

ВЛИЯНИЕ КИНЕТИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ КЕРОГЕНОВ НА ДИНАМИКУ И МАСШТАБЫ ГЕНЕРАЦИИ УГЛЕВОДОРОДОВ НА ПРИМЕРЕ ВЕРХНЕЮРСКИХ НЕФТЕГАЗОПРОИЗВОДЯЩИХ ТОЛЩ СЕВЕРО-ВОСТОКА ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Алексей Андреевич Дешин

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга, 3, научный сотрудник, e-mail: DeshinAA@ipgg.sbras.ru

Светлана Александровна Язикова

Новосибирский государственный университет, 630090, Россия, г. Новосибирск, ул. Пирогова 2, студент, e-mail: Yazikovasa@ipgg.sbras.ru

Авторами было проведено одномерное моделирование четырех скважин северо-востока Западной Сибири. Оценены масштабы генерации углеводородов при использовании кинетических характеристик керогена II типа (Menil-2) и характеристик расчетного керогена для верхнеюрских нефтегазопроизводящих комплексов.

Ключевые слова: кинетические характеристики керогена, баженовский горизонт, бассейновое моделирование, Гыданская НГО

KEROGENES KINETIC PARAMETERS INFLUENCE ON THE HYDROCARBONS GENERATION DYNAMICS AND VOLUME BY THE EXAMPLE OF THE UPPER JURASSIC SOURCE ROCKS OF THE NORTH-EASTERN PART OF WEST SIBERIA

Aleksey A. Deshin

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3, Akademika Koptuyga Ave., Researcher, e-mail: DeshinAA@ipgg.sbras.ru

Svetlana A. Yazikova

Novosibirsk State University, 630090, Russia, Novosibirsk, 2, Pirogova st., student, e-mail: Yazikovasa@ipgg.sbras.ru

One-dimensional modeling of four well of the North-Eastern part of West Siberia was conducted. When using kinetic parameters of II type kerogen (Menil-2) and calculated kerogen characteristics for the Upper Jurassic source rocks hydrocarbons generation volume was estimated.

Keywords: kinetic parameters of kerogen, Bazhenovo formation, basin modeling, Gydan petroleum region

На сегодняшний день метод бассейнового моделирования является неотъемлемой составляющей геологоразведочных работ на нефти и газ. Суть метода заключается в восстановлении истории формирования осадочного бассейна, включая процессы генерации, миграции и аккумуляции углеводородов. Наиболее существенное влияние на оценку масштабов и динамики генерации

углеводородов оказывают кинетические характеристики керогенов. В простейших и наиболее широко распространенных моделях генерация углеводородов представляется как группа независимых параллельных реакций первого порядка [1]. В этом случае кинетические характеристики органического вещества задаются начальным генерационным потенциалом, единым для всех реакций частотным фактором (константой Аррениуса) и распределением начального генерационного потенциала по энергиям активации.

Объект исследования - гольчихинская и яновстанская свиты - верхнеюрские нефтегазопроизводящие толщи северо-востока Западной Сибири. В работе рассматривалась только их верхняя часть, входящая в баженовский горизонт, и являющаяся стратиграфическим аналогом баженовской свиты центральной части Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна. По сложившимся представлениям кероген баженовской свиты центральных частей Западной Сибири является аквагенным и относится ко второму типу [2]. Во многих системах моделирования его отождествляют с одним из наиболее хорошо изученных керогенов II типа (Menil-1 или -2 [3]). В ряде работ по моделированию, в качестве керогена фациальных аналогов баженовской свиты также принимался базовый II тип керогена, хоть и с уменьшенным начальным генерационным потенциалом [4, 5, 6, 7, 8]. Согласно современным представлениям в северо-восточных районах бассейна керогены баженовского горизонта имеют смешанный тип с существенной долей аквагенного органического вещества [9]. Кинетические характеристики органического вещества гольчихинской и яновстанской свит были определены авторами по результатам специализированных пиролитических исследований. **Целью** настоящего исследования являлся сравнительный анализ расчетных масштабов генерации углеводородов керогенами с «библиотечными» и эмпирически определенными кинетическими характеристиками.

