

ОРИГИНАЛЬНАЯ СТАТЬЯ

DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2019.2.153-158>

УДК 550.84(571.1)

## Изотопно-геохимические особенности распределения газообразных углеводородов в разрезе баженовской свиты (южная часть Западной Сибири)

Е.А. Краснова<sup>1,2\*</sup>, А.Ю. Юрченко<sup>1</sup>, А.Г. Калмыков<sup>1</sup>, М.М. Фомина<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Москва, Россия

<sup>2</sup>Институт геохимии и аналитической химии имени В.И. Вернадского РАН, Москва, Россия

Изучено распределение стабильных изотопов углерода в газообразных углеводородах из разрезов четырех скважин, расположенных в южной и центральной части Западной Сибири. Выбор данных скважин, с точки зрения исследования изотопного состава газов, позволил показать влияние литологического состава и тектонической обстановки на формирование газообразных углеводородов. Оценены факторы, влияющие на процесс миграции и сохранения газообразных углеводородов в толще баженовской свиты. Установлена достоверная зависимость между изотопным составом углерода газа и степенью метаморфизма органического вещества. На основании авторских исследований, а также анализа архивных и литературных материалов по изотопному составу газа выделены две генетически разные группы газообразных углеводородов.

**Ключевые слова:** баженовская свита, изотопный состав углерода, нетрадиционный коллектор, газообразные углеводороды, вторичные изменения

**Для цитирования:** Краснова Е.А., Юрченко А.Ю., Калмыков А.Г., Фомина М.М. (2019). Изотопно-геохимические особенности распределения газообразных углеводородов в разрезе баженовской свиты (южная часть Западной Сибири). *Георесурсы*, 21(2), с. 153-158. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2019.2.153-158>

### Введение

Изучение распределения стабильных изотопов элементов широко используется в мировой геологической практике для решения не только фундаментальных научных проблем, но и прикладных задач. Изотопный состав углерода газообразных углеводородов позволяет установить генетические связи между ними, определить тип исходного органического материала и выявить связь с нефтематеринскими породами. Под действием факторов катагенеза органическое вещество в породе преобразуется, и, соответственно, меняется его изотопный и химический состав.

В зависимости от условий образования метана (минеральная матрица, тип рассеянного органического вещества, глубина, температура и др.), был получен широкий спектр соотношений стабильных изотопов углерода <sup>13</sup>C (распространение 1,11%) и <sup>12</sup>C (распространение 98,89%) (Галимов, 1968). Из результатов измерений и теоретических расчетов известно, что углерод метана изотопически утяжеляется (растет величина  $\delta^{13}\text{C}$ ) по мере увеличения глубины его генерации. В свою очередь доказано, что углерод метана поднимаясь в верхнюю часть осадочной толщи характеризуется уменьшением доли <sup>13</sup>C за счет процессов фракционирования в ходе окислительно-восстановительных реакций и смешения с микробиальным газом (Matsumoto et al., 2011).

В качестве объектов для изучения изотопного состава газов юрских высокоуглеродистых отложений были

выбраны 4 скважины, расположенные в южной и центральной части Западной Сибири (рис. 1).

Проанализированы результаты изотопных исследований газообразных углеводородов из отложений баженовской свиты (БС) по двум скважинам на Подогрудовском мегавале (1 и 2), одной скважины на Каймысовском своде (3) и одной скважины на Салымском мегавале (4).

Цель работы состояла в том, чтобы выявить особенности изотопного состава углеводородов в природных газах, продуцирующей баженовской свитой, охарактеризовать их генезис и установить влияние вторичных процессов на изотопный состав углерода.

### Методика отбора газов и исследования изотопного состава углерода

Исследуемые пробы газа были отобраны из закрытых туб с керном, хранившихся в вертикальном положении. Пробы отбирались из верхней и нижней частей тубы. Проведен сравнительный анализ полученных изотопных характеристик газовой смеси, пробы которой отбирались из разных частей каждой тубы (рис. 2), на примере скважины 3.

Результаты исследования показали, что газовые пробы из туб 2 и 10 характеризуются абсолютным сходством значений изотопного состава углерода компонентов газовой смеси (рис 2, А). В остальных пробах наблюдается фракционирование изотопов углерода среди разных частей одной тубы (рис 2, Б). Наблюдаемые различия, вероятно, объясняются изотопно-обменными реакциями между газовой смесью и буровым раствором. В связи с этим, для интерпретации полученных данных были использованы результаты исследования газовых проб,

\* Ответственный автор: Елизавета Андреевна Краснова  
E-mail: [e.krasnova@oilmsu.ru](mailto:e.krasnova@oilmsu.ru)

