. Более низкие концентрации H_4SiO_4 приводят к образованию иллита, более высокие к образованию хлоритов и проявлению процессов вторичной альбитизации. Установленные закономерности подтверждаются также результатами многочисленных литологических исследований.

Неравновесность системы вода — первичные алюмосиликаты приводит к непрерывному геологически длительному процессу их растворения с образованием все новых и новых разнообразных вторичных минералов. При этом в воде концентрируются те химические элементы, которые не связываются минеральными фазами (хлор, натрий, иногда кальций, фтор и др.). Все это определяет целенаправленное изменение состава подземных вод. Численные физико-химические расчеты равновесий в системе вода — горная порода по основным гидрогеологическим комплексам арктических районов Западно-Сибирского мегабассейна, позволили выявить общие тенденции по насыщению подземных вод нефтегазоносных отложений относительно карбонатных и

алюмосиликатных минералов с глубиной. Установлена верхняя граница зоны гидрослюдизации (иллитизации) на уровне около 2 000 метров.

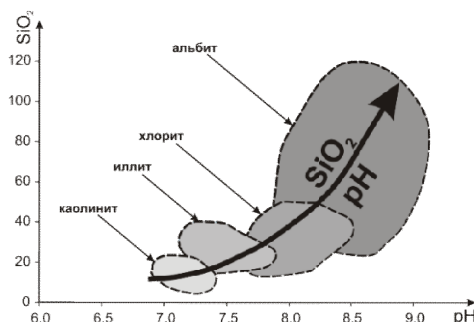


Рис. 4. Зависимость образования вторичных минералов от pH среды и содержания кремнезема в подземных водах нефтегазоносных отложений арктических районов Западно-Сибирского мегабассейна

Таким образом, термодинамический анализ вместе с детальными исследованиями геохимии подземных вод и литологии вмещающих их отложений показал, что взаимоотношения в системе алюмосиликаты — подземные воды являются довольно сложными и носят равновесно-неравновесный характер. Впервые выявлены равновесные составы вод, которые, при строго определенной pH среды и концентрации кремнезема в растворе служат источником для образования равновесных минеральных фаз.

Работа выполнена при финансовой поддержке РФФИ (проект № 14-05-00868).

Список литературы

1. Шварцев С. Л. О соотношении составов подземных вод и горных пород // Геология и геофизика. — 1992. — № 8. — С. 16-50.
2. Шварцев С. Л. Взаимодействие воды с алюмосиликатными горными породами. Обзор // Геология и геофизика. — 1991. — № 12. — С. 16-50.
3. Шварцев С. Л. К проблеме самоорганизации геологической системы вода — порода // Геология и геофизика. — 1995. — № 4. — С. 22-29.
4. Шварцев С. Л. Прогрессивная самоорганизация в системе вода-порода // Известия секции наук о Земле РАН. — 2005. — № 13. — С. 139-152.
5. Шварцев С. Л. Взаимодействие в системе вода — порода как новая база для развития гидрогеологии // Тихоокеанская геология. — 2008. — Т. 27, № 6. — С. 5-16.
6. Helgeson H. C. Thermodynamics of hydrothermal systems at elevated temperatures and pressures. // Amer.J.Sci., 1969, v.267, № 7, p. 729-804.
7. Ben Baccar M., Fritz B. Diagenetic albittization of K-feldspar and plagioclase in sandstone reservoirs: thermodynamic and kinetic modeling. // Journal of sedimentary Petrology, 1993, v.63, № 6, November, p. 1100-1109.
8. Гидрогеология СССР. Т. XVI. Западно-Сибирская равнина (Тюменская, Омская, Новосибирская и Томская области). — М.: Недра, 1970. — 368 с.
9. Матусевич В. М. Геохимия подземных вод Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна. — М.: Наука, 1976. — 157 с.
10. Кругликов Н. М., Нелюбин В. В., Яковлев О. Н. Гидрогеология Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна и особенности формирования залежей углеводородов. — Л.: Недра, 1985. — 279 с.
11. Шварцев С. Л., Новиков Д. А. Природа вертикальной гидрогеохимической зональности нефтегазоносных отложений (на примере Надым-Тазовского междуречья, Западная Сибирь) // Геология и геофизика, 2004. — Т. 45, № 8. — С. 1008-1020.
12. Матусевич В. М., Рыльков А. В., Ушатинский И. Н. Геофлюидальные системы и проблемы нефтегазоносности Западно-Сибирского мегабассейна. — Тюмень: ТюмГНГУ, 2005. — 225 с.
13. Курчиков А. Р., Комгорт М. В., Бородин В. Н. Исторические аспекты регионального изучения Западной Сибири с целью обоснования ее нефтегазоносности // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. — 2013. — № 6. — С. 17-24.
14. Курчиков А. Р., Бородин В. Н. Обоснование направлений поисково-оценочных работ на нефть и газ в Западной Сибири // Геология нефти и газа. — 2014. — № 4. — С. 3-14.
15. Бородин В. Н., Курчиков А. Р., Комгорт М. В. Поисково-разведочные работы в северных районах Западной Сибири в исторической ретроспективе и на современном этапе // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. — 2014. — № 6. — С. 15-28.
16. Бородин В. Н., Курчиков А. Р. К вопросу уточнения западной и восточной границ ачимовского клиноформного комплекса Западной Сибири // Геология и геофизика. — 2015. — Т. 56, № 9. — С. 1630-1642.
17. Курчиков А. Р., Бородин В. Н., Недосекин А. С. Характеристика типа коллекторов пород ачимовской толщи севера Западной Сибири // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. — 2015. — № 3. — С. 20.
18. Курчиков А. Р., Бородин В. Н., Недосекин А. С., Лукашев А. В. Фациальная зональность верхнеюрского палеобассейна Западной Сибири // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. — 2015. — № 2. С. 4-11.
19. Курчиков А. Р., Бородин В. Н., Комгорт М. В., Недосекин А. С. Опорное, параметрическое и сверхглубокое бурение - основа оценки перспектив нефтегазоносности Западной Сибири // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. — 2015. — № 7. — С. 13-21.