Кинетические характеристики органического вещества баженовской свиты обсуждались в ряде публикаций отечественных и зарубежных авторов [10, 11, 12, 13, 14].

Обзор современных методов и алгоритмов определения кинетических характеристик керогенов наиболее полно представлены в монографии Burnham'a [1] и ряде публикаций [3, 15, 16, 17].

В качестве **исходных данных** использовались результаты пиролиза четырех дебитуминизированных образцов из разреза гольчихинской свиты на Ушаковской и Пеляткинской площадях и яновстанской свиты на Сузунской и Озерной площадях (рис. 1). Для всех образцов выполнялись серии пиролитических экспериментов с разными скоростями нагрева при 3, 10, 30, 50 °С/мин. Для получения кинетических характеристик была использован программный комплекс, разработанный в ИНГГ СО РАН [18].

Результат расчёта считался корректными если математическая модель пиролитического эксперимента и фактические пиролитические кривые совпадали.

В целом картина распределения генерационного потенциала по энергиям активации керогенов яновстанской и гольчихинской свит практически идентична (рис. 2). Значение частотного фактора Аррениуса для кинетического

распределения яновстанской свиты составили $2.04 \cdot 10^{15} \text{ с}^{-1}$ для гольчихинской $1.99 \cdot 10^{15} \text{ с}^{-1}$. Из всех известных кинетических распределений керогенов, распределения, полученные для керогенов яновстанской и гольчихинской свит больше всего похожи на распределение генерационного потенциал керогена Brent (TemisFlow). Пик распределения генерационного потенциала также приходится на 58 Ккал/моль, но распределение генерационного потенциала керогена Brent несколько более широкое (рис. 2).