© 2019 Коллектив авторов

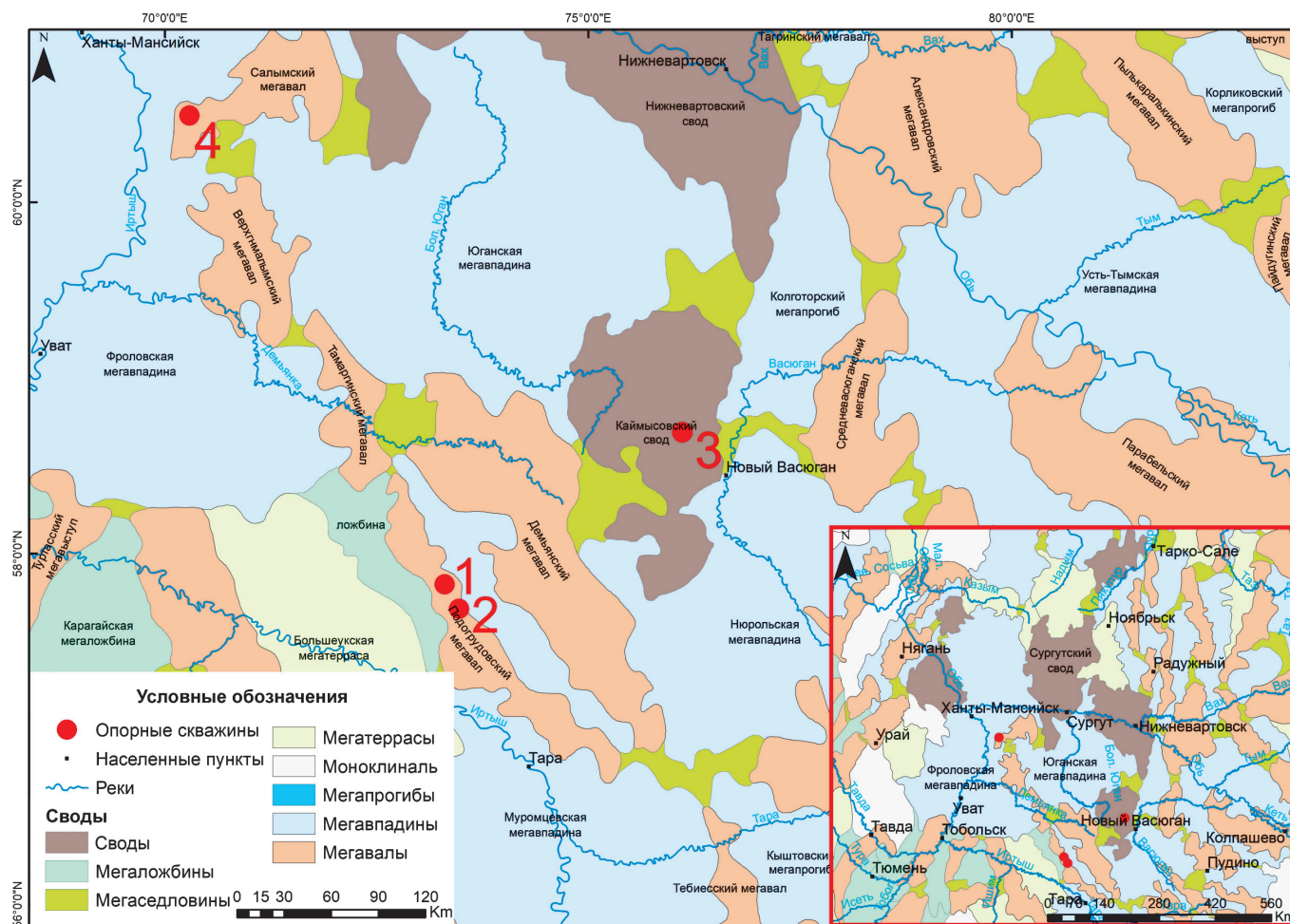


Рис. 1. Фрагмент тектонической карты Западно-Сибирской плиты по В.И. Штильману (1998) с обозначенными объектами исследования

