

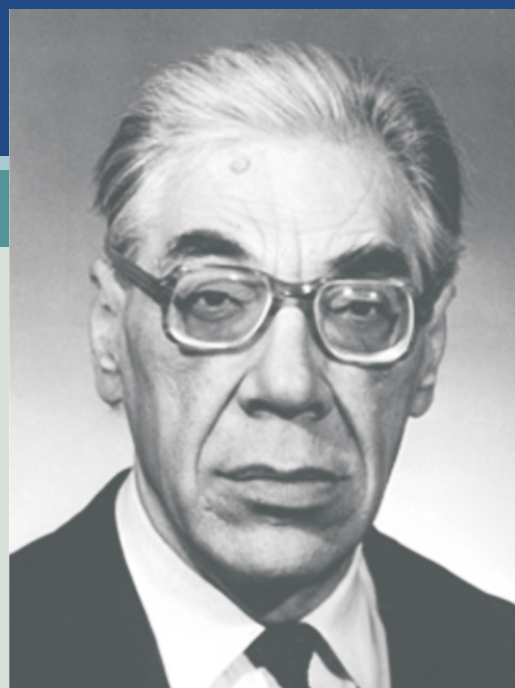
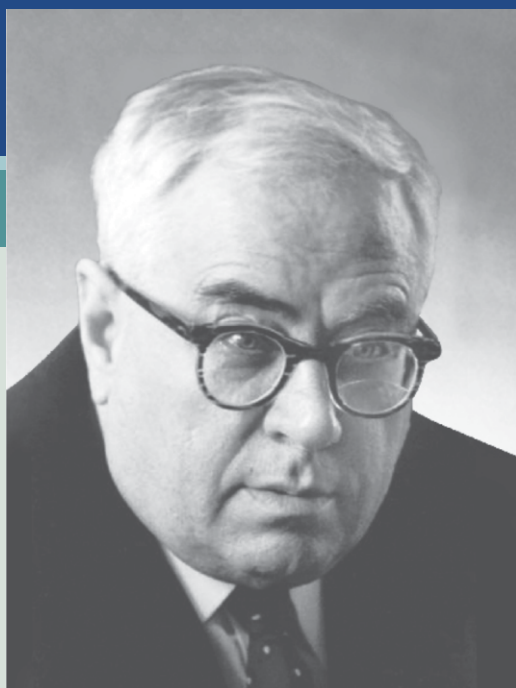
МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

РОССИЙСКАЯ АКАДЕМИЯ НАУК

СИБИРСКОЕ ОТДЕЛЕНИЕ РАН

ОТДЕЛЕНИЕ НАУК О ЗЕМЛЕ РАН

НАУЧНЫЙ СОВЕТ РАН ПО ПРОБЛЕМАМ ГЕОЛОГИИ И РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ, ГАЗА И УГЛЯ



## УСПЕХИ ОРГАНИЧЕСКОЙ ГЕОХИМИИ

Материалы 2-й Всероссийской научной конференции  
с участием иностранных ученых,  
посвященной 120-летию со дня рождения  
члена-корреспондента АН СССР Н. Б. Вассоевича  
и 95-летию со дня рождения  
заслуженного геолога РСФСР, профессора С. Г. Неручева



ИНГГ  
СО РАН

**N\*** Новосибирский  
государственный  
университет  
\*НАСТОЯЩАЯ НАУКА

5–6 апреля 2022 г. | Новосибирск, Россия

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РФ  
СИБИРСКОЕ ОТДЕЛЕНИЕ РАН  
ОТДЕЛЕНИЕ НАУК О ЗЕМЛЕ РАН  
НАУЧНЫЙ СОВЕТ РАН ПО ПРОБЛЕМАМ ГЕОЛОГИИ И РАЗРАБОТКИ  
МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ, ГАЗА И УГЛЯ  
ИНСТИТУТ НЕФТЕГАЗОВОЙ ГЕОЛОГИИ И ГЕОФИЗИКИ  
ИМ. А. А. ТРОФИМУКА  
НОВОСИБИРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ

## **УСПЕХИ ОРГАНИЧЕСКОЙ ГЕОХИМИИ**

Материалы 2-й Всероссийской научной конференции  
с участием иностранных ученых,  
посвященной 120-летию со дня рождения  
члена-корреспондента АН СССР Н. Б. Вассоевича  
и 95-летию со дня рождения  
заслуженного геолога РСФСР, профессора С. Г. Неручева

Новосибирск, 5–6 апреля 2022 г.

УДК 550.4(063)

ББК Д30я431

У781

### Программный комитет конференции

**Председатель** — акад. РАН А. Э. Конторович

**Члены программного комитета:** д-р техн. наук Л. К. Алтунина, д-р геол.-минерал. наук Т. К. Баженова, чл.-корр. РАН В. И. Богоявленский, д-р геол.-минерал. наук Л. М. Бурштейн, д-р геол.-минерал. наук Д. А. Бушнев, д-р хим. наук А. В. Восмерилов, д-р геол.-минерал. наук И. В. Гончаров, д-р геол.-минерал. наук Г. Н. Гордадзе, д-р геол.-минерал. наук М. В. Дахнова, акад. РАН А. Н. Дмитриевский, чл.-корр. РАН В. А. Каширцев, канд. геол.-минерал. наук А. И. Ларичев, д-р геол.-минерал. наук О. М. Прищепа, канд. геол.-минерал. наук П. Н. Соболев, д-р геол.-минерал. наук А. В. Ступакова

**Организационный комитет:** председатель — канд. геол.-минерал. наук Т. М. Парфенова;  
секретарь — канд. геол.-минерал. наук А. П. Родченко

**Члены организационного комитета:** А. А. Дешин, канд. геол.-минерал. наук Н. С. Ким, канд. хим. наук И. С. Король, канд. геол.-минерал. наук Е. А. Костырева, канд. геол.-минерал. наук П. И. Сафронов, д-р геол.-минерал. наук А. Н. Фомин, канд. геол.-минерал. наук Е. А. Фурсенко

**У781** Успехи органической геохимии: Материалы 2-й Всеросс. науч. конф. с участием иностр. ученых, посв. 120-летию со дня рожд. чл.-корр. АН СССР Н. Б. Вассоевича и 95-летию со дня рожд. засл. геолога РСФСР, проф. С. Г. Неручева / Ин-т нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН ; Новосиб. гос. ун-т. — Новосибирск: ИПЦ НГУ, 2022. — 324 с.

ISBN 978-5-4437-1312-0

Сборник содержит материалы докладов 2-й Всероссийской научной конференции с участием иностранных ученых «Успехи органической геохимии», посвященной 120-летию со дня рождения члена-корреспондента АН СССР Н. Б. Вассоевича и 95-летию со дня рождения заслуженного геолога РСФСР, профессора С. Г. Неручева (Новосибирск, Россия, 5–6 апреля 2022 г.).

В докладах отражены современное состояние, успехи и проблемы осадочно-миграционной теории нефтидогенеза, результаты исследования закономерностей и эволюции накопления органического вещества пород в протерозое и фанерозое, геохимии компонентов органического вещества современных осадков, пород и нефтидов, лабораторного и математического моделирования процессов нефтидогенеза и формирования скоплений нефти и газа в осадочных бассейнах, углеводородного потенциала недр России, Китая и Узбекистана, поверхностных углеводородных полей природного и техногенного происхождения.

Материалы конференции представляют интерес для специалистов широкого профиля, специализирующихся в области геологии и геохимии нефти, газа и угля.

The collection of the proceedings of 2nd All-Russian Scientific Conference “Advances in Organic Geochemistry” with the participation of foreign scientists dedicated to the 120th anniversary of Nikolai B. Vassoyevich, Corresponding member of the USSR Academy of Sciences, and the 95th anniversary of Sergei G. Neruchev, Professor, Honored Geologist of the Russian Soviet Socialist Republic — the conference held on April 5–6, 2022 in Novosibirsk, Russia.

The subject categories of papers include: the current state, advances and problems of the sedimentation-migration origin of petroleum (naphthidogenesis); the study of distribution and depositional history of organic matter-rich rocks in the Proterozoic and Phanerozoic; the urgent problems of organic compounds in modern sediments, source rocks and naphthides; the laboratory and numerical modeling of petroleum origin and processes leading to the formation of oil from sedimentary rocks, and the subsequent accumulation of oil in a reservoir; estimation of hydrocarbon potential of sedimentary basins in Russia, China and Uzbekistan; natural vs anthropogenic sources of hydrocarbons.

The Advances in Organic Geochemistry Conference proceedings covering a large spectrum of topical issues in geoscience may be of interest to professionals in different fields specializing in geology and geochemistry of oil, gas and coal.

УДК 550.4(063)

ББК Д30я431

© Институт нефтегазовой геологии и геофизики  
им. А. А. Трофимука СО РАН, 2022

© Новосибирский государственный  
университет, 2022

ISBN 978-5-4437-1312-0

*Навстречу 300-летию РАН*



*Российская Академия Наук*

## ПРЕДИСЛОВИЕ

2022 г. отмечен двумя памятными датами в истории советской, российской и мировой геологии нефти и газа и органической геохимии.

30 марта 2022 года исполнилось 120 лет со дня рождения члена-корреспондента АН СССР Н. Б. Вассоевича. Николай Брониславович Вассоевич — выдающийся советский геолог и геохимик, доктор геолого-минералогических наук, профессор. Он внес крупный вклад в разработку осадочно-миграционной теории образования нефти, в изучение проблем органической геохимии современных и ископаемых осадков, геологии и геохимии нефти и углеводородных газов.

Н. Б. Вассоевич родился 30 марта 1902 года в городе Ростов-на-Дону. В 1924 году окончил Ленинградский горный институт. В начале творческого пути до начала 50-х гг. XX века в центре его внимания были стратиграфия, тектоника, литология, учение о флише, учение о фациях, палеогеография, в последние тридцать лет жизни — теория образования нефти и газа, органическая геохимия, учение о нефтегазоносных бассейнах. Сегодня нет разделов в теории происхождения нефти и газа, в разработку которых Николай Брониславович не внес значительный вклад. Он плотно занимался вопросами геологической терминологии, математической геологии и многими другими смежными проблемами.

Н. Б. Вассоевич был замечательным педагогом. Николай Брониславович превратил кафедру, которую он возглавлял в Московском государственном университете во Всесоюзный штаб по подготовке и выращиванию молодых талантливых ученых. Он способствовал становлению, росту и всесоюзному признанию таких известных ученых как А. М. Акромходжаев, В. С. Вышемирский, А. Н. Гусева, А. Э. Конторович, М. С. Моделевский, С. Г. Неручев, И. И. Нестеров, Б. А. Соколов, О. К. Баженова, С. Н. Белецкая, Н. В. Лопатин, Г. М. Парпарова, О. П. Четверикова и многих, многих других...

Во всех областях наук о Земле, в которых работал Н. Б. Вассоевич, его труды отвечали самому высокому уровню мировой науки своего времени. Яркие работы Николая Брониславовича по теории нефтидогенеза навсегда вошли в золотой фонд мировой и российской науки.

Н. Б. Вассоевич пользовался огромным авторитетом и признанием во все мире, его труды широко цитируются и сегодня.

2 октября 2022 года исполнится 95 лет со дня рождения заслуженного геолога РСФСР С. Г. Неручева. Сергей Германович Неручев — крупный советский и российский геолог-нефтяник и геохимик, исследователь фундаментальных и прикладных проблем органической геохимии, геологии нефти и газа, доктор геолого-минералогических наук, профессор. С. Г. Неручев активно участвовал в разработке теории образования нефти и газа, методов прогноза и оценки перспектив нефтегазоносности.

С. Г. Неручев родился 2 октября 1927 года в городе Ростов-на-Дону. В 1952 году он окончил геологоразведочный факультет Грозненского нефтяного института по специальности «геология, разведка и разработка нефтяных и газовых месторождений». С 1962 года Сергей Германович работал во ВНИГРИ, где впервые описал происходящие на глубине более 1,5 км изменения в составе битумоидов, обусловленные эмиграцией микронефти. Он внес крупный вклад в разработку теории диагностики нефтепроизводящих отложений, предложил методику количественной оценки миграции нефти и газа, добился результатов в изучении условий нефтегазообразования в зоне больших и сверхбольших глубин.

С. Г. Неручев увлеченно исследовал проблемы эволюции биосферы, преобразования планеты Земля ее живым веществом. Книга С. Г. Неручева «Уран и жизнь в истории Земли» получила мировую известность и выдержала несколько изданий.

Выдающейся заслугой Сергея Германовича является укрепление и развитие блестящей школы по геохимии нефти и газа в Ленинграде, основы которой заложили Н. Б. Вассоевич, В. А. Успенский, А. Ф. Добрянский и др.

В связи со 120-летием со дня рождения Н. Б. Вассоевича и 95-летием со дня рождения С. Г. Неручева — ученых до последнего дня своей жизни продолжавших активную научно-исследовательскую работу — Институт нефтегазовой геологии и геофизики имени А. А. Трофимука СО РАН от имени Министерства науки и высшего образования РФ, Российской академии наук, Сибирского отделения РАН, Отделения наук о Земле РАН, Научного совета РАН по проблемам геологии и разработки месторождений нефти, газа и угля, Новосибирского национального исследовательского государственного университета организовал и провел 5-6 апреля 2022 г. 2-ю Всероссийскую научную конференцию с участием иностранных ученых «Успехи органической геохимии». Конференция проводилась при личном участии докладчиков и в режиме «online». Всего на заседаниях мероприятия было заслушано более 50 докладов. В конференции приняли участие представители научных организаций и университетов Москвы, Санкт-Петербурга, Новосибирска, Иркутска, Казани, Красноярска, Сыктывкара, Томска, Тюмени, Улан-Уде, Уфы, Якутска и других научных центров.

Участники совещания с удовлетворением отметили формирование новых научных школ в Томске, Сыктывкаре, Красноярске.

Н. Б. Вассоевич и С. Г. Неручев по приглашению академика А. А. Трофимука неоднократно бывали в Новосибирске, в Институте геологии и геофизики СО АН СССР (ныне ИНГГ СО РАН им. А. А. Трофимука), выступали с докладами, участвовали в конференциях, семинарах, в заседаниях Ученого и в качестве оппонентов Диссертационного советов. Старейшие участники конференции с благодарностью вспоминали уроки выдающихся геохимиков-нефтяников, обсудили новые фундаментальные и прикладные результаты, полученные по направлениям научных исследований, заложенным в трудах Николая Брониславовича Вассоевича и Сергея Германовича Неручева.

В материалах настоящего сборника отражены современное состояние, успехи и проблемы осадочно-миграционной теории нефтидогенеза. Внимание уделено вопросам эволюции нефтидогенеза в истории Земли, исследованию закономерностей и эволюции накопления обогащенных органическим веществом пород в протерозое и фанерозое, решению актуальных задач геохимии углеводородов, гетероатомных, высокомолекулярных соединений нефтей, конденсатов, горючих сланцев, углей и керогенов в современных осадках, органическом веществе континентального и морского происхождения, геохимии стабильных изотопов органического вещества пород и нефтидов. Особое внимание было уделено геохимии углеводородов-биомаркеров и изотопной геохимии углерода в осадочных породах и нефтях.