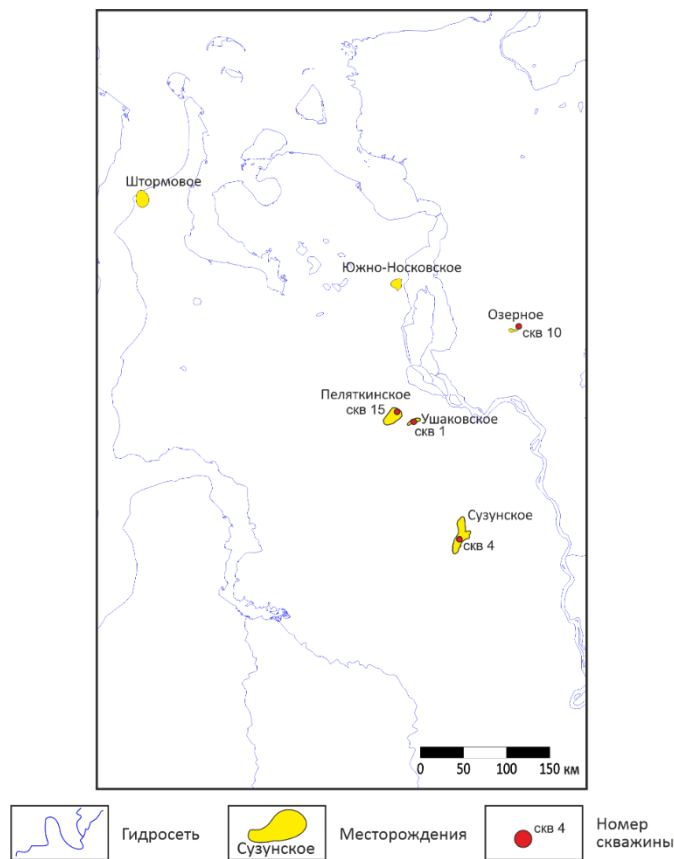


Рис. 1. Обзорная схема исследуемой территории

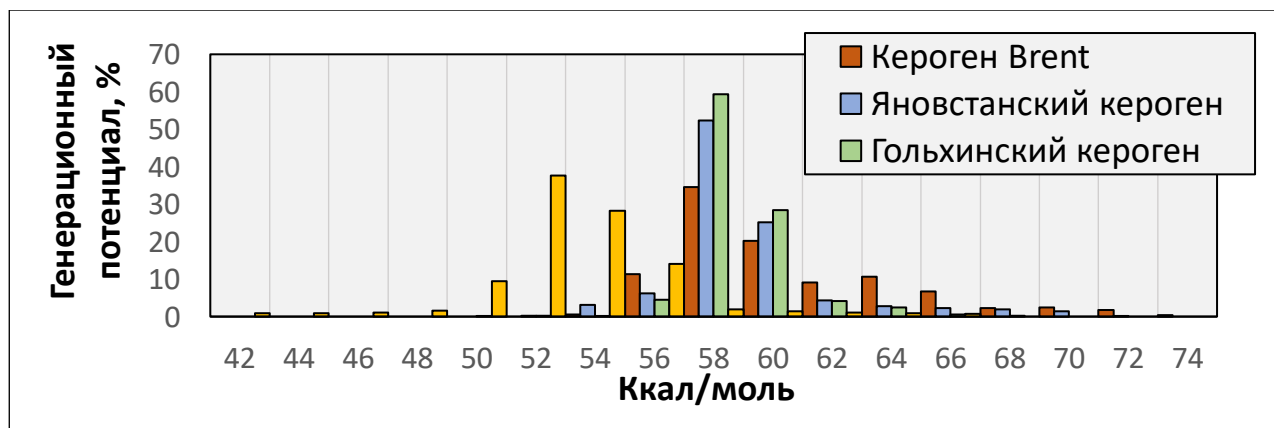


Рис. 2. Сравнение распределения лабильной части керогена по энергиям активации для гольчихинской, яновстанской свит, керогена Brent и Menil-2

Как говорилось выше, в работах по моделированию для этой и смежных территорий [4, 5, 6, 7, 8, 13] в качестве модели керогена верхнеюрских нефтегазопроизводящих комплексов использовался кероген II типа Menil-2 [3]. Кинетическое распределение керогена Menil-2 существенно отличается, как по характеру распределения, так и по значению частотного фактора. Пик распределения генерационного потенциала приходится на 52 Ккал/моль, а сама картинка распределения намного шире, чем у керогенов яновстанской и гольчихинской свит.

Влияние выбранной модели керогена на динамику и масштабы генерации исследовались на одномерных моделях разрезов конкретных скважин. Исследование выполнялось в три этапа.

Первый шаг исследования - это выбор скважин и построение их одномерных моделей. Далее моделировался процесс созревания керогена и процесс генерации углеводородов со стандартным, для второго типа, керогеном – Menil-2. Заключительным этапом являлось численное моделирование генерации этими же нефтегазопроизводящими толщами, но с керогеном рассчитанным авторами для гольчихинской и яновстанской свит.

В качестве скважин для одномерного моделирования были выбраны четыре скважины с наиболее полным геолого-геохимическим описанием верхнеюрских нефтегазопроизводящих толщ: Штормовая 122, Южно-Носковская 318, Пеляткинская 15 и Озерная 10.

В пределах скважин реконструировалась история формирования разреза и температурная история. Калибровка тепловой истории производилась по современным температурам и показателям палеотермометров, в данном случае – отражательной способности витринита (рис. 3). Из рис. 3 видно, что калибровка термической истории проведена достаточно корректно.