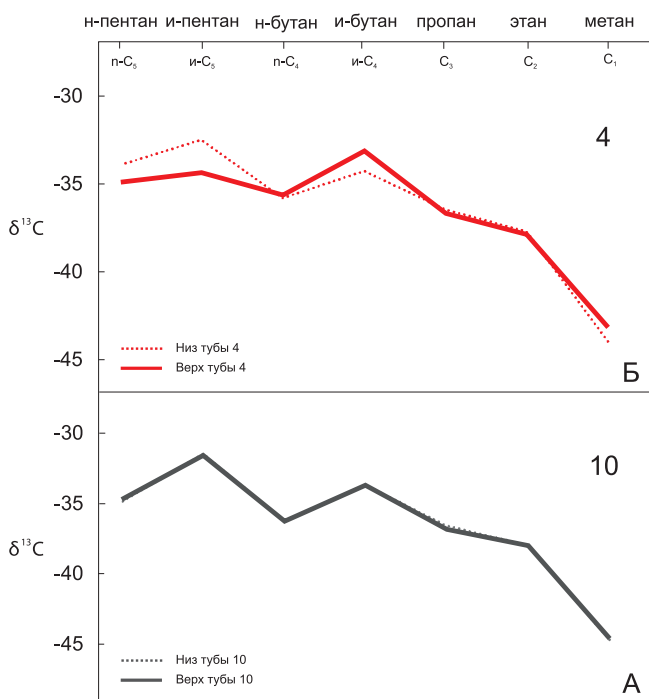


Рис. 2. Сравнительный анализ изотопных характеристик газовой смеси, пробы которой отбирались из разных частей разреза скважины 3: А – верхняя часть, Б – нижняя часть.

в меньшей степени взаимодействовавших с буровым раствором, отобранных из верхних частей туб.

Изотопный состав углерода ( $\delta^{13}C$ ) измерялся на масс-спектрометре изотопных отношений Delta V Advantage (Finnigan, Бремен, Германия) с пробоподготовкой на линии GC Isolink, включающей газовый хроматограф Trace GC Ultra и приставку Isolink с окислительным реактором. Проба газа закалывалась в газовый хроматограф объемом 0,1 мл. Разделение компонентов газа осуществлялось на колонке CP-PoraPLOT (27,5 м × 0,32 мм, 10 мкм) в потоке газа-носителя гелия. Для определения изотопного состава углерода в метане и углекислоты использовалась постоянная температура колонки – 40°C. Для определения изотопного состава углерода гомологов метана температура в ходе измерения изменялась от 35°C до 180°C с шагом 5°C в минуту. Из колонки хроматографа проба попадала в окислительный реактор (никелевая трубка, заполненная медной и никелевой проволокой, периодически регенерируемая в потоке кислорода), нагретый до 1030°C, где компоненты газа окислялись до углекислого газа. Через интерфейс ConFlo IV проба поступала в камеру масс-спектрометра, где анализировался изотопный состав углерода ( $\delta^{13}C$ ). Определен изотопный состав метана и его гомологов до C5 (в % относительно VPDB). Воспроизводимость результатов анализа, включая полный цикл пробоподготовки образцов, не выходит в среднем за пределы  $\pm 0,2\%$ .

## Полученные результаты и обсуждение

Выбор скважин основан на характеристиках органического вещества отложений БС. 3 скважины (1, 2, 3) по зрелости органического вещества относятся к стадии катагенеза ПКЗ, то есть органическое вещество не вошло в главную зону нефтеобразования. Так, среднее значение  $T_{max}$  для скважины 1 составляет 428°C, для скважины 2 – 424°C, а для скважины 3 – 431°C. Параметр  $HI$ , показывающий степень трансформации, равен 670 мг УВ/г ТОС, 625 мг УВ/г ТОС и 620 мг УВ/г ТОС, соответственно. При исходном значении  $HI_0$  для этой зоны 700-750 мг УВ/г ТОС – степень преобразованности достаточно низка. При этом, остальные геохимические характеристики в скважинах похожи, параметр  $S1$  составляет примерно 4-6 мг УВ/г породы, а ТОС в среднем равно 11 мас.%.

Скважина 4 отличается от первых трёх. Она является более преобразованной и вошла в главную зону нефтеобразования, стадия катагенеза составляет МК2,  $T_{max}$  равен 440°C, что превышает средние значения в первых трёх скважинах на 10-15°C, а параметр  $HI$  равен 480 мг УВ/г ТОС, показывая, что степень трансформации составляет 35%. Важно отметить, что в данной скважине при более низком по сравнению с остальными среднем значении ТОС (8,7 мас.%), значение  $S1$  гораздо более высокое и в среднем составляет почти 10 мг УВ/г породы. Это свидетельствует о нефтенасыщенности разреза.

Основные породообразующие компоненты БС в исследуемых скважинах представлены минералами группы кремнезема (до 15-90 мас.%), органическим веществом (3-30 мас.%), карбонатными минералами (0-95 мас.%), глинистыми минералами (не больше 30 мас.%) и пиритом (от 0 до 15 мас.%). При этом необходимо отметить, что в скважинах 1, 2 и 3 доля кремнистых минералов снижается вверх по разрезу, а количество глинистых минералов и органического вещества растёт. Скважина 4 отличается от первых трёх, в ней количество органического вещества в нижней части разреза практически неизменно, а количество кремнистых минералов увеличивается вверх по разрезу, достигает максимума в середине разреза, после чего начинает снижаться. Общая доля глинистых минералов в данной скважине существенно меньше.