Участники конференции. Фото П. Э. Красина. В первом ряду: д-р геол.-минерал. наук Г. Н. Гордадзе, академик РАН А. Э. Конторович, д-р геол.-минерал. наук И. В. Гончаров, канд. геол.-минерал. наук П. Н. Соболев, канд. геол.-минерал. наук М. Ю. Зубков

В публикациях обсуждаются новые результаты лабораторного и математического моделирования процессов нефтидогенеза и формирования скоплений нефти и газа в осадочных бассейнах, углеводородного потенциала недр России, Китая и Узбекистана. В сборник включены доклады, направленные на обсуждение новых методов и подходов при исследовании состава и структуры органического вещества, истории развития нефтегазоносных бассейнов, поверхностных углеводородных полей природного и техногенного происхождения.

Доклады, представленные в сборнике конференции, будут интересны специалистам широкого профиля, чья деятельность связана с решением проблем геологии и геохимии нефти, газа и угля, преподавателям, аспирантам и студентам высших учебных заведений, специализирующихся в области наук о Земле.

*8 апреля 2022 г.*

Академик РАН А. Э. Конторович,  
Т. М. Парфенова,  
А. П. Родченко

УДК 665.613:543.631:(543.51+543.54)

DOI 10.25205/978-5-4437-1312-0-6-8

## Методы и результаты определения состава O- и S-связанных структурных фрагментов в маслах нефтей и природных битумов

В. Р. Антипенко, О. С. Баканова

Институт химии нефти СО РАН, Томск

**Аннотация.** Проведен сравнительный ГХ-МС анализ состава углеводородов и гетероорганических соединений в маслах ряда нефтей и природных битумов до и после проведения реакций селективного разрыва C–S и C–O связей сульфидных и эфирных мостиков, соответственно. Установлен состав органических бромидов, образующихся при разрыве эфирных мостиков. Выявленная разница в структурно-групповом и молекулярном составе некоторых типов соединений до и после хемоллиза, наличие от одного до трех атомов брома в молекулах продуктов разрыва эфирных мостиков означает, что некоторые соединения присутствуют в маслах не только в молекулярной форме, но, частично, в виде структурных фрагментов, связанных через сульфидный и эфирный мостики с другими фрагментами сложных высокомолекулярных образований

**Ключевые слова:** масла нефтей, битумов, эфирные и сульфидные мостики, селективный разрыв, продукты, анализ, хроматомасс-спектрометрия

## Methods and results of determination of composition of O- and S-bound structural fragments in petroleum and native bitumen oils

V. Antipenko, O. Bakanova

Institute of Petroleum Chemistry SB RAS, Tomsk

**Abstract.** A comparative GC-MS analysis of the composition of hydrocarbons and heteroorganic compounds in a number of petroleum and native bitumens oils was carried out before and after the reactions of selective cleavage of C–S and C–O bonds in sulfide and ether/ester bridges, respectively. The composition of organic bromides formed upon cleavage of ether/ester bridges has been determined. The revealed difference in the structural-group and molecular composition of some types of compounds before and after chemolysis and the presence of one to three bromine atoms in the molecules of the products of ether/ester bridge cleavage suggest that some compounds are present in oils not only molecularly, but, partially, as structural fragments linked with other fragments of complex high-molecular entities via sulfide and ether/ester bridges

**Key words:** petroleum oils, bitumen oils, ether/ester and sulfide bridges, selective cleavage, products, analysis, chromatography-mass spectrometry

Основываясь на известных реакциях селективного разрыва сульфидных и эфирных мостиков в молекулах смолисто-асфальтеновых веществ [1] методом газовой хроматографии-масс-спектрометрии (ГХ-МС) на примере масел природного битума (мальты) Ашальчин-

ского месторождения и продукта его лабораторной биodeградации было показано [2, 3], что такие соединения, как алканы, алкилтриметилбензолы, алкилциклогексаны, хейлантаны, гопаны, три- и тетрациклические ароматические углеводороды присутствуют в маслах указанных объектов не только в молекулярной форме, но, частично, в виде структурных фрагментов, связанных через сульфидный и эфирный мостики с другими фрагментами сложных высокомолекулярных образований. Важно отметить, что состав O- и S-связанных соединений перечисленных типов в маслах одной и той же нефти отличается. В работе [4] разработан новый подход к определению состава и структуры молекулярных фрагментов, связанных через C–O связь в простых и сложных эфирах в маслах нефтей и природных битумов. Он базируется на использовании известной химической реакции селективного разрыва эфирных мостиков в компонентах нефтяных масел с помощью  $VBr_3$ . В отличие от ранее использованного подхода, включающего стадию восстановления продуктов химической модификации масел алюмогидридом лития, предложено анализировать состав полученных органических бромидов методом ГХ-МС. Моно- и дибромпроизводные структурных фрагментов, которые находились в исходных маслах в связанном через эфирные мостики виде, достаточно легко определяются в смеси других органических соединений при ГХ-МС анализе продуктов селективной реакции по наличию в их масс-спектрах характерных дублетов и триплетов, обусловленных примерно одинаковым относительным содержанием стабильных изотопов брома ( $^{79}Br$  и  $^{81}Br$ ). Информация о составе O- и S-связанных соединений в маслах в предыдущих работах была получена на ограниченном числе исходных объектов, в основном, на маслах, выделенных из мальты Ашальчинского месторождения [2, 4] и продукта ее биodeградации в лабораторных условиях [3]. Целью настоящей работы является получение информации о серо- и эфирсвязанных структурных фрагментах в маслах более широкого круга нефтей и природных битумов, отобранных на различных месторождениях, и отличающихся компонентным составом, а также элементным и групповым составом масел.

Исследования были проведены на маслах, выделенных из нефтей Усинского (МУН), Ай-Яунского (МАЯН), Русского (МРН), Ван-Еганского (МВЕН), Самотлорского (МСН), Нафталанского месторождений (МНН), мальты Ашальчинского (МАБ), асфальта Оленекского (МОА) и асфальтита Ивановского месторождений (МИА). Перечисленные месторождения нефтей и природных битумов приурочены к пяти нефтегазоносным провинциям (областям). А именно, Тимано-Печорской, Западно-Сибирской, Закавказской, Волго-Уральской и Лено-Вилюйской. Использовались также масла, выделенные из продукта лабораторной биodeградации мальты Ашальчинского месторождения (МАБ-БИО) [3]. Исходные образцы нефтей и природных битумов существенно отличаются компонентным составом. В частности, содержание масел в них варьирует от 18.16 до 90.92 %, а содержание асфальтенов от 0.11 до 69.15 %. Особенности молекулярного состава некоторых типов соединений, выявленные в отдельных образцах: преобладание среди моноароматических УВ алкилтриметилбензолов (МИА, МУН, МАБ); преобладание или очень высокое относительное содержание среди тритерпанов 25-норгопанов (МОА, МРН, МНН, МВЕН); высокое относительное содержание диастеранов (МРН, МНН, МВЕН, МАЯН); позволяют утверждать о различии условий генезиса этих нефтей и природных битумов. Изученные масла существенно отличаются содержанием серы (от 0.54 до 6.23 %), азота (от 0.05 до 0.46 %). Из результатов определения C и H можно легко подсчитать, что масла также заметно отличаются атомным отношением H/C (от 1.47 до 1.64), которое характеризует относительное содержание в них алифатических, нафтеновых и ароматических соединений. Методики разрыва эфирных и сульфидных мостиков, ГХ-МС и ЯМР  $^1H$ -анализа исходных масел и продуктов их химической модификации представлены в [2–4].



Хроматограммы исходных масел по полному ионному току (ПИТ) свидетельствуют, что большинство образцов относятся к объектам с очень высоким содержанием компонентов так называемого «горба», состав которых не поддается полной идентификации традиционным вариантом ГХ-МС. Лишь на ограниченном числе образцов на хроматограммах по ПИТ можно надежно идентифицировать пики алканов и гопанов.

Результаты определения методом ЯМР  $^1\text{H}$  относительного содержания протонов в различных структурных фрагментах исходных масел свидетельствует о том, что их доля в ароматических циклах молекул масел сравнительно невелика (3.87–5.94 %). С учетом явного преобладания в изученных маслах компонентов «горба» это означает, что основными соединениями среди компонентов «горба» являются алканы и нафтены.

Известные реакции селективного разрыва сульфидных и эфирных мостиков в молекулах смолисто-асфальтеновых веществ [1], включающие их взаимодействие с боридом никеля и трибромидом бора, соответственно, с последующим восстановлением бромидов органических соединений, образующихся в последнем случае, алюмогидридом лития, адаптированы для установления природы S- и O-связанных структурных фрагментов в маслах нефтей и природных битумов. Выявленная методом ГХ-МС разница в структурно-групповом и молекулярном составе некоторых типов соединений до и после хемолиза, наличие от одного до трех атомов брома в молекулах продуктов разрыва эфирных мостиков означает, что некоторые соединения присутствуют в маслах не только в молекулярной форме, но, частично, в виде структурных фрагментов, связанных через сульфидный и от одного до трех эфирных мостиков с другими фрагментами сложных высокомолекулярных образований. К числу таких соединений для всей совокупности изученных образцов относятся алканы, алкилциклогексаны, тритерпаны, алкилтриметилбензолы, би-, три- и тетрациклические ароматические углеводороды, дибензотиофены. Отмечены различия в перечне и составе «связанных» структурных фрагментов в маслах, выделенных из различных исходных объектов, и структурных фрагментов, связанных через сульфидные и эфирные мостики. Среди O-связанных фрагментов преобладают фрагменты, связанные через один эфирный мостик. В гораздо меньшей степени представлены фрагменты, связанные через два и даже три эфирных мостика.

### Список литературы

1. Peng P. Molecular structure of Athabasca asphaltene: Sulfide, Ether, and Ester Linkages / P. Peng, A. Morales-Izquierdo, A. Hogg, O.P. Strausz // *Energy & Fuels*. — 1997. — V.11. — № 6. — P. 1171–1187.
2. Антипенко В.Р. Состав соединений, связанных через эфирные и сульфидные мостики в маслах природного битума Ашальчинского месторождения / В.Р. Антипенко, Т.В. Чешкова // *Известия Томского политехнического университета*. — 2014. — Т. 324. — № 3. — С. 16 – 21.
3. Антипенко В.Р. Изменение состава масел Ашальчинской нефти при её биодegradации аборигенной почвенной микрофлорой в лабораторных условиях // *Нефтехимия*. — 2019. — Т. 59. — № 5. — С. 508–515.
4. Баканова О.С. Новый подход к определению структуры фрагментов, связанных через эфирные мостики в маслах нефтей и природных битумов / О.С. Баканова, В.Р. Антипенко // *Химия в интересах устойчивого развития*. — 2018. — Т. 26. — С. 109–114.

УДК 665.61+553.982.2+547.91  
DOI 10.25205/978-5-4437-1312-0-9-12

## Ароматические углеводороды в нефти Пайяхского месторождения, Енисей-Хатангский прогиб

А. Р. Ахмедова<sup>1</sup>, О. В. Серебренникова<sup>2</sup>, О. В. Шиганова<sup>1</sup>

<sup>1</sup>АО «Сибирский научно-исследовательский институт геологии, геофизики и минерального сырья», Новосибирск

<sup>2</sup>Институт химии нефти СО РАН, Томск

**Аннотация.** Методом хромато-масс-спектрометрии изучены ароматические углеводороды нефти Пайяхского месторождения: алкил- и метилалкилбензолы состава  $C_{11-32}$ , метилзамещенные нафталина и фенантрена. Распределение моноаренов унимодальное с преобладанием четных гомологов и максимумом на  $C_{12-14}$ . Среди полиаренов преобладают более устойчивые  $\beta$ -изомеры. Параметры зрелости по составу фенантронов согласуются с данными по стеранам и гопанам и соответствуют нефтяному окну.

**Ключевые слова:** ароматические углеводороды, алкилбензолы, нефть, Западно-Сибирский бассейн, Енисей-Хатангский прогиб

## Aromatic hydrocarbons in oil of the Payakha oil field, Yenisei-Khatanga trough

A. Akhmedova<sup>1</sup>, O. Serebrennikova<sup>2</sup>, O. Shiganova<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Siberian Research Institute of Geology, Geophysics and Mineral Resources, Novosibirsk

<sup>2</sup>Institute of Oil Chemistry, Russian Academy of Science, Siberian Branch, Tomsk

**Abstract.** Aromatic hydrocarbons of the Payakha oil field were studied by chromatography-mass spectrometry: alkyl- and methylalkylbenzenes  $C_{11-32}$ , methyl-substituted naphthalene and phenanthrene. The distribution of monoarenes is unimodal with a predominance of even homologues and a maximum at  $C_{12-14}$ . Among polyarenes, more stable  $\beta$ -isomers predominate. The maturity parameters for the composition of phenanthrenes are consistent with the date for steranes and hopanes and correspond to the oil window.

**Key words:** aromatic hydrocarbons, alkylbenzenes, crude oils, West Siberian Basin, Yenisei-Khatanga trough.

### Введение

Ароматические углеводороды (УВ) практически не синтезируются живыми организмами, а образуются в результате термokatалитических превращений биополимеров исходного органического вещества (ОВ) в диа- и катагенезе. Состав ароматических УВ зависит от типа исходного ОВ, условий его накопления и преобразования. Их применение в геохимии ОВ менее распространено, чем классических биомаркеров (стеранов и терпанов) из-за сложности состава и анализа ароматической фракции, а также из-за слабой изученности механизмов их

образования и трансформации. Однако в легких нефтях и конденсатах, которые встречаются в данном регионе, часто насыщенные биомаркеры либо отсутствуют, либо не информативны из-за высокой преобразованности. Поэтому цель данной работы: изучить особенности состава ароматических УВ в нефти Пайяхского месторождения, расположенного в Таймырском Долгано-Ненецком муниципальном районе Красноярского края.

### Объект и методы исследования

Образцы нефти Пайяхского месторождения были получены из отложений нижнего мела (нижнехетская свита) при бурении скважин № 6 с интервала глубин 3421.4–3456 м и № 7, 3459–3473 м. Анализ физико-химических свойств нефти проводили в лаборатории ОА «СНИ-ИГГИМС» по стандартным методикам, индивидуальный состав УВ определяли методом хромато-масс-спектрометрии [1].

### Результаты

Изученные нефти малосернистые (0.03–0.20 %), парафинистые (4.5–5.6 %), с низкой плотностью (0.826–0.848 кг/м<sup>3</sup>) и температурой начала кипения 62–79 °С, выход фракции до 200 °С составляет 25–32 % об. Содержание насыщенных УВ 73–74 %, ароматических 18–21 %, смол 5–9 %, асфальтены отсутствуют.