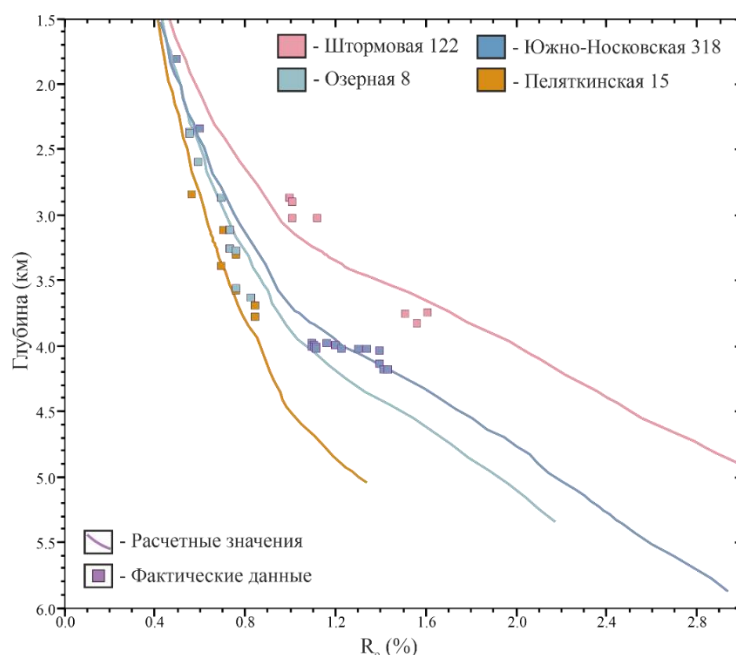


Рис. 3. Сравнение фактических и расчетных значений отражательной способности витринита

Рассчитывались масштабы и динамика генерации углеводородов с типом керогена Menil-2 и керогенами яновстанской и гольчихинской свит. Геохимические показатели начального генерационного потенциала и исходного содержания органического углерода в обоих случаях использовались одинаковые (таблица), для более наглядного сопоставления рассчитанных масштабов и динамики генерации.

Начальные и текущие значения генерационного потенциала и содержания органического углерода

| Скважина | Н ₁ , мг УВ/г С _{орг} | С _{орг} , % | Н ₀ , мг УВ/г С _{орг} | С _{орг0} , % |
|------------------------|--|----------------------|--|-----------------------|
| Штормовая 122 | 135 | 1,8 | 294 | 2,1 |
| Пеляткинская 15 | 252 | 2,2 | 303 | 2,3 |
| Южно-Носковская 318 | 145 | 0,8 | 250 | 1,2 |
| Озерная 10 | 228 | 1,8 | 326 | 2 |

Скв. Озерная 10. По результатам моделирования динамики генерации с кинетическими характеристиками керогена Menil-2, яновстанская нефтегазопроизводящая толща начала генерировать углеводороды около 148 млн лет назад и достигла максимума интенсивности генерации около 80 млн лет назад (рис. 4). Кумулятивные масштабы генерации составили 913 тыс. тонн углеводородов на км².

При использовании кинетических характеристик «яновстанского» керогена генерация началась около 121 млн лет назад, максимум интенсивности был достигнут 70 млн лет назад. Объем сгенерированных углеводородов составил 360 тыс. тонн на км². Разница реализации генерационного потенциала стандартного и расчётного керогена составила 61 %.

Скв. Штормовая 122. По результатам моделирования динамики генерации с кинетическими характеристиками керогена Menil-2, гольчихинская нефтегазопроизводящая толща начала генерировать УВ около 128 млн лет назад и достигла максимума интенсивности генерации около 79 млн лет назад. Кумулятивная генерация составила 610 тыс. тонн углеводородов на км² (рис. 4).

Численное моделирование с кинетическими «гольчихинского» показало, что генерация началась 111,5 млн лет назад. Максимум интенсивности генерации углеводородов был достигнут 55 млн лет назад. Кумулятивные масштабы генерации углеводородов составили 362 тыс. тонн на км². Разница реализации генерационного потенциала стандартного и расчётного керогена составила 41 %.

Скв. Южно-Носковская 318. По результатам моделирования с использованием кинетических характеристик керогена Menil-2 генерация углеводородов началась около 141 млн лет назад и достигла максимума интенсивности 106 млн лет назад. Всего было сгенерировано около 806 тыс. тонн углеводородов на км² (рис. 5).