БС на основании особенностей распределения радиоактивности пород, отличительных наборов бентоса и нектона и их соотношений может быть расчленена на два относительно контрастных интервала – нижнюю и верхнюю подсвиты (Калмыков, 2016). Скважина 4 представлена наиболее полным разрезом пород БС, является сильно карбонатизированной и имеет мощность 45 м. В скважинах 1 и 2 мощность БС существенно сокращается – с 45 м до 25 м; отсутствуют породы, характерные для нижней части подсвиты; глинисто-кремнистые с радиоларитами породы согласно ложатся на кровлю абалакских отложений. В скважине 3 общая мощность снижается до 16 м, породы нижней части БС почти не прослеживаются.

По литологическому описанию керна изученные газовые пробы были отнесены к двум группам: газ, продуцированный толщей баженовской свиты, и газ из подстилающих отложений васюганской и абалакской свит. Баженовская свита представлена различными породами: керогеново-глинисто-кремнистыми,

глинисто-глауконитовыми, глауконитово-кремнисто-глинистыми и др. В пределах интервалов присутствуют прослои глауконита, песчаников, глинисто-кремнистых пород и др. Выявлено, что во многих интервалах изотопное отношение углерода контролируется изотопным обменом выше и ниже лежащих толщ. Происходит миграция наиболее легких изотопов по трещинам и концентрация в вышележащих прослоях, смещая изотопный состав углерода газовой смеси в область облегченного изотопного состава. По соотношению компонентного состава изученные пробы попадают в область термогенного газа с незначительной примесью микробияльного газа (рис. 3). Все изученные пробы относятся к группе газов, генерированных из морского органического вещества. Состав газа изученных скважин 1, 2 и 4 характеризуются относительно гомогенным изотопным составом углеводородов. Однако, скважина 3 и несколько образцов скважины 2 резко отличаются. Резкое отличие образцов может отражать несколько процессов – диффузию газа, и/или смешение с другим газом, продуцирующимся в нижележащих слоях.

С целью установления изотопного состава газа, продуцированного толщей баженовской свиты, был рассчитан линейный тренд теоретического природного изотопного состава газа всех компонентов (по Chung et al., 1988), не претерпевавших вторичных изменений (микробияльного воздействия, диффузии и пр.). Для расчета кривых были выбраны пробы газа из одинаковых интервалов для всех скважин, выдержанных по литологическому составу и соответствующих наиболее гомогенному составу керогеново-глинисто-кремнистых разностей (рис. 4). Важной особенностью всех отобранных образцов является их принадлежность к верхнему интервалу баженовской свиты, обладающей единой миграционной способностью.

При сравнении кривых выявлено, что керогеново-глинисто-кремнистые породы скважин 1 и 2 продуцируют аналогичный по изотопному составу газ. Рассчитанный исходный состав газовой смеси скважины 3 резко отличается от остального смещения в область изотопно-тяжелого состава (рис. 5).

Подробный анализ и расчет исходного изотопного состава газа, продуцируемого породами абалакской свиты, не проводился, так как вопрос его природы остается дискуссионным. Однако наблюдаются определенные

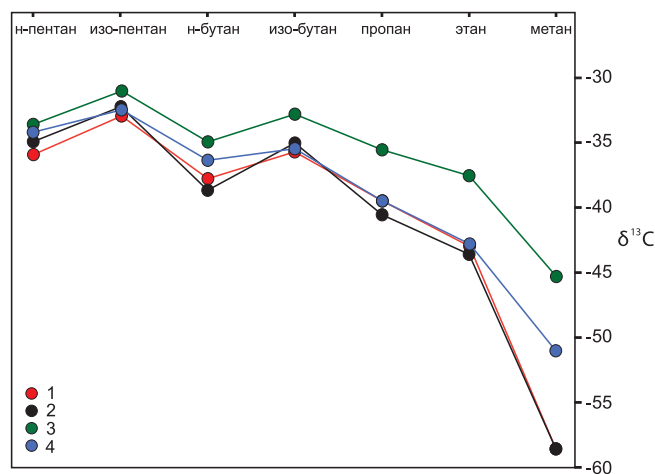


Рис. 3. Средние значения изотопного состава углеводородных компонентов баженовской свиты четырех скважин