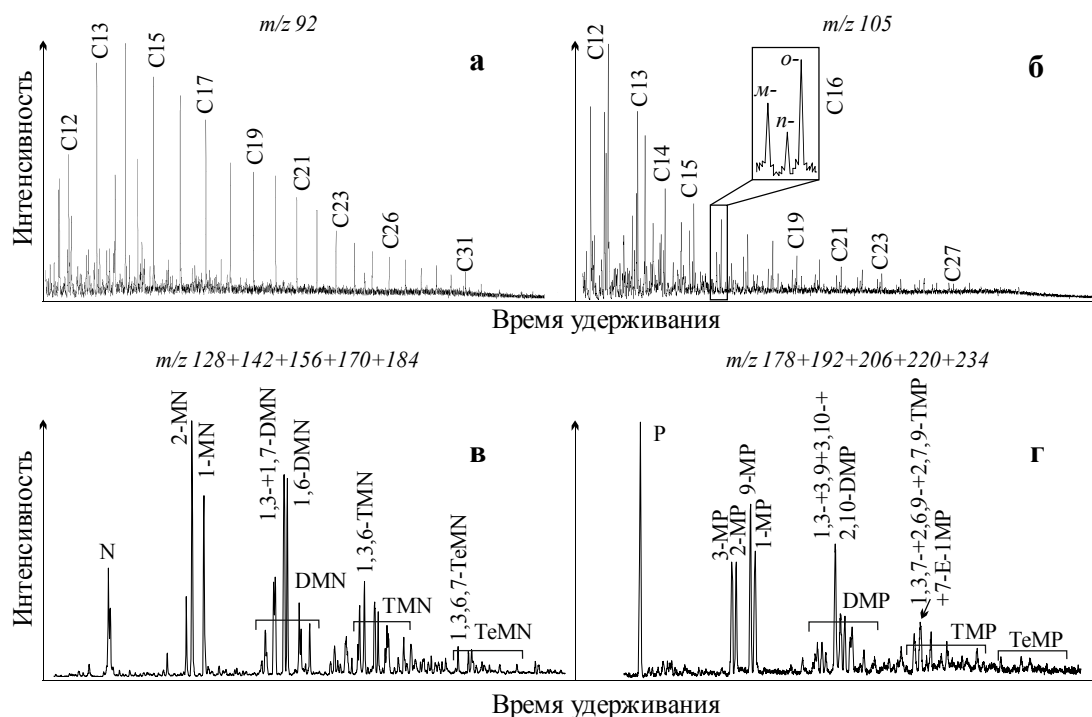
Распределение насыщенных биомаркеров в пайяхской нефти свидетельствует об аквагенном (сапропелевом) типе исходного ОВ, сформированном в субокислительных условиях с повышенной соленостью вод, в породах, содержащих глины. Это унимодальное распределение *n*-алканов с максимумом на *n*-C<sub>14–17</sub>, преобладание пристана (Pr) над фитаном (Ph) (Pr/Ph 1.1–1.2), гомогпанов C<sub>34</sub> над C<sub>35</sub>, присутствие перегруппированных структур в составе гопанов (17 $\alpha$ -диагопан C<sub>30</sub>) и стеранов (диа-/рег- 0.5–0.6); высокое содержание прегнанов C<sub>21–22</sub> и присутствие гаммацераана C<sub>30</sub>, пропилахолестанов C<sub>30</sub>, а также преобладание холестанов C<sub>27</sub> (34–43 % отн. суммы C<sub>27–29</sub>) и низкое содержание трицикланов. Зрелость нефтей по содержанию S и R-эпимеров регулярных стеранов C<sub>29</sub> и гомогпанов C<sub>31</sub> соответствует «нефтяному» этапу. Эти результаты согласуются с опубликованными [2].

В изученных образцах нефти идентифицированы моно-, би- и триароматические УВ. Моноароматические УВ C<sub>11–32</sub> представлены производными бензола (АВ) с одной алкильной цепью нормального (*n*-АВ) или изопреноидного C<sub>20</sub> (FtВ) строения и их изомеры, содержащие второй заместитель — метил- (М) в положениях 1,4- (*n*-), 1,3- (*m*-), 1,2- (*o*-). Распределение АВ и МАВ унимодальное с максимумом в низкомолекулярной области (см. рисунок а, б) с преобладанием четных гомологов в диапазоне C<sub>16–25</sub> (чет/нечет 1.2–1.3), что отражает состав ненасыщенных жирных кислот биопродуцентов: бактерий и водорослей [3, 4]. Среди фитанилбензолов более 70 % приходится на MFtВ. Соотношение изомеров МАВ *o*-: *m*-: *p*- составляет 46: 32: 22 % (равновесное 21: 57: 22 %), что соответствует средней степени изомеризации МАВ [5].

Среди полиароматических УВ идентифицированы нафталин (N), фенантрен (P) и их метилированные производные с числом метильных групп от 1 до 4 (M, DM, TM, TeM) (см. рисунок, в, г). Содержание метилпроизводных нафталина падает в ряду: DMN > TMN > MN > TeMN > N, около 40 % отн. составляют DMN. Среди фенантронов доминируют DMP, 36 % отн. Распределение отдельных групп соответствует ряду: DMP > TMP > MP > TeMP > P.

Соотношение более устойчивых  $\beta$ -изомеров (метил- у 2-, 3-, 6-, 7-атома углерода) к  $\alpha$ -изомерам (метил- у 1-, 4-, 5-, 8-атома углерода) метилпроизводных нафталина и фенантрена отражает термическую преобразованность нефти [4]. Среди нафталинов преобладают

$\beta$ -изомеры, значения коэффициентов MNR, ENR, DNR-1, TNR-1, TNR-2 > 1, что показывает существенную термическую преобразованность. Среди MN повышена доля более устойчивого 2-MN (57 % отн.). В составе DMN преобладают [1,3- + 1,7-] DMN (28 % отн.) и 1,6- DMN (24 % отн.). Среди TMN 40 % отн. составляют 1,3,6- и [1,3,5- + 1,4,6-] TMN. Среди TeMN доминируют 1,3,6,7-TeMN (26 % отн.).



Масс-хроматограммы ароматических УВ нефти из скважины Пайяхская-6, глубина отбора 3421.4–3456 м: а — алкилбензолы; б — метилалкилбензолы; в — нафталины; г — фенантрены. Обозначения: C12 — C34 — число атомов углерода в молекуле

Среди метилфенантронов самое высокое содержание у: 9-МФ (33 % отн.), [1,3- + 3,9- + 3,10- + 2,10-] ДМФ (32 % отн), [1,3,6- + 1,3,10- + 2,6,10-ТМР] и [1,3,7- + 2,6,9- + 2,7,9- + 7-Е-1-МР] ТМФ (в сумме 45 % отн.). Расчетные значения отражательной способности витринита R<sub>c</sub> (0.8 %) соответствует стадии нефтяного окна [4].

Таким образом, полученные данные о составе ароматических соединений нефти Пайяхского месторождения могут быть использованы для дальнейшего проведения геохимических корреляций при оценке нефтегазоносности на смежных территориях.

### Список литературы

1. Ахмедова А.Р., Серебрянникова О. В. Шиганова О. В. Состав углеводородов нефтей центральной части Восточной Сибири // Журн. Сибирского федерального университета: Химия. — 2018. — Т. 2. — № 11. — С. 230–248.

2. Афанасенков А. П., Жеглова Т. П., Петров А. Л. Углеводороды-биомаркеры и изотопный состав углерода битумоидов и нефти мезозойских отложений западной части Енисей-Хатангской нефтегазодобывающей области // Георесурсы. — 2019. — Т. 21. — № 1. — С. 47–63.
3. Peters K. E., Walters C. C., Moldowan J. M. The biomarker guide. Second ed. V. I, II / Peters K. E., Walters C. C., Moldowan J. M. — Cambridge: Cambridge University Press, 2005. — 1155 p.
4. Юсупова А. А., Гируц М. В., Гордадзе Г. Н. Прокариоты как источник нефтяных углеводородов — биомаркеров // Доклады Российской академии. Науки о Земле. — 2021. — Т. 497. — № 1. — С. 30–36.
5. Остроухов С. Б. Высокомолекулярные нефтяные алкилтолуолы: оценка термодинамической преобразованности // Нефтехимия. — 2015. — Т. 55. — №3. С. 206–212.

УДК 553.98: 571.5: 552.578.2.061.32  
DOI 10.25205/978-5-4437-1312-0-13-16

## **Геохимия органического вещества и нефтей ирэмэкэнской толщи рифея Байкитской антеклизы**

Л. Н. Болдушевская<sup>1</sup>, С. В. Фадеева<sup>2</sup>, В. В. Самойленко<sup>2</sup>,  
П. В. Трушков<sup>2</sup>, В. А. Галиаскаров<sup>3</sup>, С. В. Наумов<sup>3</sup>

<sup>1</sup> ООО «РН-КрасноярскНИПИнефть», Красноярск

<sup>2</sup> АО «ТомскНИПИнефть», Томск

<sup>3</sup> ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз», Красноярск

**Аннотация.** По биомаркерным показателям выполнено сравнение битумоидов пород углеродистой пачки в нижней части ирэмэкэнской толщи рифея и нефтей из верхнеирэмэкэнской подтолщи. Отмечается сходство в показателях, характеризующих исходный фациально-генетический тип керогена, в частности, в распределении стеранов, однако, по кинетике, ряду молекулярных параметров, степень катагенеза ОБ ирэмэкэнской углеродистой пачки недостаточна для максимальной нефтегазогенерации в районе изученных скважин. Достижение ОБ обогащенной пачки ирэмэкэнской толщи пика нефтегазогенерации и основная генерация УВ, происходило, вероятно в прогибах северо-восточнее и южнее изученных разрезов скважин.

**Ключевые слова:** Байкитская антеклиза, Куюмбинское нефтегазовое месторождение, рифей, ирэмэкэнская толща, нефтегазогенерационный потенциал, хроматомасс-спектрометрический анализ битумоидов пород и нефтей, углеводороды-биомаркеры

## **Geochemistry of Organic Substance and Oil of Riphean Iremekenskaya strata carbon layer by Baikite anteclyse**

L. N. Boldushevskaya<sup>1</sup>, S. V. Fadeeva<sup>2</sup>, V. V. Samoilenko<sup>2</sup>,  
P. V. Trushkov<sup>2</sup>, V. A. Galiaskarov<sup>3</sup>, S. V. Naumov<sup>3</sup>

<sup>1</sup> LLC «RN-KrasnoyarskNIPIneft», Krasnoyarsk

<sup>2</sup> LLC «RN-TomskNIPIneft», Tomsk

<sup>3</sup> LLC «Slavneft-Krasnoyarskneftegas», Krasnoyarsk

**Abstract.** According to biomarkers, a comparison of bitumen rocks at the bottom of the Riphean Iremekenskaya strata and Oils from the Verkhneiraemekan pack is made. The similarities are noted in the indicators characterizing the original facial-genetic type of kerogen, in particular, in the distribution of sterans, however, by kinetics, a number of molecular parameters characterizing the degree of catagenetic transforcement, there is a contradiction in sufficient temperature warming of the Iremekhen carbon pack for maximum oil and gas generation in the well-studied wells. The achievement of the Iremekenskaya stratum of oil and gas generation peak and the main generation of HC, probably occurred in the deflection of the northeastern and south of the well-studied wells.

**Key words:** Baikit Anteclyse, Kuyumbinsky oil and gas field, Riphean, Iremechanskaya strata, Pyrolysis of organic matter, oil and gas generation potential, chromatomass spectrometric analysis of bituminous rocks and oil, hydrocarbons Biomarkers.

Проанализированы битумоиды пород ирэмэкэнской толщи рифея Байкитской антеклизы в скважинах К-41, К-18 Куюмбинского месторождения и нефти, полученные из этой толщи. Привлечены данные по скв. Юрубченской 104 [1, 2, 3]. По типу керогена, генерационному потенциалу углеродистая пачка ирэмэкэнской толщи несомненно относится к категории богатых нефтематеринских толщ [1, 2, 3, 4]

Анализ полученных результатов газовой хроматографии и хроматомасс-спектрометрии экстрактов из нефтематеринских пород показал неординарность ОВ ирэмэкэнской толщи, что проявляется в низком содержании хейлантанов и стеранов, преобладании ароматических УВ в групповом составе битумоидов, молекулярно-массовом распределении трициклических терпанов. В последних преобладают низкомолекулярные трицикланы. Молекулярный состав битумоидов рифейских пород и нефтей, их изотопный состав углерода характерны для органического вещества морского происхождения, накопление которого происходило в восстановительных условиях [5, 6].

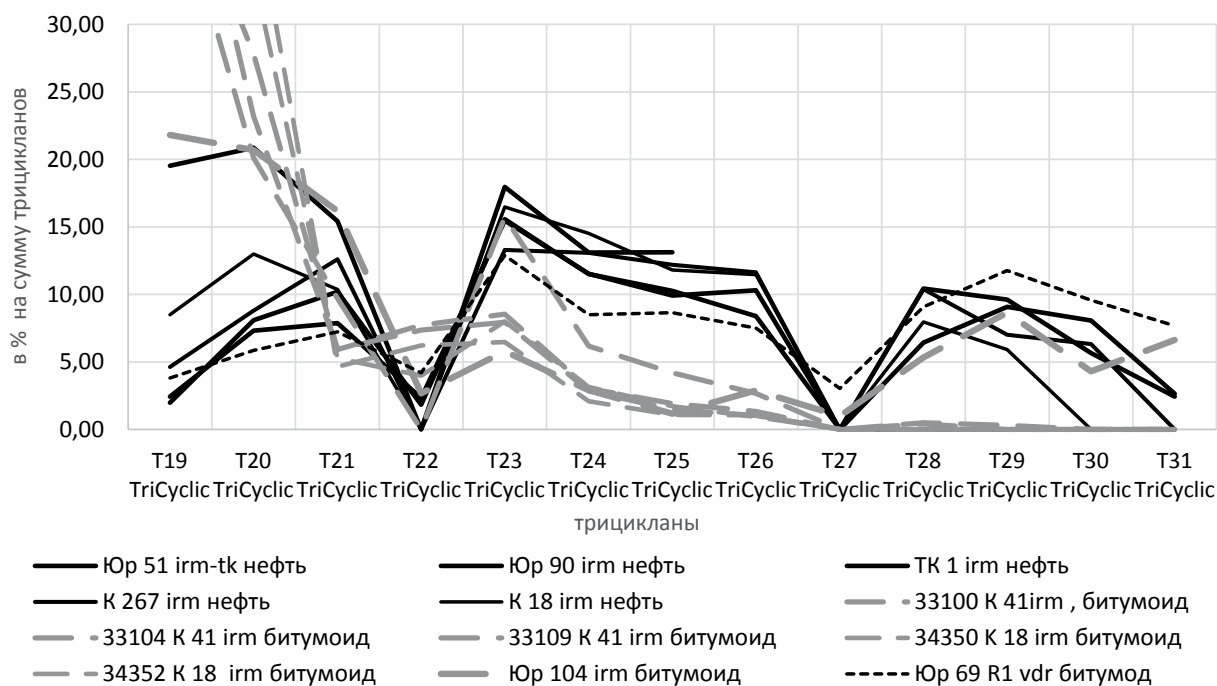
По данным молекулярных исследований экстрактов из пород и нефтей проведен анализ изменения состава нефтей разных залежей и степень соответствия их различным нефтематеринским толщам. Исходя из полученных данных можно сделать вывод, что исследованные нефти были генерированы морским органическим веществом, находящимся на пике главной зоны нефтегазогенерации (oil window).