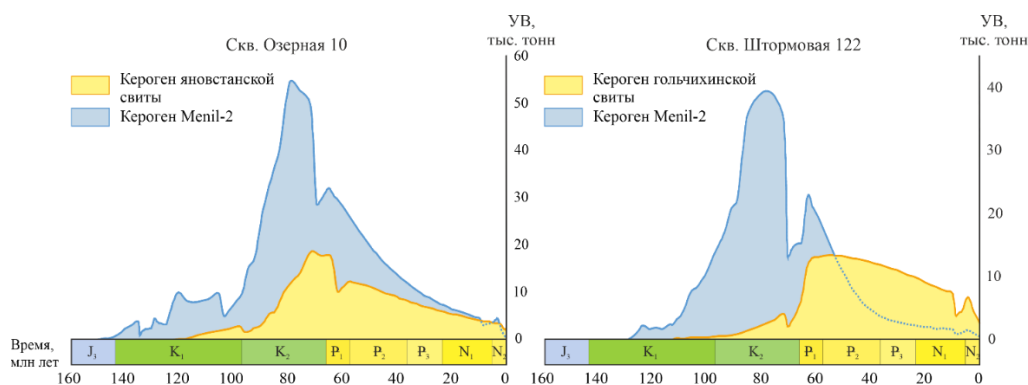


Рис. 4. Динамика генерации углеводородов в пределах скв. Озерная 10 и Штурмовая 122

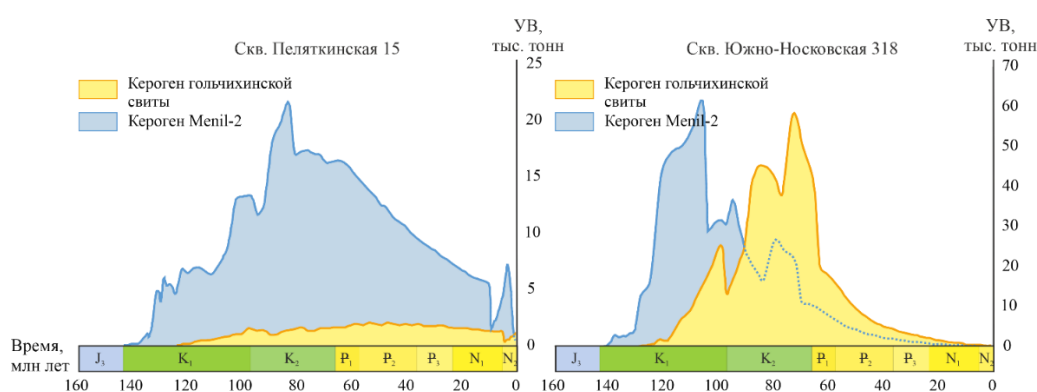


Рис. 5. Динамика генерации углеводородов в пределах скв. Пеляткинская 15 и Южно-Носковская 318

По данным модели с кинетическими характеристиками «гольчихинского» керогена генерация углеводородов началась около 124 млн лет назад и достигла максимума интенсивности около 80 млн лет назад. Масштаб генерации образованных углеводородов равен 738 тыс. тонн на км². Разница реализации генерационного потенциала стандартного и расчётного керогена составила 9 %.

Скв. Пеляткинская 15. По расчетам с кинетическими характеристиками керогена Menil-2 генерация углеводородов началась 141 млн лет назад, максимум интенсивности генерации был достигнут 83,5 млн лет назад. Всего было сгенерировано около 675 тыс. тонн углеводородов на км² (рис. 5).

Согласно результатам, полученным с использованием кинетических данных керогена гольчихинской свиты, толщина начала генерировать углеводороды около 120 млн лет назад. Максимум интенсивности генерации широкий и приходится 49 млн лет назад. Масштаб генерации углеводородов равен 78 тыс. тонн на км². Разница реализации генерационного потенциала стандартного и расчётного керогена составила 89 %.

Результаты работы показали, что, как и следовало ожидать, сдвиг пика кинетического распределения в сторону увеличения, влияет на время начала и

характер динамики генерации углеводородов в целом. Для кинетических моделей керогенов яновстанской и гольчихинской свит, из-за сдвига пика генерационного потенциала, наблюдается задержка начала генерации углеводородов на 17–25 млн лет. Совокупная генерация УВ, керогенами с такими кинетическими характеристиками, более растянута по времени в отличие от стандартного керогена II типа. Что в свою очередь показательно отражается в масштабах генерации и реализации генерационного потенциала. Разница достигает 89 %. Однако, в скважине Южно-Носковская 318, кумулятивная реализация генерационного потенциала различается только на 9 %, что говорит о высокой степени преобразованности органического вещества. Такая преобразованность обусловлена существенными глубинами залегания нефтегазопроизводящего комплекса и повышенными значениями эффективного теплового потока.