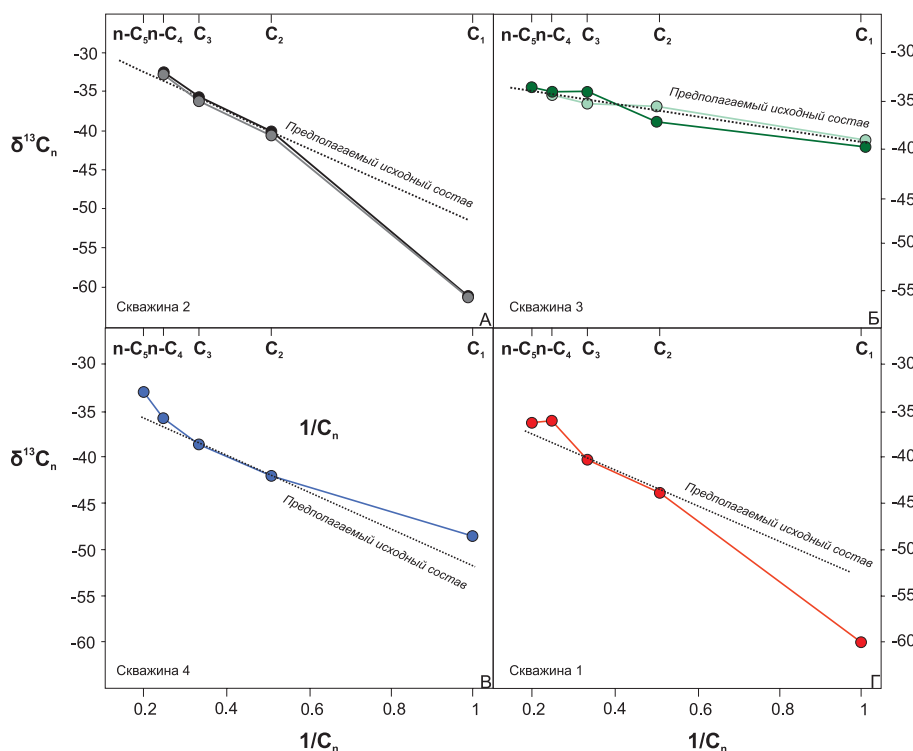


Рис. 4. Линейный тренд теоретического природного изотопного состава газа всех компонентов отобранных образцов баженовской свиты четырех скважин

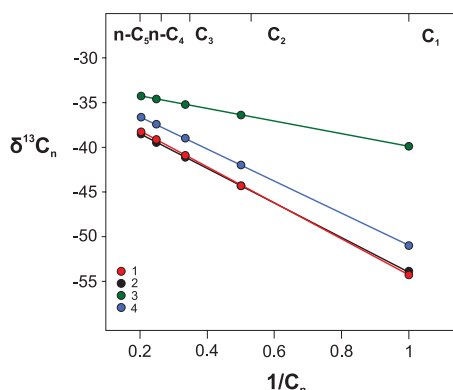


Рис. 5. Сравнение исходного изотопного состава газа баженовской свиты

закономерности и связь изотопного состава и литологических характеристик пород. В большинстве газовых проб фиксируется небольшой привнос микробияльного газа, сдвигающего изотопный состав углерода метана на 5-10‰ в область изотопно-облегченного состава.

### Обсуждение результатов

В качестве реперов зрелости газовых систем использовались величины изотопного состава углерода метана ( $\delta^{13}C_{CH_4}$ ) и распределение гомологов метана. Эти показатели отражают генетическую принадлежность и катагенетическую зональность образования газов (Chung et al, 1988; Whiticar, 1994; Prinzhofer et al., 2000). Выделяются два типа свободных газов, генерация которых проходила в похожих обстановках при термokatалитическом разложении органического вещества.

Первый тип газов был продуцирован толщей баженовской свиты скважин 1, 2 и 4. Для данного типа характерно содержание метана 80-85%. Распределение изотопов углерода в компонентах газа в целом отличается устойчивой

закономерностью, обеднением изотопом  $^{12}C$  с увеличением молекулярного веса углеводородов. Изотопные данные указывают на термогенную природу газа с незначительными вторичными преобразованиями. Проведенная интерпретация изотопных данных на основе генетической схемы, предложенной Э.М. Галимовым (Галимов, 1973) показывает, что изученный газ первого типа образуется в сравнительно мягких условиях и относится к одной генетической категории. Однако газ скважины 4 отличается закономерным утяжелением изотопного состава метана и гомологов. В работе (Галимов, 1973) показана четкая связь изотопного состава газа со степенью метаморфизма органического вещества. Образование метана в ходе превращения органического вещества происходит в следствии отщепления периферийных  $CH_3$ -групп. В ходе этого процесса за счет внутримолекулярной изотопной неоднородности без учета кинетических эффектов газ обогащен  $^{12}C$  относительно исходного органического вещества более чем на 3%. На ранних стадиях превращения органического вещества наблюдаются газообразные углеводороды изотопно-легкого состава, а на стадиях зрелого и глубокого метаморфизма процесс движется в направлении образования изотопно-тяжелого газа. Учитывая тот факт, что органическое вещество скважины 4 является более преобразованным, стадия катагенеза составляет МК2, закономерное утяжеление изотопного состава на 5-10‰ можно объяснить степенью превращенности исходного органического вещества. В результате, изученный газ скважин 1, 2 и 4, несмотря на вариации изотопного состава, относится к одной генетической категории.