В настоящей работе удалось сравнить нефти из ирэмэкэнской толщи и битумоиды пород ирэмэкэнской углеродистой пачки. В частности, отмечается низкое содержание стеранов в битумоидах и нефтях, в отличие от других толщ и нефтей Байкитской антеклизы, что свидетельствует об особенностях исходной биоты — отсутствие эукариот в исходном живом веществе. По данным И. Д. Тимошиной (2015, 2020) такая же ситуация со стеранами наблюдается в ряде образцов рифейских отложений малгинской свиты Алдано-Майской впадины. [7]

В целом, по условиям образования, типу исходного ОВ углеродистая пачка ирэмэкэнской толщи коррелируется с нефтями региона. Однако по кинетике, ряду молекулярных параметров, степень катагенеза ОВ ирэмэкэнской углеродистой пачки недостаточна для максимальной нефтегазогенерации в районе изученных скважин. Достижение ОВ обогащенной пачки ирэмэкэнской толщи пика нефтегазогенерации и основная генерация УВ, происходили, вероятно в прогибах северо-восточнее и южнее изученных разрезов скважин. По распределению *n*-алканов, изопреноидов, трициклических терпанов и стеранов в нефтях имеются сходства с битумоидами ирэмэкэнской углеродистой пачки и глинистых прослоев вэдрэшевской толщи.

Ранее по юрско-меловым отложениям Западной Сибири [8], палеозою Западного Таймыра [9] и другим разрезам часто мы получали достаточно четкое сопоставление по биомаркерным показателям между нафтидами и исходным органическим веществом пород. В случае рифея Байкитской антеклизы все не так однозначно, т.к. геологическая история этих разрезов была сложнее, длительнее и динамичнее, чем более молодых отложений. Получается, что, если бы ОВ ирэмэкэнской толщи изученных скважин было более зрелое, то мы получили бы более близкое сопоставление с нефтями, в частности по распределению трициклических терпанов (см. рисунок). Вероятно, мы имеем два источника для формирования нефтей Байкитской антеклизы — ОВ верхнерифейских отложений вэдрэшевской и мадринской толщ и ОВ отложе-

ний ирэмэкэнской толщи, там, где она прошла пик фазы нефтегенерации [2]. Вклад ОВ разных толщ неравный на разных участках, на Куломбинском месторождении вклад ОВ ирэмэкэнской толщи, вероятно, больше чем на Юрубченском, что проявляется в содержании и распределении стеранов в нефтях соответствующих месторождений.



Молекулярно-массовое распределение трициклических терпанов в битумоидах и нефтях ирэмэкэнской толщи

## Список литературы

1. Филиппов Ю. А. Оценка катагенеза и нефтегазогенерационных свойств органического вещества рифейских и вендских отложений Байкитской антеклизы и Катангской седловины / Филиппов Ю. А., Петришина Ю. В., Болдушевская Л. Н. // Геология и геофизика. 1999. Т 40. № 9. С. 1340.
2. Филиппов Ю. А. Нефтегазоносность верхнего протерозоя западной части Сибирской платформы: диссертация..доктора геолого-минералогических наук /Ю. А. Филиппов — Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН: Новосибирск, 2016—449 с 3. Конторович А. Э. Разновозрастные очаги нефтидообразования и нефтидонакопления на Северо-Азиатском кратоне / Конторович А. Э., Бахтуров С. Ф., Башарин А. К., Беляев С. Ю., Бурштейн Л. М., Конторович А. А., Кринин В. А., Ларичев А. И., Ли Году, Меленевский В. Н., Тимошина И. Д., Фрадкин Г. С., Хоменко А. В. // Геология и геофизика, 1999, т. 40, № 11, с. 1676–1693.
4. Болдушевская Л. Н. Углеродистая пачка в разрезе ирэмэкэнской толщи верхнего рифея Байкитской антеклизы / Л. Н. Болдушевская, Н. Б. Красильникова, Г. Ю. Рудая, С. В. Фадеева, В. В. Самойленко, П. В. Трушков, В. А. Галиаскаров, С. В. Наумов // «Стратиграфия верхнего докембрия: проблемы и пути решения». VII Российская конференции по проблемам геологии докембрия (21–24 сентября 2021): материалы конференции. — Санкт-Петербург, 2021. — С. 25–27.
5. Peters, K. E. The biomarker guide: interpreting molecular fossils in petroleum and ancient sediments / K. E. Peters, J. M. Moldowan. — New Jersey, Prentice Hall: Englewood Cliffs, 1993. — 363 p.



6. Peters, K.E., Walters, C.C. & Moldowan J.M., 2005. The Biomarker Guide. Volume 2: Biomarkers and Isotopes in Petroleum Exploration and Earth History. Second Edition. (First edition published 1993 by Chevron Texaco.) 1132 pp. total. Cambridge, New York, Melbourne: Cambridge University Press. Price £150.00, US \$250.00 (hard covers). ISBN 0 521 83763 4.

7. Тимошина И. Д. Геохимия органического вещества неопротерозоя на юго-востоке Сибирской платформы / И. Д. Тимошина, Л. Н. Болдушевская // Георесурсы. — 2020. — Т. 22. — № 4. — С. 41–54.

8. Филиппов Ю. А. Взаимосвязь материнских пород и нефтей в мезозойских отложениях северо-востока Западно-Сибирской плиты на основе изучения углеводородов-биомаркеров и катагенеза органического вещества / Ю. А. Филиппов, И. В. Давыдова, Л. Н. Болдушевская, В. П. Данилова, Е. А. Костырева, А. Н. Фомин // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. — 2006. — № 5–6. — С. 52–57.

9. Болдушевская Л. Н. Нефтегазоматеринские толщи палеозойского разреза Западного Таймыра и корреляционные связи: органическое вещество пород — нафтиды / Л. Н. Болдушевская, Ю. А. Филиппов, С. В. Ладыгин, А. П. Романов // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. — 2012. — № 4. — С. 26–33.

УДК 550. 4:552.57/58(571.1)

DOI 10.25205/978-5-4437-1312-0-17-19

## **Геохимия асфальтенов рассеянного органического вещества пород и нефтей Западно-Сибирского бассейна \***

Л.С. Борисова

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

**Аннотация.** Комплексом физико-химических методов изучен состав и структура асфальтенов нефтей и битумоидов современных и ископаемых осадков Западной Сибири. Прослежена их эволюция от зарождения в диагенезе до разрушения и трансформации в кероген в условиях высоко-го катагенеза. Образующиеся в диагенезе протоасфальтены в результате катагенетических преобразований превращаются в асфальтены. В апокатагенезе в жестких термобарических условиях имеет место нарастание количества углеводородов за счет деструкции асфальтенов. Выделено три генерации асфальтенов: раннедиагенетические, мезокатагенетические и позднекатагенетические. Выявлены генетические связи между параметрами асфальтенов нефтей и битумоидов.

**Ключевые слова:** органическое вещество, нефти, асфальтены, эволюция, Западно-Сибирский бассейн

## **Geochemistry of Asphaltenes of Dispersed Organic Matter in Rocks and Oils of the West Siberian Basin**

L.S. Borisova

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, Novosibirsk

**Abstract.** The composition and structure of asphaltenes in oils and bitumens of modern and fossil-bearing sediments in Western Siberia have been studied based on a combination of physicochemical methods. Their evolution is traced from their inception in diagenesis to destruction and transformation into kerogen under high catagenesis conditions. Protoasphaltenes that formed during diagenesis are transformed into asphaltenes as a result of catagenetic transformations. In apocatagenesis, the amount of hydrocarbons tends to increase under severe thermobaric conditions, due to destruction of asphaltenes. Three generations of asphaltenes have been identified: early diagenetic, mesocatagenetic, and late catagenetic. Genetic relationships between the parameters of asphaltenes in oils and bitumoids have been revealed.

**Key words:** organic matter, oils, asphaltenes, evolution, West Siberian basin.

В мировой геохимической литературе интерес к гетероциклическим соединениям нефтей и рассеянного органического вещества (РОВ) не ослабевает с 70-х гг. прошлого столетия. Но и к настоящему времени работ по генетической геохимии асфальтенов практически еди-

---

\* Работа выполнена при поддержке проекта ФНИ № FWZZ-2022-0011.

© Л.С. Борисова, 2022

ницы; и потому весьма важно проследить их эволюцию в процессе литогенеза, выявить особенности состава и структуры в различных генетических типах РОВ — аквагенном (планктонном, бентосогенном, бактериогенном — продуктах фоссилизации аквабионтов) и террагенном (продуктах фоссилизации остатков высшей наземной растительности — аэробиионтов), и сравнить их с нефтями.

Объектами исследования особенностей состава гетероциклических соединений были асфальтеновые компоненты современных и ископаемых осадков Западной Сибири. Пробы торфов отбирали из месторождений Новосибирской и Томской областей, пробы сапропелей — из озер Кулундинской солеродной зоны [1]. Состав и структура асфальтенов из битумоидов РОВ юрских отложений, находящегося на стадии среднего мезокатагенеза, изучены на коллекции проб из Нейгинской, Медвежьей, Восточно-Таркосалинской, Верхнетолькинской, Уренгойской, Тазовской и Усть-Котухтинской скважин. Объектом для изучения преобразования органического вещества (ОВ) на стадиях апокатагенеза выбраны юрские и триасовые отложения Тюменской сверхглубокой скважины. Для получения всесторонней информации на молекулярном уровне об этих сложных фракциях ОВ использован комплекс методов: элементный и рентгеноструктурный анализы, спектроскопия в видимой области, спектроскопия ЯМР и ЭПР, электронная микроскопия.

В работе показано, что асфальтены ОВ нефтепроизводящих пород и порожденных им нефтей, подобно углеводородам (УВ), содержат «наследственную» информацию о биологическом составе исходного живого вещества и обстановках его захоронения. В диагенезе образуются еще не собственно асфальтены, а лишь их предшественники — протоасфальтены — соединения менее конденсированные, с более рыхлой структурой, не имеющие графитоподобную организацию как у асфальтенов ископаемых осадков. В результате катагенетических преобразований протоасфальтены превращаются в асфальтены. В процессе формирования в поведении гумусового и сапропелевого материала проявляются аналогичные тенденции: для образования асфальтенов обеих форм ОВ характерны полимерконденсационные превращения: в преимущественно алифатических и алициклических структурах сапропелевого ОВ и более циклических и ароматических структурах гумусового ОВ. Асфальтены по составу и структурным особенностям по сравнению с протоасфальтенами имеют больше углерода (79–84 %), меньше водорода (5–9 %), более высокую степень ароматичности (0.4–0.6), высокую концентрацию парамагнитных центров ( $10^{18}$  спин/г), макромолекулярную графитоподобную организацию. Результаты проведенных исследований катагенных изменений состава и структуры асфальтенов РОВ Западной Сибири на этапах среднего мезокатагенеза показали, что они претерпевают изменения, подобные установленным для дебитуминизированного ОВ соответствующей генетической группы [2]. На этапах катагенеза  $МК_1^2$ – $МК_3^1$  идет устойчивая карбонизация асфальтенов: увеличивается концентрация углерода, уменьшается доля водорода, азота и атомное отношение Н/С.

Кроме того, в диагенезе в условиях дефицита кислорода или сероводородного заражения одновременно с образованием сополимеров типа протоасфальтенов могло происходить формирование так называемых соединений включения при перестройке структуры хлорофиллов и заменой в них магния на ион ванадила. В связи с чем в них могли сформироваться и более крупные полости, в которые были бы захвачены и оказались как бы законсервированными во внутренней структуре и молекулы органических соединений [3]. Дальнейшие исследования подтвердили правоту этих предположений: в апокатагенезе на больших глубинах (на примере Тюменской сверхглубокой скважины) наблюдается деструкция асфальтенов, что приводит к новообразованию УВ (окклюдируемые УВ). А.Э. Конторовичем с сотрудниками, наблю-

давшими подобный эффект по материалам сверхглубокой скважины Средневиллюйская-27 (Виллюйская синеклиза, Восточная Сибирь), было предложено называть асфальтены, перешедшие в нерастворимые в органических растворителях разности, эпиасфальтовыми керогенами (ЭПАК) [4].

В работе также установлено единство источников асфальтенов нефтей горизонта Ю<sub>1</sub> и песчаных горизонтах берриаса — нижнего апта Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна, подобных по составу и химической структуре асфальтенам битумоидов аквагенного рассеянного вещества бажендовской свиты. Генетическая связь между гетероциклическими компонентами РОВ и гетероциклическими компонентами нефтей фиксируется по содержанию водорода, серы, порфиринов, изотопному составу углерода.

Суммируя вышеизложенное, можно сделать следующие выводы.

На примере изучения состава и структуры асфальтенов из битумоидов современных и ископаемых осадков рассмотрено происхождение асфальтенов и модель их эволюции от зарождения в диагенезе до разрушения и трансформации в кероген в условиях высокого катагенеза.

Протоасфальтены формируются в диагенезе и потом «созревают». Эти геосополимеры являются продуктом биохимической и химической деструкции живого вещества. При этом на структуру и состав асфальтенов огромное влияние оказывают состав липидов исходного живого вещества и среда в осадке в диагенезе.

Часть асфальтенов образуется в катагенезе за счет деструкции керогена. В мезокатагенезе, асфальтены «вступают на путь графитизации». Фактически в ходе катагенеза состав асфальтенов претерпевает направленные изменения, подобные установленным для дебитуминированного ОВ соответствующей генетической группы.

В ходе катагенеза РОВ в жестких термобарических условиях (на больших глубинах) происходит деструкция не только керогена, но и деструкция смолисто-асфальтоновых компонентов и новообразование УВ. При этом за счет деструкции асфальтенов растет выход высококонденсированных ароматических УВ (фенантронов и хризенов) и, возможно, алифатических УВ, окклюдированных асфальтенами.

Выделено три генерации асфальтенов: раннедиагенетические — протоасфальтены современных осадков, мезокатагенетические — образующиеся в главной зоне катагенеза и позднекатагенетические — образующиеся в условиях высоких температур и давлений.

Выявлены генетические связи между асфальтенами нефтей и РОВ.

## Список литературы

1. Борисова Л. С. Геохимия, состав и структура протоасфальтенов в органическом веществе современных озерных осадков // Геология и геофизика. — 2017. — Т.58 — № 3-4. — С. 366-371.
2. Борисова Л. С. Асфальтены — наследники генетического кода керогена // Геология нефти и газа. — 2016. — № 6. — С. 75-79.
3. Borisova L. S. The origin of asphaltenes and main trends in evolution of their composition in during lithogenesis // Petroleum Chemistry. — 2019. — V. 59. — № 10. — P.1118-1123.
4. Конторович А. Э. Закономерности преобразования террагенного органического вещества в мезо- и апокатагенезе / А. Э. Конторович, К. В. Долженко, А. Н. Фомин // Геология и геофизика. — 2020. — Т. 61. — № 8. — С. 1093-1108.

УДК 553.98 (571.1)

DOI 10.25205/978-5-4437-1312-0-20-23

## **Закономерности распространения промышленных скоплений УВ флюидов в Западно-Сибирском нефтегазоносном бассейне**

А. М. Брехунцов, И. И. Нестеров

Многопрофильное научное предприятие «ГЕОДАТА», Тюмень

**Аннотация.** Приведена структура начальных суммарных ресурсов нефти и газа Западно-Сибирской НГП. Рассмотрено распределение запасов нефти и газа по комплексам. Приведены региональные закономерности распределения залежей.