Финансирование

Работа выполнена в рамках базового проекта Минобрнауки № 0331-2019-0027, «Разработка методов количественной оценки нетрадиционных ресурсов нефти и газа (баженовская свита, мелкие и мельчайшие месторождения и пр.) и имитационной модели долгосрочного функционирования нефтегазового комплекса Российской Федерации. Оценка традиционных и нетрадиционных ресурсов осадочных бассейнов Сибири».

Благодарности

Авторы благодарны В.Н. Меленевскому, выполнившему все пиролитические исследования.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Burnham A. K. Global Chemical Kinetics of Fossil Fuels. – Springer international publishing, 2017. – 315 p. doi:10.1007/978-3-319-49634-4.
2. Конторович А.Э., Полякова И.Д., Стасова О.Ф., Трушков П.А., Бабина Н.М., Богородская Л.И., Данилова В.П., Зуева Т.В., Колганова М.М., Липницкая Л.Ф., Мельникова В.М., Фомичев А.С. Органическая геохимия мезозойских нефтегазоносных отложений Сибири. – М.: Недра, 1974. – 189 с.
3. Behar F., Vandenbroucke M., Tang Y., Marquis F., Espitalie J. Thermal cracking of kerogen in open and closed systems: determination of kinetic parameters and stoichiometric coefficients for oil and gas generation // Organic Geochemistry. – 1997. – Vol. 26. – № 5 – 6. – P. 321 – 339.
4. Конторович А.Э., Бурштейн Л.М., Малышев Н.А., Сафронов П.И., Гуськов С.А., Ершов С.В., Казаненков В.А., Ким Н.С., Конторович В.А., Костырева Е.А., Меленевский В.Н., Лившиц В.Р., Поляков А.А., Скворцов М.Б. Историко-геологическое моделирование процессов нефтидогенеза в мезозойско-кайнозойском осадочном бассейне Карского моря // Геология и геофизика. – 2013. – Т. 54. – № 8. – С. 1179-1226.
5. Дешин А.А. Реконструкция истории формирования месторождений углеводородов в арктической части Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна [Электронный ресурс] // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2020. – Т. 15. – № 2. – С. 1-21.