Второй тип, продуцированный баженовской толщей скважины 3 и двух образцов скважины 2, является газом с высоким коэффициентом жирности (выше 30), доминантностью пропана и величиной  $\delta^{13}C_{CH_4}$  от -39 до -44‰. По зрелости органического вещества баженовской

свиты данный тип относится к стадии катагенеза ПКЗ. Следовательно, утяжеление изотопного состава генерируемого газа второго типа нельзя связать со степенью превращенности исходного органического вещества. На основе генетической схемы (Галимов, 1973) распределение изотопов углерода в индивидуальных углеводородах второй группы газов, богатых тяжелым изотопом, позволяет отнести их к другой генетической группе.

Для определения источников двух генетически разных типов газа и определения газа, продуцируемого баженовской свитой, рассмотрены пути миграции флюидов из подстилающих толщ. Одним из источников глубинных флюидов могут являться гидротермы. Проведены расчеты палеотемператур, при которых происходило осаждение кальцита на основе изотопного состава углерода и кислорода карбонатов, подстилающих баженовскую толщу (Kim, O'Neil, 1997). Изотопный состав воды принимался 0‰ – среднее значение, полученное при анализе изотопного состава С и О неизменных ростров белемнитов из баженовской толщи и подстилающих отложений.

Признаки наиболее высокотемпературного гидротермального воздействия на толщу были обнаружены только в скважине 3. Изученный высокотемпературный жильный кальцит характеризуется изотопным составом  $\delta^{18}\text{O} - 21\text{‰}$  и определяет температуры кристаллизации – 170-200°C. С увеличением глубины залегания пород происходит закономерное изменение изотопного состава газа по разрезу осадочных отложений, и нарастает содержание в них тяжелого изотопа углерода (Галимов, 1973). Можно предположить, что подобные признаки гидротермального воздействия могли обуславливать миграцию глубинного флюида. Однако в работе (Галимов, 1973) приведены результаты экспериментального исследования изменения изотопного состава углерода метана, этана, пропана и бутана с увеличением температуры. Проиллюстрировано, что суммарный изотопный состав газа остается почти неизменным при температурах ниже 300°C. При более высоких температурах (500°C и выше) признаки изотопного обмена существенны, происходит обеднение легким изотопом всех без исключения компонентов системы. Следовательно, наблюдаемое утяжеления изотопного состава нельзя объяснить транспортировкой флюидов вследствие воздействия гидротермальных источников. Можно предположить, что изученный состав второй группы является автохтонным.

Подогрудовский и Салымский мегавалы приурочены к относительно глубоководным (до 500 м) прогибам, где развивались контурные течения, и была развита система небольших разломов (Ступакова и др., 2016). Подобная геологическая обстановка могла способствовать миграции газов из нижележащих слоев. Можно предположить, что газ первой группы был продуцирован в нижележащих толщах и мигрировал в вышележащие слои по системе небольших разломов. В пользу этого утверждения говорят данные, полученные рядом исследователей (Галимов, 1973; Sackett, 1968; Zartman et al., 1961). В них были получены суммированные средние результаты анализа изотопного состава метана в зависимости от геологического возраста вмещающих отложений. Пределы вариаций среднего изотопного состава С метана юрских газов составляют от -40 до -47‰. При этом изотопный состав газа

более древних отложений определяется изотопным составом метана – от -60 до -65‰. Тенденция к обогащению метана этих комплексов изотопно-легким углеродом вероятнее всего обусловлена примесью газов, образующихся в результате деструкции жидких углеводородов – продуктов преобразования смешенного органического вещества, преобладающего в нижних комплексах отложений.

## Выводы

1. Получено распределение стабильных изотопов углерода газа в разрезе четырех скважин южной и центральной части Западной Сибири. По соотношению углеводородов в газовой смеси выделены две генетические группы.

2. Оценен изотопный состав газа, продуцируемый баженовской свитой и не претерпевший вторичных изменений. Газ характеризуется изотопным отношением метана – от -39 до -44 ‰.

3. Установлена зависимость утяжеления изотопного состава углерода на 5-10‰ с увеличением степени метаморфизма органического вещества для газов одной генетической группы.