**Ключевые слова:** Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция, запасы нефти и газа, ресурсы УВ сырья, нефтегазоносный комплекс

## **Distribution patterns of hydrocarbon fluids industrial accumulations in West Siberia**

A. M. Brekhuntsov, I. I. Nesterov

Multidisciplinary Scientific Enterprise "GEODATA", Tyumen

**Abstract.** The hydrocarbon potential structure of the West Siberian Basin is given. The distribution of oil and gas reserves by formations is considered. Regional patterns of oil and gas deposits are given.

**Key words:** West Siberian Basin, oil & gas reserves, hydrocarbon resources, oil and gas formation

Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция (ЗС НГП) занимает площадь 2,6 млн км<sup>2</sup> и включает 18 нефтегазоносных областей (НГО), из которых в трех наземных краевых областях промышленных УВ скоплений на сегодняшний день не выявлено (см. рисунок). Площадь установленной промышленной нефтегазоносности (1,2 млн км<sup>2</sup>) была в основном выявлена к середине 80-х годов XX века, и в последующие годы за ее пределами на суше были выявлены лишь единичные месторождения. Таким образом, на сегодняшний день на половине территории ЗС НГП промышленных залежей УВ не выявлено.

По состоянию на 01.01.2020 г. в Западной Сибири открыто 920 месторождений УВ сырья. Из них 18 нефтяных месторождений относятся к уникальным, 162 — к крупным. К уникальным газовым относятся 36 месторождений, 83 — к крупным. Нефтяные залежи сконцентрированы в центральной и южной частях, газовые — в северной. Большинство запасов нефти и газа приурочены к крупным поднятиям на территории длительного устойчивого прогибания [3]. Крупнейшие газовые залежи находятся на глубинах 1000–1500 м, нефтяные — на глубинах 2200–3000 м. Максимальные плотности начальных нефтяных ресурсов приурочены к Средне-Обской, Фроловской и Красноленинской НГО, газовых — к Надым-Пурской, западным районам Пур-Тазовской, Ямальской и Южно-Карской НГО.

Если контур площадного распространения промышленной нефтегазоносности за последние 40 лет не претерпел существенных изменений, то глубины, на которых получены признаки продуктивности отложений, возросли [1].

По состоянию на 01.01.2020 г. накопленная добыча нефти по провинции в целом составила 13,6 млрд т, текущие извлекаемые запасы — 19,4 млрд т при значительном объеме извлекаемых ресурсов по сумме категорий — 30,9 млрд т (см. таблицу). При этом в ХМАО, основном нефтедобывающем регионе, добыча падает, начиная с 2008 года.

Накопленная добыча газа с начала разработки составила 20,6 трлн м<sup>3</sup>, текущие запасы — 47,7 трлн м<sup>3</sup> при объемах геологических ресурсов, превышающих 100 трлн м<sup>3</sup>.

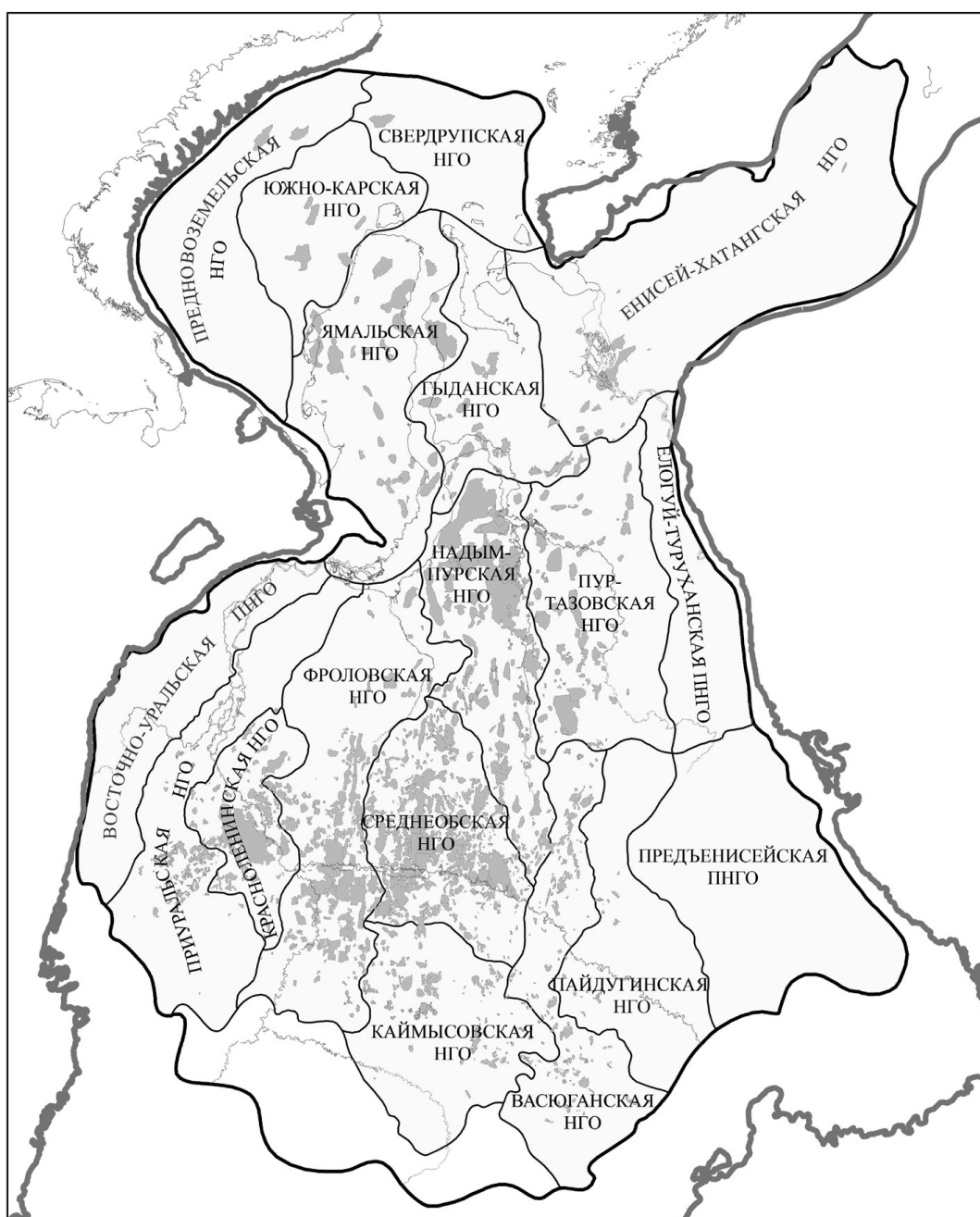


Рис. 1. Нефтегазоносные области Западно-Сибирской НГП

**Состояние текущих запасов и добычи УВ сырья  
по Западно-Сибирской НГП по состоянию на 01.01.2020 г.**

Тип флюида	Накопленная добыча	Запасы текущие извлекаемые		Всего запасы + накопленная добыча	НСР на 01.01.17
		$AV_1C_1$	$B_2C_2$		
Нефть, млрд т	13,6	11,7	7,7	33,0	63,9
Газ, трлн м <sup>3</sup>	20,6	33,4	16,3	70,4	172,3
Конденсат, млрд т	0,3	1,3	1,3	3,0	11,4

В доюрском нефтегазоносном комплексе (НГК) крупные запасы нефти содержит только Рогожниковское месторождение, залежь которого вмещают трещиноватые риолиты, залегающие в приконтактной зоне чехла и фундамента. Вторым по объему нефтяных запасов в фундаменте является Красноленинское месторождение, которое находится вблизи Рогожниковского. Все остальные доюрские залежи нефти являются мелкими по запасам и суммарно содержат столько же нефти, что и два упомянутых месторождения Красноленинской НГО. Текущие извлекаемые запасы нефти по сумме категорий в доюрском комплексе ЗС НГП составляют 129,1 млн т.

Крупные газовые запасы, приуроченные к образованиям фундамента, содержат расположенные в разных НГО Новопортовское, Северо-Варьганское и Арчинское месторождения, запасы которых многократно превышают суммарные запасы газа остальных доюрских залежей ЗС НГП. Текущие извлекаемые запасы газа по сумме категорий в доюрском комплексе ЗС НГП составляют 108,9 млрд м<sup>3</sup>.

Текущие извлекаемые запасы нефти в нижне-среднеюрском комплексе составляют 3,8 млрд т, из которых к категории  $B_2C_2$  относятся 1,9 млрд т. Еще более существенная доля запасов категории  $B_2C_2$  оценена по газу: 6,2 трлн м<sup>3</sup> из 7,1 трлн м<sup>3</sup>.

Текущие запасы верхнеюрского НГК составляют 2,6 млрд т нефти и 0,7 трлн м<sup>3</sup> газа, ачимовского НГК — 2,1 млрд т нефти и 4,8 трлн м<sup>3</sup> газа, неокомского НГК — 7,7 млрд т нефти и 9,1 трлн м<sup>3</sup> газа, апт-альбского НГК — 1,9 млрд т нефти и 12,5 трлн м<sup>3</sup> газа, сеноманского НГК — 1,2 млрд т нефти и 13,9 трлн м<sup>3</sup> газа, надсеноманском ГК — 1,5 трлн м<sup>3</sup> газа.

Таким образом, основные запасы нефти содержатся в неокомском НГК, газа — в апт-альб-сеноманском НГК. Литолого-геохимические условия, доминирующие в арктических областях, обеспечили газонакопление в крупных масштабах во всем объеме проницаемой толщи осадочного чехла. Наиболее мощным газогенерирующим интервалом разреза при этом является готерив-аптская толща. Вследствие изоляции нижнеальбской глинистой покрывкой этого источника от сеноманских ловушек значительные скопления газа образовались в аптских отложениях [2].

Структура начальных суммарных ресурсов УВ сырья Западной Сибири при ее комплексном рассмотрении обнаруживает ряд принципиальных вопросов, связанных с тем, что существенная часть остаточных запасов и невыявленных ресурсов относится к трудноизвлекаемым. К ним относятся тяжелые высоковязкие нефти, низконапорный газ, залежи, связанные со сложнопостроенными ловушками и низкопроницаемыми коллекторами. Кроме того, требует подтверждения значительная доля запасов нефти и газа, оцененная по категории  $C_2$  в ачимовском и среднеюрском НГК.

### Список литературы

1. Белоконь-Карасева Т. В. Перспективы нефтегазоносности глубокопогруженных отложений севера Западной Сибири по данным сверхглубокого бурения / Т. В. Белоконь-Карасева, С. Е. Башкова, Г. Л. Беляева, Ю. А. Ехлаков, В. И. Горбачев // Геология нефти и газа. — 2006. — №6. — С. 2–9.
2. Брехунцов А. М. Нефтегазовая геология Западно-Сибирской Арктики / А. М. Брехунцов, Б. В. Монастырев, И. И. Нестеров, В. А. Скоробогатов. — Тюмень: ООО «МНП «ГЕОДАТА», 2020. — 464 с.
3. Гулари Ф. Г. Основные закономерности формирования и размещения залежей нефти и газа в мезозойских отложениях Западно-Сибирской плиты / Ф. Г. Гулари, А. Э. Конторович, Э. Э. Фотиади // Геология и геофизика. — 1967. — №1. — С. 3–12.



УДК 550.4

DOI 10.25205/978-5-4437-1312-0-24-26

## Ароматические биомаркеры органического вещества разновозрастных углей

Н. С. Бурдельная<sup>1</sup>, Д. А. Бушнеv<sup>1,3</sup>, Н. В. Носова<sup>2</sup>,  
О. С. Котик<sup>1</sup>, П. А. Безносov<sup>1</sup>, С. А. Ондар<sup>3</sup>

<sup>1</sup> Институт геологии им. Н. П. Юшкина ФИЦ Коми НЦ УрО РАН, Сыктывкар

<sup>2</sup> Ботанический институт им. Комарова РАН, Санкт-Петербург

<sup>3</sup> Туvinский институт комплексного освоения природных ресурсов СО РАН, Кызыл

**Аннотация.** Изучен состав ароматической фракции битумоидов незрелых углей девонского, пермского и юрского возрастов. Основной набор ароматических соединений сохраняется независимо от возраста и вида растительности. Определены ароматические биомаркеры, однозначно свидетельствующие об исходных биопродуцентах органического вещества углей.

**Ключевые слова:** ароматические биомаркеры, уголь, терригенное органическое вещество, битумоид

## Aromatic biomarkers of organic matter of coals of different ages

N. S. Burdelnaya<sup>1</sup>, D. A. Bushnev<sup>1,3</sup>, O. S. Kotik<sup>1</sup>,  
P. A. Beznosov<sup>1</sup>, N. V. Nosova<sup>2</sup>, S. A. Ondar<sup>3</sup>

<sup>1</sup> Institute of Geology of Komi Science Centre of the Ural Branch  
of the Russian Academy of Sciences, Syktyvkar

<sup>2</sup> Komarov Botanical Institute of the Russian Academy of Sciences, Saint Petersburg

<sup>3</sup> Tuviniан Institute for Exploration of Natural Resources of Siberian Branch of RAS, Kyzyl

**Abstract.** The composition of the aromatic fraction of bitumoids of immature coals of the Devonian, Permian and Jurassic ages has been studied. The main set of aromatic compounds is preserved regardless of the age and type of vegetation. Aromatic biomarkers have been determined that unambiguously indicate the initial bioproducers of the organic matter of coals.

**Key words:** aromatic biomarkers, coal, terrestrial organic matter, bitumoid

Состав ароматических биомаркеров в терригенном ОВ может отражать вклад определенного типа растительности, условия, в которых протекало накопление ОВ, а также процессы, связанные с “постнакопительным” преобразованием ОВ, например, горением вследствие пожаров. Ранее были предприняты попытки связать структуру ароматических биомаркеров с возрастом отложений [1], но полученная привязка оказывается несколько грубой и размытой. Так, например, отнесение к продуктам диагенеза биомаркеров олеананового типа ароматических компонентов, типа метилнафталинов (1,2,7-ТМН, 1,2,5-ТМН, 1,2,5,6-ТеМН), сомнительно. Олеанан — это природный тритерпеноид, широко распространенный в покрытосеменных

растениях, активное развитие которых начинается с мелового периода. Обнаружение в составе битумоидов углей производных абиетиновой кислоты — дегидроабиетана, симонеллита и ретена, является признаком голосеменных, содержащих в своем составе смолистые компоненты (например, хвойные растения). Данные биомаркеры характерны для ОВ углей, начиная с каменноугольного периода.

Нами были проанализированы ароматические фракции незрелых углей верхнедевонского (Северный Тиман), верхнепермского (Печорский угольный бассейн), среднеюрского (Улуг-Хемский угольный бассейн) возрастов, а также ряд юрских лигнитов, отобранных из Ангреновского угольного месторождения (Узбекистан). Из Ангрена исследованы образцы с мономинантным захоронением листьев *Phoenicopsis taschkessiensis* и *Czekanowskia eugeniae*. Формирование верхнедевонских углей Северного Тимана происходило в паралических условиях прибрежно-морской равнины. Верхнепермские угли юго-западной части Косью-Роговской впадины образовались в отличных от континентальных озерно-болотных. Формирование среднеюрских углей Улуг-Хемского бассейна подобно углям Неченского месторождения происходило в озерно-болотных обстановках. Все рассматриваемые угли характеризуются низкой стадией преобразованности ОВ — на грациях ПК<sub>3</sub> и начала МК<sub>1</sub>.