6. Дешин А.А., Бурштейн Л.М. Оценка масштабов генерации углеводородов в средне-верхнеюрских отложениях севера Западной Сибири [Электронный ресурс] // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2018. – Т. 13. – № 3. – С. 1-17.
7. Дешин А.А., Сафронов П.И., Бурштейн Л.М. Оценка времени реализации главной фазы нефтеобразования в средне-верхнеюрских отложениях севера Западной Сибири // Геология нефти и газа. – 2017. – № 4. – С. 33-44.
8. Deshin A.A., Safronov P.I., Burshtein L.M. Reconstruction of hydrocarbon generation and accumulation on the Gydan Peninsula and adjacent offshore areas using basin modeling approach // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. The Fifth All-Russian Conference with International Participation "Polar Mechanics" (Novosibirsk, Russian Federation, 9-11 October 2018). – 2018. – Т. 193. – С. 012016-012016.
9. Ким Н.С., Родченко А.П. Органическая геохимия и нефтегазогенерационный потенциал юрских и меловых отложений Енисей-Хатангского регионального прогиба // Геология и геофизика. – 2013. – Т. 54. – № 8. – С. 1236-1252.
10. Бурштейн Л.М. Опыт геохимикокинетического моделирования генерации битумоидов в отложениях баженовской свиты Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна // Методы оценки нефте- и газоматеринского потенциала седиментитов: сб. материалов. – 1979. – С. 117-118.
11. Teln's N., Isaksen G. H., Douglas A. G. A geochemical investigation of samples from the Volgian Bazhenov Formation, Western Siberia, Russia // Organic Geochemistry. – 1994. – V. 21. – № 5. – P. 545-558.
12. Бурштейн Л.М., Жидкова Л.В., Конторович А.Э., Меленевский В.Н. Модель катагенеза органического вещества (на примере баженовской свиты) // Геология и геофизика. – 1997. – № 6. – С. 1070-1078.
13. Сафронов П.И., Ершов С.В., Ким Н.С., Фомин А.Н. Моделирование процессов генерации, миграции и аккумуляции углеводородов в юрских и меловых комплексах Енисей-Хатангского бассейна // Геология нефти и газа. – 2011. – № 5. – С. 48-55.
14. Кашапов Р.С., Обласов Н.В., Гончаров И.В., Самойленко В.В., Гринько А.А., Трушков П.В., Фадеева С.В. Определение кинетических параметров пиролитической деструкции органического вещества нефтегазоматеринских пород [Электронный ресурс] // Нефтегазовая геология. Теория и практика. - 2019. - Т.14. - №1. - http://www.ngtp.ru/rub/2019/6_2019.html.
15. Espitalie J., Marquis F., Drouet S. Critical Study of Kinetic Modeling Parameters // Basin Modeling: Advances and Applications: Special Publication V. 3 A.G. Dore, J.H. Augustson, C. Hermanrud, D.J. Steward and O. Sylta, eds. – Elsevier, Amsterdam, Norwegian Petroleum Society, 1993. – P. 233-242.
16. Braun R.L., Burnham A.K. Kinetics2000 User Manual. – Humble Instruments & Services, Inc., 2000 – 48 p.
17. Behar F., Lorant F., Lewan M. Role of NSO compounds during primary cracking of a Type II kerogen and a Type III lignite // Organic geochemistry. – 2008. – Vol. 39. – P. 1-22.
18. Козырев А.Н., Бурштейн Л.М. Программа расчета кинетических параметров керогена: Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ // № 2018665046, заявка № 2018662159 от 02.11.2018, зарегистрировано 29.11.2018, RU.

REFERENCES

1. Burnham, A. K.. Global Chemical Kinetics of Fossil Fuels. – Springer international publishing, 2017. – 315 p. doi:10.1007/978-3-319-49634-4.
2. Kontorovich A.E., Polyakova I.D., Stasova O.F., Trushkov P.A., Babina N.M., Bogorodskaya L.I., Danilova V.P., Zueva T.V., Kolganova M.M., Lipnickaya L.F., Mel'nikova V.M., Fomichev A.S. Organicheskaya geohimiya mezozojskih neftegazonosnyh otlozhenij Sibiri // – М.: Nedra, 1974. – 189 s.