4. Зафиксированы признаки подтоков миграционного газа в первой группе углеводородов, генерированного более древними отложениями. Возможность миграции подтверждается наличием системы небольших разломов в районе Подогрудовского и Салымского мегавалов.

## Благодарности

Результаты данной работы получены с помощью оборудования Программы развития МГУ.

## Литература

- Галимов Э.М. (1968). Геохимия стабильных изотопов углерода. М: Недра, 222 с.
- Галимов Э.М. (1973). Изотопы углерода в нефтегазовой геологии. М: Недра, 383 с.
- Калмыков Г.А. (2016). Строение баженовского нефтегазоносного комплекса как основа прогноза дифференцированной нефтепродуктивности. *Дисс. доктора геол.-мин. наук.*
- Ступакова А.В., Стафеев А.Н., Сулова А.А., Гилаев Р.М. (2016). Палеогеографические условия в Западно-Сибирском бассейне в титоне – раннем берриасе. *Вестник Московского университета. Серия 4: Геология*, 6, с. 10-19.
- Chung H.M., Gormly J.R., Squires R.M. (1988). Origin of gaseous hydrocarbons in subsurface environments: Theoretical considerations of carbon isotope distribution. *Chem Geol.*, 71, pp. 97-104. [https://doi.org/10.1016/0009-2541\(88\)90108-8](https://doi.org/10.1016/0009-2541(88)90108-8)
- Kim S.-T. and O'Neil J.R. (1997). Equilibrium and non-equilibrium oxygen isotope effects in synthetic carbonates. *Geochim. Cosmochim. Acta*, 61, pp. 3461-3475. [https://doi.org/10.1016/S0016-7037\(97\)00169-5](https://doi.org/10.1016/S0016-7037(97)00169-5)
- Matsumoto R., Ryu B.-J., Lee S.-R., Lin S., Wu S., Sain K., Pecher I., Riedel M. (2011). Occurrence and exploration of gas hydrate in the marginal seas and continental margin of the Asia and Oceania region. *Marine and Petroleum Geology*, 28(10), pp. 1751-1767. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2011.09.009>
- Prinzhofer A., Mello M.R., Takaki T. (2000). Geochemical characterization of natural gas: A physical multivariable approach and its applications in maturity and migration estimates. *AAPG Bull.*, 84, pp. 1152-1172. <https://doi.org/10.1306/A9673C66-1738-11D7-8645000102C1865D>
- Sackett W.M. (1968). Carbon isotope composition of natural methane occurrences. *Bull. Amer. Ass. Petrol. Geol.*, 52(5), p. 853. <https://doi.org/10.1306/5D25C469-16C1-11D7-8645000102C1865D>
- Whiticar M.J. (1994). Correlation of natural gases with their sources. In: Magoon, L., Dow, W. Eds., *The Petroleum System – From Source to Trap. AAPG Memoir*, 60, pp. 261-284.
- Zartman R.E., Wasserburg G.J., Reynolds J.H. (1961). Helium, argon and carbon in some natural gases. *Journal Geophys. Res.*, 66(1), pp. 277-306. <https://doi.org/10.1029/JZ066i001p00277>

**Сведения об авторах**

*Елизавета Андреевна Краснова* – кандидат геол.-мин. наук, научный сотрудник кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова; старший научный сотрудник Института геохимии и аналитической химии имени В.И. Вернадского РАН

Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, д. 1  
Тел: +7(926) 320 67 38, e-mail: e.krasnova@oilmsu.ru

*Анна Юрьевна Юрченко* – кандидат геол.-мин. наук, старший научный сотрудник кафедры нефтегазовой седиментологии и морской геологии, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

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

*Антон Георгиевич Калмыков* – кандидат 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

*Мария Михайловна Фомина* – аспирант кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых

Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова  
Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, д. 1

Статья поступила в редакцию 19.03.2019;

Принята к публикации 21.04.2019; Опубликована 20.05.2019

IN ENGLISH

## Isotopic-geochemical peculiarities of distribution of gas hydrocarbons in the Bazhenov formation section (South part of the Western Siberia)

*E.A. Krasnova<sup>1,2\*</sup>, A.Yu. Yurchenko<sup>1</sup>, A.G. Kalmykov<sup>1</sup>, M.M. Fomina<sup>1</sup>*

<sup>1</sup>Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russian Federation

<sup>2</sup>Vernadsky Institute of Geochemistry and Analytical Chemistry of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russian Federation

\*Corresponding author: Elizaveta A. Krasnova, e-mail: e.krasnova@oilmsu.ru

**Abstract.** In this work we describe the distribution of stable carbon isotopes in hydrocarbon gases from four wells located in the southern and central parts of the Western Siberia. The main goal was to understand the influence of the lithological composition and geological settings on isotopic composition of gases and their formation. Two genetically different groups of hydrocarbon gases were identified based on the author's research, as well as analysis of archival and literature materials on the isotope composition of hydrocarbons. We estimated the close relationship between the main factors of the migration, degree of metamorphism of organic matter and the isotope composition of hydrocarbon gases produced by the Bazhenov formation.