Анализ состава ароматической фракции показал, что основной набор ароматических соединений сохраняется независимо от возраста и вида растительности: это метилзамещенные нафталины, фенантрен и его метилпроизводные, дибензофуран и его метилпроизводные, флуорантен, пирен и хризен. Среди нафталинов наблюдаются повышенные концентрации 1,2,5-, 1,2,7-триметилнафталинов, 1,2,5,6- и 1,2,3,5-тетраметилнафталинов. Такая картина характерна для всех исследованных битумоидов углей независимо от возраста, при этом увеличение содержания 1,2,5-ТМН сопровождается повышенными концентрациями 1,2,5,6- и 1,2,3,5-тетраметилнафталинов (пики соэлюируются). В ОВ углей верхнего девона отсутствуют кадален и 6-изопропил-1-изогексил-2-метилнафталин, являющихся “типичными” реликтовыми ароматическими углеводородами — биомаркерами терригенной растительности, что отличает состав данных углей от состава ОВ изученных нами углей верхней перми и углей среднеюрского возраста и свидетельствует об ином типе растительности, участвовавшем в формировании ОВ данных углей.

В составе ароматической фракции незрелых пермских углей (Неченское месторождение) характерен значительный вклад смолистых компонентов, что проявляется в высоких концентрациях ретена и/или его гидрированных аналогов — дегидроабиетана, дегидроабиетина, симонеллита, в более зрелых пробах фиксируется исключительно ретен. В юрском угле среди фенантронов доминирует ретен, тогда как в верхнедевонских углях максимальные концентрации характерны для голядерного фенантрена и метилфенантронов (в ряде проб углей девонского возраста ретен обнаруживается в следовых концентрациях). Считается, что высокое содержание фенантрена, как правило, характерно для терригенного ОВ, например, в углях верхнего карбона Рурского угольного бассейна (Германия) он составляет более 70 % от общего содержания ароматических компонентов [2]. Его высокое содержание может объясняться наличием различных предшественников стероидного строения, вследствие чего “теряется” реликтовый характер как фенантрена, так и его метилпроизводных [3].

Состав ароматической фракции битумоидов, выделенных из пород, содержащих остатки *Czekanowskia* и *Phoenicopsis* из Ангрена, имеет ряд выраженных особенностей — здесь присутствуют многочисленные частично или полностью ароматизированные производные абиетановой кислоты, среди которых дегидроабиетан, симмонелит, метилсиммонелит, ретен, метилретен. Кроме того, специфичность состава проб отражена в обнаружении двух групп “родственных”

соединений, идентифицируемых по ионам с  $m/z = 255$  и  $270$  (молекулярный) — 8 соединений, и  $m/z = 251$  и  $266$  (молекулярный), относящихся к углеродным фрагментам дегидроабиетанового ряда и метилсимонеллита соответственно. Это даёт важные предпосылки в хемосистематике для исследования образцов с монодоминантным захоронением растений.

### Список литературы

1. Armstroff A., Wilkes H., Schwarzbauer J., Littke R., Horsfield B. Aromatic hydrocarbon biomarkers in terrestrial organic matter of Devonian to Permian age // *Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology*, 2006. V. 240. P. 253–274.
2. Radke M., Vriend S. P., and Ramanampisoa L. R. Alkyldibenzofurans in terrestrial rocks: Influence of organic facies and maturation // *Geochim. et Cosmochim. Acta*, Vol. 64, No. 2, pp. 275–286, 2000.
3. Simoneit, B.R. T. Biomarker PAHs in the environment. In: Neilson, A.H. (Ed.), *The Handbook of Environmental Chemistry 3, Part I, PAHs and Related Compounds*. Springer-Verlag, Berlin, Heidelberg, pp. 176–221, 1998.

УДК 553.98

DOI 10.25205/978-5-4437-1312-0-27-30

## **Первые данные о кинетических характеристиках керогенов куонамского комплекса нижнего и среднего кембрия \***

Л. М. Бурштейн, А. А. Дешин, Т. М. Парфенова,  
К. В. Долженко, А. Н. Козырев, Е. С. Ярославцева

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

**Аннотация.** В работе представлены кинетические характеристики керогенов куонамской и иниканской свит.

**Ключевые слова:** кинетические характеристики, кероген, куонамская свита, иниканская свита, кембрий

## **The first data of Kuonamka formation kerogens kinetic characteristics**

L. M. Burshtein, A. A. Deshin, T. M. Parfenova,  
K. V. Dolzenko, A. N. Kozyrev, E. S. Yaroslavtseva

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, Novosibirsk

**Abstract.** The paper presents the kinetic characteristics of kerogens from the Kuonamka and Inikan formations.

**Key words:** kinetic characteristics, kerogen, Kuonamka formation, Inikan formation.

Определение геохимических характеристик керогенов основных нефтегазопроизводящих толщ является одним из ключевых этапов реализации историко-геологического («бассейнового») моделирования. От кинетических характеристик керогена (частотного фактора в константах Аррениуса и распределения лабильной части керогенов по энергиям активации) зависит динамика генерации углеводородов. Кинетические характеристики керогенов реконструируются на основе натуральных наблюдений и результатов специализированного пиролиза [1].

Исследования кинетических характеристик керогенов куонамской и иниканской свит Восточной Сибири, результаты которых представлены ниже, проводились впервые.

---

\* Работа выполнена в рамках научной тем FWZZ-2022-0007 «Цифровая модель Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, седиментогенез и литостратиграфия, закономерности размещения нефтяных и газовых месторождений, детализированная количественная оценка ресурсов углеводородов в традиционных и нетрадиционных скоплениях, как основа прогноза развития нефтегазового комплекса» и FWZZ-2022-0011 «Органическая геохимия нефтепроизводящих пород и нафтидов, геохимические предпосылки нефтегазоносности протерозойских и фанерозойских осадочных бассейнов Сибири и Республики Саха (Якутия), включая Арктическую зону» Государственной программы ФНИ.

© Л. М. Бурштейн, А. А. Дешин, Т. М. Парфенова, К. В. Долженко, А. Н. Козырев, Е. С. Ярославцева, 2022

Куонамская свита и ее аналоги (шумнинская, синская, иниканская и др.) распространены на обширной территории Восточной Сибири, а также отмечены в юго-восточной части Западно-Сибирского бассейна (пайдугинская свита кембрия). Свита сложена глинисто-карбонатно-кремнистыми породами, обогащенными органическим веществом. Изучение органической геохимии куонамской свиты и ее аналогов ведутся с 50-х годов XX века. Органическое вещество куонамской свиты широко изучено по материалам обнажений в районах рек (р. Молодо, р. Мая, р. Кюленке, р. Малая Куонамка, р. Большая Куонамка, р. Синяя, р. Юдома, р. Арга-Сала) и разрезов некоторых скважин (скв. Хоточу, скв. Красный ручей) [2, 3, 4].

Фактическим материалом для пиролитических исследований керогеновой части ОВ являлись порошки дебитуминизированных пород куонамской свиты из керна скважин Серкинского участка № 10, № 5, профиль VII и иниканской свиты из скважин Тит-Эбя № 6, Усть-Майская № 366. Общие характеристики образцов по результатам стандартного пиролиза приведены в таблице. Большая часть образцов обладает сравнительно высоким остаточным генерационным потенциалом и, соответственно, водородным индексом (HI), относительно невысокими значениями  $T_{max}$ . Катагенез ОВ пород соответствует началу главной зоны нефтеобразования.

#### Характеристики керогенов куонамской и иниканской свит

Скважина, номер	Свита	$C_{opr}$ , %	$T_{max}$ , °C	HI, мг УВ/г породы
Серкинский участок, №10/VII	куонамская	2.98	439	431
Серкинский участок, №10/VII	куонамская	7.07	438	274
Серкинский участок, №10/VII	куонамская	8.23	428	389
Серкинский участок, №5/VII	куонамская	2.41	436	472
Серкинский участок, №5/VII	куонамская	13.63	426	412
Серкинский участок, №5/VII	куонамская	7.01	430	343
Тит-Эбя, № 6	иниканская	2.84	440	384
Тит-Эбя, № 6	иниканская	4.42	435	553
Усть-Майская, № 366	иниканская	2.18	442	486
Усть-Майская, № 366	иниканская	6.95	436	580

Специализированные исследования для обоснования кинетических параметров представляют собой серию пиролитических экспериментов с разными скоростями нагрева: 5 °C, 10 °C, 30 °C, 50 °C. Подробная схема проведения таких экспериментов представлена в работах [1, 5]. Обработка результатов пиролиза и определение кинетических характеристик выполнялась с использованием программы, разработанной в ИНГГ СО РАН [6].

Полученные, в результате исследования образцов из скважин №10 и №5 Серкинского участка, кинетические характеристики по картине распределения генерационного потенциала по энергиям активации аналогичны керогену Menil-2 [5]. Максимум распределения приходится на 54 ккал/моль (рис. 1). Однако, распределение Menil-2 чуть более широкое и его максимальное значение несколько выше. Генерационный потенциал куонамского керогена распределен более равномерно. Частотный фактор для керогена куонамской свиты из скважины №10 равен  $1.15 \cdot 10^{14} \text{c}^{-1}$ , а из скважины №5 равен  $1.36 \cdot 10^{14} \text{c}^{-1}$ .

Кероген иниканской свиты в скважине Тит-Эбя № 6 похож на кероген куонамской свиты как картиной распределения, так и значениями генерационного потенциала. Очевидно кероген

иниканской свиты из скважины Усть-Майская № 366 наиболее преобразован. Для него редуцирована вся левая часть распределения генерационного потенциала по энергиям активации (рис. 2). Частотный фактор керогена иниканской свиты на площади Тит-Эбя № 6 составил  $1 \cdot 10^{14} \text{ с}^{-1}$ , на Усть-Майской площади частотный фактор составил  $8.91 \cdot 10^{13} \text{ с}^{-1}$ .

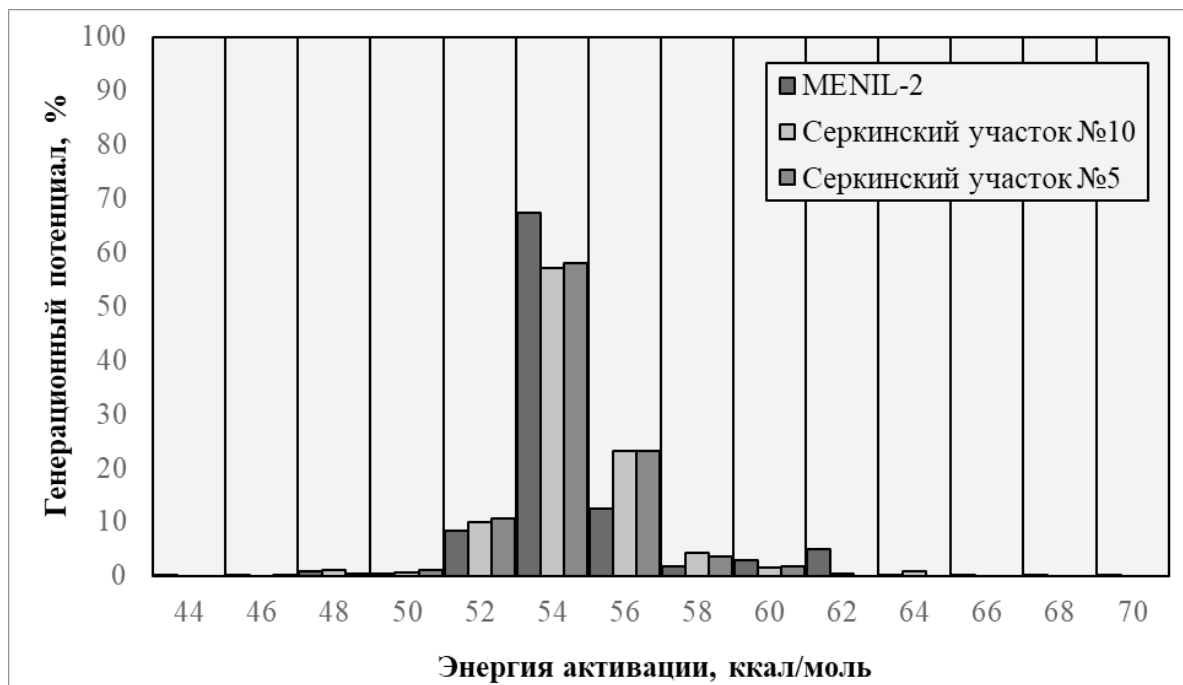


Рис. 1. Распределение генерационного потенциала по энергиям активации керогена куонамской свиты

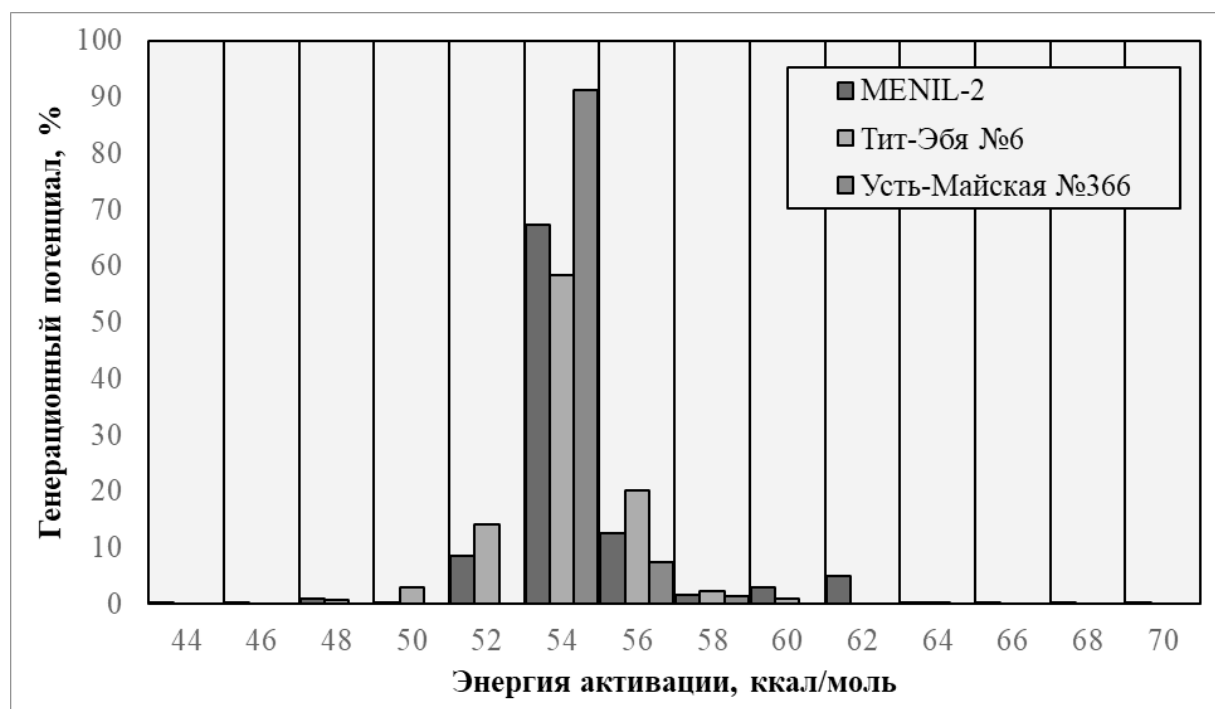


Рис. 2. Распределение генерационного потенциала по энергиям активации керогена иниканской свиты

Таким образом, при выполнении историко-генетического («бассейнового») моделирования процессов генерации углеводородов в куонамской свите и ее аналогах в качестве первого приближения можно принять кинетические характеристики керогена образцов из скважин Серкинского участка и скв. Тит-Эбя №6.