20. Курчиков А. Р., Бородин В. Н. Характеристика геологического строения и нефтегазоносности юрского нефтегазоносного комплекса Западной Сибири. – Новосибирск: СО РАН, 2016. – 140 с.
21. Бородин В. Н., Курчиков А. Р., Недосекин А. С., Лукашов А. В. Характеристика геологической модели и перспектив нефтегазоносности клиноформ берриасского возраста ачимовской толщи севера Западной Сибири // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2016. – № 1. – С. 9-22.
22. Бородин В. Н., Курчиков А. Р., Недосекин А. С., Смирнов О. А., Лукашов А. В., Мартынова Е. В. Геологическое строение и оценка перспектив нефтегазоносности юрско-меловых отложений северной периклиналы Уренгойского мегавала // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2016. – № 3. – С. 4-18.
23. Коссовская А. Г., Логвиненко Н. В., Шутов В. Д. О стадиях формирования и изменения терригенных пород // ДАН СССР. – 1957. – Т. 116, № 2. – С. 293-296.
24. Чепиков К. Р., Ермолова Е. П., Орлова Н. А. Эпигенные минералы как показатели времени прихода нефти в песчаные промышленные коллектора // ДАН СССР. – 1959. – Т. 125, № 5. – С. 1097-1099.
25. Прозорович Г. Э., Валуоженич З. Л. Регенерация кварца и пелитизация полевых шпатов в нефтеносных и водоносных песчаниках Усть-Балыкского месторождения нефти // ДАН СССР. – 1966. – Т. 168, № 4. – С. 893-895.
26. Зарипов О. Г. О влиянии нефтяных углеводородов на распределение вторичного кварца в терригенных коллекторах нефти (на примере месторождений Западной Сибири и Башкирии) // ДАН СССР. – 1971. – Т. 197, № 2. – С. 443-445.
27. Перозю Г. Н. Эпигенез терригенных осадочных пород Западно-Сибирской низменности. – М.: Недра, 1971. 160 с.
28. Перозю Г. Н. Вторичные изменения мезозойских отложений центральной и юго-восточной частей Западно-Сибирской низменности // Постседиментационные преобразования осадочных пород Сибири. – М.: Наука, 1976. – С.5-69.
29. Сахибгареев Р. С. Изменение коллекторов на водонефтяных контактах // ДАН СССР. – 1983. – Т. 271, № 6. – С. 1456-1460.
30. Ильясова Е. Н. Аутигенный кварц в нефте- и водонасыщенных песчаниках // Особенности литогенеза нефтеносных отложений. – Л., ВНИГРИ, 1987. – С. 56-64.
31. Сахибгареев Р. С. Основные типы вторичных изменений коллекторов, происходящих в процессе формирования и разрушения залежей углеводородов и их значение для оптимизации поисково-разведочных работ // Вторичные изменения коллекторов в процессе формирования разрушения залежей углеводородов и их значение для оптимизации геологоразведочных работ. – Л.: ВНИГРИ, 1990. – С. 7-30.
32. Карношина Е. Е. Зональность и прогноз физико-литологических свойств нефтегазоносных формаций // Геология, методы поисков, разведки и оценки месторождений топливно-энергетического сырья. – М.: Геоинформмарк, 1999. – 50 с.
33. Казанский Ю. П., Вакуленко Л. Г., Солотчина Э. П., Москвин В. И. Состав и условия формирования триасовых и юрских отложений Тюменской сверхглубокой скважины (ТСГ-6) // Результаты бурения и исследования Тюменской сверхглубокой скважины и рекомендации к Программе дальнейших исследований. – Пермь: КамНИИКИГС. – С. 33-35.
34. Сиротенко Л. В. Влияние глубинных факторов на коллекторские свойства пород // Результаты бурения и исследования Тюменской сверхглубокой скважины и рекомендации к Программе дальнейших исследований. – Пермь: КамНИИКИГС. – С.47-49.
35. Шварцев С. Л. Гидрогеохимия зоны гипергенеза. 2-е изд., исправл. и доп. – М.: Недра, 1998. – 366 с.

Сведения об авторе

Новиков Дмитрий Анатольевич, к. г.-м. н., доцент кафедры геологии месторождений нефти и газа, Новосибирский национальный исследовательский государственный университет, г. Новосибирск, заведующий лабораторией гидрогеологии осадочных бассейнов Сибири, Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, тел. 8(383)3638036, e-mail: NovikovDA@ipgg.sbras.ru

Information about the author

Novikov D. A., Candidate of Geological Sciences, associate professor of the geology of petroleum fields department, Novosibirsk State University, Novosibirsk, Head of the laboratory of Siberian sedimentary basins, Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of Siberian Branch of Russian Academy of Sciences, tel. 8(383)3638036, e-mail: Novikov DA@ipgg.sbras.ru