**Keywords:** Bazhenov formation, carbon isotope composition, unconventional reservoir, gaseous hydrocarbons, secondary alteration

**Recommended citation:** Krasnova E.A., Yurchenko A.Yu., Kalmykov A.G., Fomina M.M. (2019). Isotopic-geochemical peculiarities of the distribution of gas hydrocarbons in the Bazhenov formation section (South part of the Western Siberia). *Georesursy = Georesources*, 21(2), pp. 153-158. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2019.2.153-158>

**References**

- Chung H.M., Gormly J.R., Squires R.M. (1988). Origin of gaseous hydrocarbons in subsurface environments: Theoretical considerations of carbon isotope distribution. *Chem Geol.*, 71, pp. 97-104. [https://doi.org/10.1016/0009-2541\(88\)90108-8](https://doi.org/10.1016/0009-2541(88)90108-8)
- Galimov E.M. (1968). Geochemistry of stable carbon isotopes. Moscow: Nedra, 222 p. (In Russ.)
- Galimov E.M. (1973). Carbon isotopes in petroleum geology. Moscow: Nedra, 383 p. (In Russ.)
- Kalmykov G.A. (2016). The structure of the Bazhenov oil and gas complex as the basis for the prediction of differentiated petroleum productivity. *Diss. dokt. geol.-min. nauk.* [Dr. geol. and min. sci. diss.]. (In Russ.)
- Kim S.-T. and O'Neil J.R. (1997). Equilibrium and non-equilibrium oxygen isotope effects in synthetic carbonates. *Geochim. Cosmochim. Acta*, 61, pp. 3461-3475. [https://doi.org/10.1016/S0016-7037\(97\)00169-5](https://doi.org/10.1016/S0016-7037(97)00169-5)
- Matsumoto R., Ryu B.-J., Lee S.-R., Lin S., Wu S., Sain K., Pecher I. and Riedel M. (2011). Occurrence and exploration of gas hydrate in the marginal seas and continental margin of the Asia and Oceania region. *Marine and Petroleum Geology*, 28(10), pp. 1751-1767. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2011.09.009>

Prinzhofer A., Mello M.R., Takaki T. (2000). Geochemical characterization of natural gas: A physical multivariable approach and its applications in maturity and migration estimates. *AAPG Bull.*, 84, pp. 1152-1172. <https://doi.org/10.1306/A9673C66-1738-11D7-8645000102C1865D>

Sackett W.M. (1968). Carbon isotope composition of natural methane occurrences. *Bull. Amer. Ass. Petrol. Geol.*, 52(5), p. 853. <https://doi.org/10.1306/5D25C469-16C1-11D7-8645000102C1865D>

Stoupakova A.V., Stafeev A.N., Suslova A.A., Gilaev R.M. (2016). Paleogeographic conditions in the West Siberian Basin in the Tithon-Early Berrias. *Moscow University Geology Bulletin*, 6, pp. 10-19. (In Russ.)

Whiticar M.J. (1994). Correlation of natural gases with their sources. In: Magoon, L., Dow, W. Eds., *The Petroleum System – From Source to Trap. AAPG Memoir*, 60, pp. 261-284.

Zartman R.E., Wasserburg G.J., Reynolds J.H. (1961). Helium, argon and carbon in some natural gases. *Journal Geophys. Res.*, 66(1), pp. 277-306. <https://doi.org/10.1029/JZ066i001p00277>

**About the Authors**

*Elizaveta A. Krasnova* – PhD (Geology and Mineralogy), Researcher of the Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University; Senior Researcher, Vernadsky Institute of Geochemistry and Analytical Chemistry of the Russian Academy of Sciences

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation  
Tel: +7(926)320 67 38, e-mail: e.krasnova@oilmsu.ru

*Anna Yu. Yurchenko* – PhD (Geology and Mineralogy), Senior Researcher of the Department of Petroleum Sedimentology and Marine Geology

Lomonosov Moscow State University  
1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

*Anton G. Kalmykov* – PhD (Chemistry), Senior Researcher of the Petroleum Geology Department

Lomonosov Moscow State University  
1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

*Maria M. Fomina* – PhD student of the Petroleum Geology Department

Lomonosov Moscow State University  
1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Manuscript received 19 March 2019;

Accepted 21 April 2019; Published 20 May 2019