### Список литературы

1. Burnham A.K. Global Chemical Kinetics of Fossil Fuels. Springer International Publishing AG, 2017, 323 p.
2. Бахтуров С. Ф. Куонамская битуминозная карбонатно-сланцевая формация / С. Ф. Бахтуров, В. М. Евтушенко, В. С. Переладов // Новосибирск: Наука. — 1988. — 160 с.
3. Парфенова Т. М. Кероген куонамской свиты кембрия (северо-восток Сибирской платформы) / Т. М. Парфенова, А. Э. Конторович, Л. С. Борисова, В. Н. Меленевский // Геология и геофизика. — 2010. — № 3. — С. 357–367.
4. Баженова Т. К. Рассеянное органическое вещество в отложениях кембрия Сибирской платформы / Т. К. Баженова, Д. И. Дробот, В. М. Евтушенко, С. А. Кащенко, А. Э. Конторович, К. К. Макаров, В. Е. Савицкий, В. В. Самсонов, Ю. Я. Шабанов, Б. Б. Шишкин // Геохимия нефтегазоносных толщ кембрия Сибирской платформы. Тр. СНИИГГиМСа: вып. 139, 1972. С. 4–18
5. Behar F. Thermal cracking of kerogen in open and closed systems: determination of kinetic parameters and stoichiometric coefficients for oil and gas generation / F. Behar, M. Vandenbroucke, Y. Tang, F. Marquis, J. Espitalie // Organic Geochemistry. — 1997. — Vol. 26, № 5–6. — P. 321–339.
6. Козырев А. Н., Бурштейн Л. М. Программа расчета кинетических параметров керогена: Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ / А. Н. Козырев, // № 2018665046, заявка № 2018662159 от 02.11.2018, зарегистрировано 29.11.2018, RU

УДК 550.42

DOI 10.25205/978-5-4437-1312-0-31-32

## **Изотопия углерода индивидуальных *n*-алканов ряда парафинистых нефтей Печорского бассейна**

Д. А. Бушнев, Н. С. Бурдельная, А. А. Ильченко

Институт геологии им. Н. П. Юшкина ФИЦ Коми НЦ УрО РАН, Сыктывкар

**Аннотация.** Исследован изотопный состав углерода *n*-алканов нефтей среднедевонско-нижнефранского терригенного комплекса Тимано-Печорского бассейна. Установлено, что с ростом молекулярной массы происходит снижение содержания изотопа  $^{13}\text{C}$ . Это является характерным признаком органического вещества терригенного характера со значительной долей водной растительности, то есть смешанного, а также соответствующих нефтей

**Ключевые слова:** изотопный состав углерода, *n*-алканы, парафинистые нефти, Печорский бассейн

## **Carbon isotope of individual *n*-alkanes of paraffinic oils of the Pechora basin**

D. A. Bushnev, N. S. Burdelnaya<sup>1</sup>, A. A. Ilchenko

Institute of Geology of Komi Science Centre  
of the Ural Branch of the Russian Academy of Sciences, Syktyvar

**Abstract.** The isotopic composition of carbon of *n*-alkanes was studied in oils of the Middle Devonian-Lower Frasnian terrigenous complex of the Pechora basin. It was established that molecular weight increase the content of the  $^{13}\text{C}$  isotope decreases. This is a characteristic feature of terrigenous organic matter with a significant proportion of aquatic vegetation, that is, mixed, as well as the corresponding oils.

**Key words:** organic carbon isotope, *n*-alkanes, paraffinic oils, Pechora basin

Нефти среднедевонско-нижнефранского терригенного комплекса из резервуаров южной части Печоро-Кожвинского мегавала характеризуются высокими и очень высокими содержаниями парафиновых углеводородов. Эти нефти обычно имеют светлый цвет, из-за низких концентраций или вообще отсутствующих асфальтенов, застывают при относительно высоких температурах, преобразуясь в сплошную малоподвижную парафинистую массу. Происхождение этих нефтей связывают с генерацией углеводородов в нефтематеринских породах вмещающего терригенного комплекса. Вообще, образование высокопарафинистых нефтей традиционно связывают с органическим веществом терригенных отложений.

Особенностью парафинистых нефтей является низкие или очень низкие концентрации полициклических биомаркеров. Это затрудняет их анализ, так, приходится прибегать к удалению парафинов методом комплексообразования с мочевиной. Анализ данных по полици-



клическим биомаркерам высокопарафинистых нефтей приводит к возможному заключению о влиянии небольших количеств «примесной» нефти из других нефтегазоносных комплексов на формирование состава биомаркеров, так как их концентрация чрезвычайно мала.

Основной частью — телом парафинистых нефтей являются сами *n*-алканы. Поэтому — изучение самих парафинов в случае исследуемых нефтей является очень важным дополнением к исследованию полициклических углеводородов — биомаркеров. Как извлечь информацию из парафинов? Первый путь это анализ их молекулярно-массового распределения. Для нефтей терригенных отложений свойственно высокое содержание высокомолекулярных *n*-алканов, это определяется значительным вкладом липидов эпикутикулярных восков высших растений в состав исходной биомассы, и преимущественное участие именно этих биохимических предшественников в формировании углеводородного состава битумоида и в последующем — нефти.

Второй путь это анализ изотопного состава элементов, слагающих исследуемые углеводороды. Нами получены данные об изотопном составе углерода индивидуальных *n*-алканов ряда парафинистых нефтей Республики Коми и изотопном составе углерода их фракций. Изучены образцы из Югидского и Кыртаельского месторождений. Общей особенностью изотопного состава углерода на уровне фракций изученных нефтей является относительно лёгкий углерод алифатической фракции ( $-31$ – $-33$  ‰  $\delta^{13}\text{C}$ ), и несколько более тяжелый изотопно углерод ароматической фракции и смол ( $-29$ – $-30$  ‰  $\delta^{13}\text{C}$ ). Асфальтены же нефти Кыртаельского месторождения изотопно неотличимы от насыщенной фракции, то есть содержат в основном лёгкий изотоп ( $-32$  ‰  $\delta^{13}\text{C}$ ), а асфальтены нефти Югидского месторождения изотопно более тяжёлые ( $-28$  ‰  $\delta^{13}\text{C}$ ).

Для анализа изотопного состава углерода отдельных углеводородов было проведено выделение чистых парафинов методом комплексообразования с мочевиной. В последующем полученная фракция парафинов исследована методом GC-IRMS или CSIA. Полученные результаты являются свидетельством неодинакового состава изотопов углерода разных *n*-алканов изученных проб. Нами выявлено, что налицо тенденция снижения содержания изотопа  $^{13}\text{C}$  в *n*-алканах при увеличении числа атомов углерода в молекуле. Причины подобного явления в органическом веществе с существенной терригенной составляющей, в общем, известны. Наиболее кратко можно сформулировать так: неоднородность исходного органического вещества пород, образование *n*-алканов из терригенной растительности и водной растительности, смешение их в одной пробе приводят к тому, что *n*-алканы  $\text{C}_{27}$ – $\text{C}_{31}$  (высшая растительность) имеют более изотопно лёгкий углерод, чем *n*-алканы  $\text{C}_{21}$ – $\text{C}_{25}$  (водная растительность).

УДК 550.42

DOI 10.25205/978-5-4437-1312-0-33-34

## Исследования углеводородов-биомаркеров пермских растений

Д. А. Бушнев<sup>1</sup>, Н. С. Бурдельная<sup>1</sup>, Я. Д. Сенникова<sup>2</sup>, Л. Р. Жданова<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Институт геологии им. Н. П. Юшкина ФИЦ Коми НЦ УрО РАН, Сыктывкар

<sup>2</sup>Сыктывкарский государственный университет им. П. Сорокина, Сыктывкар

**Аннотация.** Анализ состава экстракта отдельных листиков пермских растений рода Cordaitales из микронавесок показал, что для них характерны нечётные *n*-алканы состава C<sub>27</sub>, C<sub>29</sub>, C<sub>31</sub>. Идентифицирован небольшой пик метильного эфира 7-оксодегидроабиединовой кислоты, родственного типичным для хвойных дитерпеноидам с абиеановым углеродным скелетом

**Ключевые слова:** *n*-алканы, углеводороды-биомаркеры, Cordaitales

## Studies of hydrocarbons-biomarkers of Permian plants

D. A. Bushnev<sup>1</sup>, N. S. Burdelnaya<sup>1</sup>, Ya. D. Sennikova<sup>2</sup>, L. R. Jdanova<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Institute of Geology of Komi Science Centre  
of the Ural Branch of the Russian Academy of Sciences, Syktyvkar

<sup>2</sup>Pitirim Sorokin Syktyvkar State University, Syktyvkar

**Abstract.** Analysis of the composition of the extract of individual leaves of Permian plants of the genus Cordaitales from micro-weight samples showed that they are characterized by odd *n*-alkanes of composition C<sub>27</sub>, C<sub>29</sub>, C<sub>31</sub>. A small peak of 7-oxodehydroabietic acid methyl ester was identified, related to typical coniferous diterpenoids with an abietane carbon skeleton.

**Key words:** *n*-alkanes, biomarker-hydrocarbons, Cordaitales

Углеводороды — биомаркеры, содержащиеся в экстракте породы или битумоиде несут информацию, в том числе о видовом составе ископаемой растительности. Наибольшее внимание в последние годы уделялось использованию терпеноидов для исследований современных и ископаемых хвойных. Известная результативность достигнута при использовании *n*-алканов современных хвойных для их хемотаксономического анализа. Углеводороды — биомаркеры применялись для диагностики состава органического вещества современных океанических осадков и оценки вклада различных групп наземной растительности в них.

Значительный прогресс достигнут в хемотратиграфическом изучении эволюционных изменений терригенной растительности, выражающихся в появлении в геологической летописи новых углеводородов вверх по разрезу. Отметим известные стратиграфические признаки по составу углеводородов — появление ретена, филокладана, олеанана, кадинана в составе ископаемых осадков.

Основная сложность анализа углеводородов — биомаркеров в углях это то, что экстракция «усредняет» вклад всех источников биомассы в осадок. По составу не очевидно, откуда

взялся тот или иной углеводород. В качестве решения этого вопроса предполагается два основных подхода. Первый это применить углеводородный анализ к монодоминантным захоронениям. Брать на анализ породу, содержащую фитолеймы одного вида. В этом случае вероятность того, что углеводороды относятся к данной флоре, возрастают. Второй путь — анализ углеводородов из микронавесок — единичного остатка растения с чёткой видовой характеристикой. Предварительные опыты показали, что это вполне технически осуществимый подход.

В качестве объекта исследований были выбраны пермские растения порядка кордаитовых (*Cordaitales*) из коллекций музея ИГ ФИЦ Коми НЦ УрО РАН. Отдельные листики были соскоблены скальпелем и проэкстрагированы настаиванием в хроматографической виале хлористым метиленом. После упаривания и растворения в бензоле меньшего объёма экстракт был проанализирован методом хромато-масс-спектрометрии. Отметим сразу, что на масс-хроматограмме присутствует большое число пиков, явным образом отвечающих разного рода поллютантам. Среди них фталаты и другие вещества нетипичные для экстрактов, скажем углей. В наибольшей мере это относится к листикам с поверхности образца, наиболее «чистый» анализ получен из листика, открывшегося после раскалывания пробы.

Распределение *n*-алканов экстракта схоже с другими битумоидами терригенного органического вещества. Концентрации *n*-алканов увеличиваются при достижении области  $C_{21}$ - $C_{25}$ , среди этих углеводородов не наблюдается доминирования четных либо нечетных углеводородов. Небольшие локальные максимумы наблюдаются на  $C_{27}$ ,  $C_{29}$ ,  $C_{31}$ , здесь нечетность проявляется в мере, вероятно соответствующей стадии термической зрелости. Область низкомолекулярных *n*-алканов  $C_{15}$ - $C_{23}$  можно отнести к миграционному флюиду, либо объяснить катагенезом, а более высокомолекулярные максимумы с признаками нечетности, скорее всего, автохтонны. Поскольку кордаитовые относят к вымершим голосеменным было интересно посмотреть, есть или нет в составе экстракта терпеноиды характерные для хвойных. Нам удалось идентифицировать метильный эфир 7-оксодегидроабиетиновой кислоты, который претендует на родство с характерными для хвойных дитерпеноидами, производными абиетиновой кислоты.

УДК 564.5:551.762/763 (571.1)  
DOI 10.25205/978-5-4437-1312-0-35-37

## Онихиты в баженовском горизонте

А. П. Вайтехович, Н. В. Пронина, Ю. А. Коточкова

Московский государственный университет им. М. В. Ломоносова, Москва

**Аннотация.** Для описания рассеянного органического вещества используют термины мацералов группы липтинита, такие как альгинит, битуминит, а также биокласты. В данной работе авторы выделили онихиты (крючки белемнитов или теутид), которые ранее описывались как «атипичный битуминит», напоминая по ряду признаков (серый цвет, вытянутая форма, свечение в УФ свете) остатки водорослей. Помимо качественного описания важны и количественные результаты, выражающиеся в измерении показателя отражения битуминита (RB,%) или других мацералов, а также дальнейший их пересчет на показатель отражения эквивалента витринита ( $RV_{eq},\%$ ).

**Ключевые слова:** баженовский горизонт, альгинит, битуминит, онихиты, крючки, высокоуглеродистые породы

## Onychites in Bazhenov horizon

A. Vaitekhovich, N. Pronina, J. Kotochkova

Lomonosov Moscow State University, Moscow

**Abstract.** To describe the dispersed organic matter, the terms of macerals of the liptinite group are used, such as alginite, buminite, and also bioclats. In this work, the authors identified onychites (hooks of belemnites or teuthidas), which were previously described as “atypical bituminite”, resembling algae remains in a number of features (gray color, elongated shape, fluorescence in UV light). In addition to the qualitative description, quantitative results are also important, as measuring the bituminite reflection (RB,%) or other macerals reflection, as well as their further conversion to the vitrinite equivalent reflection ( $RV_{eq},\%$ ).

**Key words:** Bazhenov horizon, alginite, bituminite, onychites, hooks, organic-rich rocks.

Изучение баженовской свиты началось более 50 лет назад, однако своей актуальности оно не потеряло до сих пор. В настоящее время перед исследователями открываются новые возможности в связи с усовершенствованием оборудования и приобретением новой информации.