3. Behar F., Vandenbroucke M., Tang Y., Marquis F., Espitalie J. Thermal cracking of kerogen in open and closed systems: determination of kinetic parameters and stoichiometric coefficients for oil and gas generation // *Organic Geochemistry*. – 1997. – Vol. 26. – № 5 – 6. – P. 321 – 339.
4. Kontorovich A.E., Burshtejn L.M., Malyshev N.A., Safronov P.I., Gus'kov S.A., Ershov S.V., Kazanenkov V.A., Kim N.S., Kontorovich V.A., Kostyreva E.A., Melenevskij V.N., Livshic V.R., Polyakov A.A., Skvorcov M.B. Istoriko-geologicheskoe modelirovanie processov naftidogeneza v mezozojsko-kajnozojskom osadochnom bassejne Karskogo morya // *Geologiya i geofizika*. – 2013. – T. 54. – № 8. – S. 1179-1226.
5. Deshin A.A. Rekonstrukciya istorii formirovaniya mestorozhdenij uglevodorodov v arkticheskoy chasti Zapadno-Sibirskogo neftegazonosnogo bassejna [Elektronnyj resurs] // *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika*. – 2020. – T. 15. – № 2. – S. 1-21.
6. Deshin A.A., Burshtejn L.M. Ocenka masshtabov generacii uglevodorodov v sredne-verhneyurskih otlozheniyah severa Zapadnoj Sibiri // *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika*. – 2018. – T. 13. – № 3. – S. 1-17.
7. Deshin A.A., Safronov P.I., Burshtejn L.M. Ocenka vremeni realizacii glavnoj fazy nefteobrazovaniya v sredne-verhneyurskih otlozheniyah severa Zapadnoj Sibiri // *Geologiya nefiti i gaza*. – 2017. – № 4. – S. 33-44.
8. Deshin A.A., Safronov P.I., Burshtejn L.M. Reconstruction of hydrocarbon generation and accumulation on the Gydan Peninsula and adjacent offshore areas using basin modeling approach // *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. The Fifth All-Russian Conference with International Participation "Polar Mechanics" (Novosibirsk, Russian Federation, 9-11 October 2018)*. – 2018. – T. 193. – S. 012016-012016.
9. Kim N.S., Rodchenko A.P. Organicheskaya geohimiya i neftegazogeneracionnyj potencial yurskih i melovyh otlozhenij Enisej-Hatangskogo regional'nogo progiba // *Geologiya i geofizika*. – 2013. – T. 54. – № 8. – S. 1236-1252.
10. Burshtejn L.M. Opyt geohimikokineticheskogo modelirovaniya generacii bitumoidov v otlozheniyah bazhenovskoj svity Zapadno-Sibirskogo neftegazonosnogo bassejna // *Metody ocenki nefte- i gazomaterinskogo potenciala sedimentitov: sb. materialov*. – 1979. – S. 117-118.
11. Teln's N., Isaksen G. N., Douglas A. G. A geochemical investigation of samples from the Volgian Bazhenov Formation, Western Siberia, Russia // *Organic Geochemistry*. – 1994. – V. 21. – № 5. – S. 545-558.
12. Burshtejn L.M., ZHidkova L.V., Kontorovich A.E., Melenevskij V.N. Model' katageneza organicheskogo veshchestva (na primere bazhenovskoj svity) // *Geologiya i geofizika*. – 1997. – № 6. – S. 1070-1078.
13. Safronov P.I., Ershov S.V., Kim N.S., Fomin A.N. Modelirovanie processov generacii, migracii i akumuljatsii uglevodorodov v yurskih i melovyh kompleksah Enisej-Hatangskogo bassejna // *Geologiya nefiti i gaza*. – 2011. – № 5. – S. 48-55.
14. Kashapov R.S., Oblasov N.V., Goncharov I.V., Samoilenko V.V., Grin'ko A.A., Trushkov P.V., Fadeeva S.V. Opredelenie kineticheskikh parametrov piroliticheskoy destrukcii organicheskogo veshchestva neftegazomaterinskih porod // *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika*. – 2019. – T. 14. – № 1. – http://www.ngtp.ru/rub/2019/6_2019.html.
15. Espitalie J., Marquis F., Drouet S. Critical Study of Kinetic Modeling Parameters // *Basin Modeling: Advances and Applications: Special Publication V. 3* A.G. Dore, J.H. Augustson, C. Hermanrud, D.J. Steward and O. Sylta, eds. – Elsevier, Amsterdam, Norwegian Petroleum Society, 1993. – P. 233-242.
16. Braun R.L., Burnham A.K. *Kinetics2000 User Manual*. – Humble Instruments & Services, Inc., 2000 – 48 p.
17. Behar F., Lorant F., Lewan M. Role of NSO compounds during primary cracking of a Type II kerogen and a Type III lignite // *Organic geochemistry*. – 2008. – Vol. 39. – P. 1-22.

18. Kozyrev A.N., Burshtejn L.M. Programma rascheta kineticheskikh parametrov kerogena: Svidetel'stvo o gosudarstvennoj registracii programmy dlya EVM // № 2018665046, zayavka № 2018662159 ot 02.11.2018, zaregistrovano 29.11.2018, RU.

© *A. A. Дешин, С. А. Язикова, 2021*