Отложения баженовской свиты имеют неоднородный минеральный состав, а также состав органического вещества (ОВ), обнаруживаемый углепетрографами при изучении аншлифов в простом отраженном и УФ свете. В отложениях баженовской свиты помимо битуминита и альгинита (остатков водорослей) обнаруживаются различные биокласты (в зарубежной литературе фигурируют под термином «зоокласты») (см. таблицу). Из них были идентифициро-

ваны онихиты (рис. 1), имеющие в отраженном свете серый цвет, зональное строение и свечение в УФ, а также крупные размеры от 0,2 до 5–7 мм (рис. 2).

### Классификация ICCP/TSOP мацералов рассеянного ОБ (Stasiuk, 2002)

Группа	Мацерал
Липтинит	Альгинит
	Битуминит
	Липтодетринит
	Споринит
	Кутинит
	Суберинит
	Резинит
	Хлорофиллинит
Зоокласты	Сколекодонты
	Граптолиты
	Хитинозои
	Другие биокласты
Вторичные продукты	Твердые битумы
	Пиробитумы
	Нефть

Крючки и крючья, состоящие из конхиолинового материала, искусственно объединяются под родовым названием *Onychites*. Они были впервые описаны Fraas, как один вид, названный *Onychoteuthis barbata* в 1855 году. Самое полное описание, включающее 10 форм с возрастом плинсбах-нижний титон, принадлежит Engeser. Предполагается, что онихиты размещались на щупальцах либо белемнитов, либо теутид (*Teuthida* — десятиногие кальмары, имеющие размер обычно 0,2–0,5 м, но иногда до 20 м в длину с щупальцами. Крючки на щупальцах позволяли им захватывать жертву. Предполагается, что подобные головоногие моллюски были довольно многочисленны в волжско-берриасском море Западной Сибири (Амон, 2011).

По своим оптическим свойствам онихиты имеют ряд признаков, отличающих их от растительных остатков, поэтому раньше авторы использовали термин «атипичный битуминит» (Пронина и др., 2021), в свою очередь второе слово указывало на идентичный битуминиту серый цвет и округлую форму. Как видно из таблицы, онихиты попадают в группу «зоокласты».

Однако при замерах показателя отражения битуминита (RB,%) и онихитов ( $R_{\text{onychites}}$ ,%) в одном образце наблюдалось небольшое различие в получаемых значениях. В дальнейшем закономерность будет более точно проанализирована для установления корреляции. Данная проблема стоит достаточно остро перед исследователями. так как

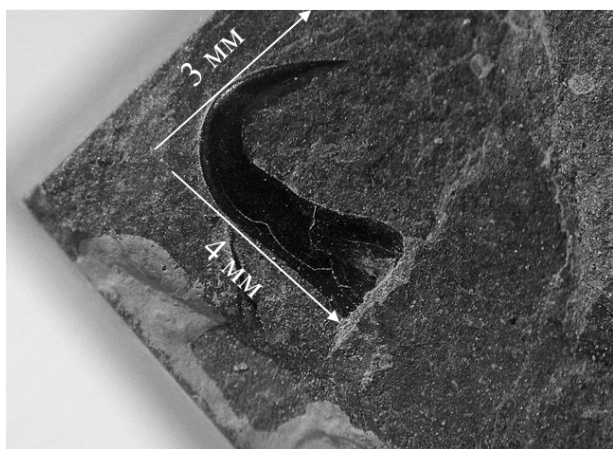


Рис. 1. Макроскопическое фото образца Западно-Часельского месторождения, яновстанская свита, баженовский горизонт

витринита -наиболее распространенного мацерала каменных углей — в баженовской свите и ее аналогах нет. Именно поэтому при определении мацерального состава РОВ основной является группа липтинита (см. таблицу).

Так, для определения степени зрелости используется показатель отражения липтинита (битуминита) (RB,%), который в дальнейшем по специальным формулам пересчитывается на показатель отражения эквивалента витринита ( $RV_{eq}$ ,%). На присутствие онихитов в нефтематеринских породах указывал и А. Н. Фомин (Фомин, 2011) в своих обширных и обстоятельных исследованиях. Для исследования неоднородного ОВ идентификация растительных и животных остатков является ключевой задачей для понимания их вклада в процесс нефтеобразования. Для решения такой задачи применяется метод гидропиролиза, имитирующий процесс нефтеобразования, в ходе которого образец нагревается до 350 °С в течение 12 часов. Из полученных образцов изготавливаются аншлифы, которые в дальнейшем подвергаются углепетрографическому анализу.

Таким образом, в настоящее время помимо альгинита, битуминита, вторичных продуктов еще идентифицированы онихиты, по своему внешнему виду в отраженном свете напоминающие битуминит, однако по ряду признаков и отличающиеся от него. В дальнейшем авторами будет проведен более детальный анализ для выявления закономерностей зависимости показателя отражения битуминита (RB,%) и онихитов ( $R_{onychites}$ ,%), корректные формулы для их пересчета на  $RV_{eq}$ , %.

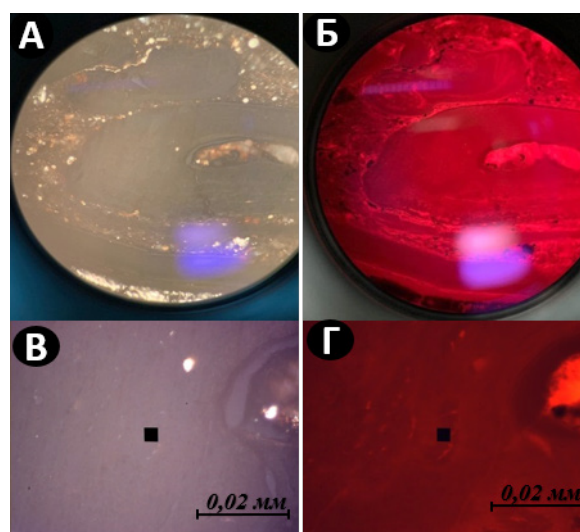


Рис. 2. Один и тот же фрагмент онихита Южно-Эргинского месторождения в простом отраженном свете: А, Б-фото из окуляра микроскопа, white-белый свет, UV-УФ свет

## Список литературы

1. Амон Э. О. Радиолярии в баженовской свите (волжский ярус) Широкого Приобья, Западная Сибирь. // ЕЖЕГОДНИК-2010, Тр. ИГГ УрО РАН, выпуск 158, 2011, с. 3–8.
2. Пронина Н. В., Вайтехович А. П. (2021). Прямые признаки нефтеобразования в породах баженовской свиты. Георесурсы, 23 (2), с. 152–157.
3. Фомин А. Н. Катагенез органического вещества и нефтегазоносность мезозойских и палеозойских отложений Западно-Сибирского мегабассейна. Рос. акад. Наук, Сиб. Отд-ние, Ин-т нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука. — Новосибирск: ИНГГ СО РАН, 2011. — 331 с., [3] цв. вкл.
4. Engeser T. Neubearbeitung der von F. A. Quenstedt (1856–57) aus dem Schwäbischen Jura beschriebenen Belemniten-Grosshaken (Mega-Onychiten). Berl. Geowiss. Abh. A 1987, 86, 3–21.
5. Fraas, O. Beiträge zum obersten weissen Jura in Schwaben. Jahresh. Des Ver. Für Vaterl. Nat. Württ. 1855, 11, 76–106.
6. Stasiuk L. D., Burgess, J., Thompson-Rizer, C., Hutton, A., Cardott B. Status report on TSOP-ICCP dispersed organic matter classification working group. The Society for Organic Petrology Newsletter, 2002, pp. 14–19 (3) (Accessed December 21, 2015).

УДК 579.22:579.66:547.912

DOI 10.25205/978-5-4437-1312-0-38-40

## Протоадамантаны в современных и ископаемых смолах (янтарях) хвойных деревьев

А. В. Васильева<sup>1</sup>, М. В. Гируц<sup>1</sup>, Г. А. Гаджиев<sup>1</sup>, Д. С. Вылекжанина<sup>1</sup>,  
Е. Ю. Макарова<sup>2</sup>, М. А. Большакова<sup>2</sup>, Г. Н. Гордадзе<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Российский государственный университет  
нефти и газа (НИУ) им. И. М. Губкина, Москва

<sup>2</sup>Московский государственный университет им. М. В. Ломоносова, Москва

**Аннотация.** Проведены термические и термокаталитические превращения современных и ископаемых смол (янтарей) хвойных деревьев. Показано, что в результате термоллиза образуются протоадамантаны, а в результате катализа с алюмосиликатом «чистые» адамантаны состава  $C_{11}$ - $C_{14}$ . В продуктах термокатализа ископаемых смол, в отличие от катализаторов современных смол, среди адамантанов состава  $C_{11}$ - $C_{14}$  преимущественно образуются полиметилзамещенные гомологи состава  $C_{14}$ . Незамещенный адамантан образуется в следовых количествах.

**Ключевые слова:** смола, янтарь, термоллиз, катализ, углеводороды, адамантан, протоадамантаны

## Protoadamantanes in contemporary and fossil resins (ambers) of conifers

A. V. Vasileva<sup>1</sup>, M. V. Girutz<sup>1</sup>, G. A. Gadzhiev<sup>1</sup>, D. S. Vilekzhanina<sup>1</sup>,  
E. Y. Makarova<sup>2</sup>, M. A. Bolshakova<sup>2</sup>, G. N. Gordadze<sup>1</sup>

<sup>1</sup>National University of Oil and Gas «Gubkin University», Moscow

<sup>2</sup>Lomonosov Moscow State University, Moscow

**Abstract.** Thermal and thermocatalytic conversions of contemporary and fossil resins (ambers) of conifers were carried out. It was observed protoadamantanes are formed during thermolysis process. In the result of thermocatalytic conversion with aluminosilicate «pure»  $C_{11}$ - $C_{14}$  adamantanes are formed. In thermocatalytic products of the fossil resins, in contrast to the thermocatalytic products of the contemporary resin, among the  $C_{11}$ - $C_{14}$  adamantanes its polymethylsubstituted  $C_{14}$ -homologues mainly generated. Unsubstituted adamantane is formed in trace amounts.

**Key words:** resin, amber, thermolysis, catalysis, hydrocarbons, adamantane, protoadamantanes

Известно, что углеводороды ряда адамантана — (трицикло[3.3.1.1<sup>3,7</sup>]деканы) присутствуют во всех нефтях мира [1, 2]. Как правило, в нефтях морского генезиса, в отличие от нефтей континентального генезиса, при анализе методом хроматомасс-спектрометрии наряду с адамантанами элюируются углеводороды (предположительно мостикового строения, т.н. протоадамантаны) с теми же характеристическими ионами ( $m/z$  135, 149, 163 и 177) что и адамантаны [1–4].

© А. В. Васильева, М. В. Гируц, Г. А. Гаджиев, Д. С. Вылекжанина, Е. Ю. Макарова, М. А. Большакова, Г. Н. Гордадзе, 2022

Ранее было показано, что углеводороды ряда адамантана и протоадамантаны образуются в результате термоллиза смол и асфальтенов нефтей, а также нерастворимой части самых древних живых организмов на Земле — прокариотов (бактерий и архей) [5, 6].

Поскольку в образовании нефтей континентального генезиса участвовали в том числе и хвойные деревья, можно предположить, что в результате термоллиза смол хвойных деревьев могут образоваться только адамантаны в отсутствии протоадамантанов. В литературе такие данные отсутствуют. Как будет показано далее, это предположение не подтвердилось.

Объектами исследования были выбраны образцы современных и ископаемых смол (янтарей) хвойных деревьев (см. таблицу) [7].

Таблица 1

**Групповой состав адамантанов C<sub>11</sub>-C<sub>14</sub> в катализатах современных и ископаемых смол хвойных деревьев**

Образцы	Адамантаны (%) состава			
	C <sub>11</sub>	C <sub>12</sub>	C <sub>13</sub>	C <sub>14</sub>
<i>Современные смолы</i>				
Смола араукарии (Родос, Греция)	12	35	39	14
Смола араукарии (Турция)	15	37	38	10
<i>Ископаемые смолы</i>				
Янтарь (Тикси, Якутия)	8	26	41	25
Янтарь (о. Сахалин)	10	28	41	21
Янтарь (Калининградская обл.)	8	32	41	19

Образцы смол были подвергнуты термоллизу и термокаталитическим превращениям с алюмосиликатом при 330°С в запаянных стеклянных ампулах [8].

Анализ полученных продуктов проводился методом хроматомасс-спектрометрии на приборе Agilent 6890N/5975С с использованием характеристических ионов адамантанов *m/z* 135, 149, 163 и 177.

Во всех термоллизатах современных и ископаемых смол были обнаружены только протоадамантаны, выкипающие в пределах 240–270 °С. В продуктах каталитических превращений с алюмосиликатом были обнаружены адамантан (в следовых количествах) и его моно-, ди-, три- и тетраметилзамещенные гомологи, выкипающие в пределах 200–230°С.

Необходимо также отметить, что ископаемые смолы (янтари) в результате термокаталитического воздействия генерируют больше полиметилзамещенных адамантанов состава C<sub>14</sub>, по сравнению с современными смолами — в среднем 24 % против 12 %, соответственно.

Показано, что адамантановые фрагменты в исходном органическом веществе, в частности в современных и ископаемых смолах, отсутствуют.

**Список литературы**

1. Гируц М. В., Гордадзе Г. Н. Химия и геохимия углеводородов алмазоподобного строения. — М.: ООО «Издательский дом Недра», 2017. — 221 с.
2. Гордадзе Г. Н. Геохимия углеродов каркасного строения (обзор) // Нефтехимия. — 2008. — Т. 48. — № 4. — С. 243–255. [Gordadze G. N. Geochemistry of cage hydrocarbons// Petroleum Chemistry. — 2008. — V. 48. — No. 4. — P. 241–253.]



3. Гаджиев Г. А., Бадмаев Ч. М., Гордадзе Г. Н., Гируц М. В. Разделение нефтяных адамантаноидов и протоадамантаноидов методом термодиффузии // Нефтехимия. — 2021. — Т. 61. — № 2. — С. 166–171.

4. Гордадзе Г. Н. Углеводороды в нефтяной геохимии. Теория и практика. — М.: Российский государственный университет нефти и газа имени И. М. Губкина, 2015. — 559 с.

5. Гируц М. В., Гордадзе Г. Н., Строева А. Р., Стоколос О. А., Богатырев С. О., Кошелев В. Н. Генерация углеводородов алмазоподобного строения из биомассы бактерий // Химия и технология топлив и масел. — 2014. — № 4. — С. 15–20.

6. Гордадзе Г. Н., Гируц М. В., Пошибаева А. Р., Пошибаев В. В., Гаянова А. А., Постников А. В., Постникова О. В. Исследование строения бензольных, спирто-бензольных смол и керогена органического вещества пород (на примере пород баженовской свиты северной части Гыданского полуострова) // Нефтехимия. — 2019. — Т. 59. — № 6. — С. 618–631.

7. Макарова Е. Ю., Маслова Е. Е., Марек Я. Георесурсы. — 2017. Спецвыпуск ч. 2. — С. 249–255.

8. Гордадзе Г. Н. Термолиз органического вещества в нефтегазопроисходительной геохимии. — 2002. — Москва. — 336 с.

УДК 504.054

DOI 10.25205/978-5-4437-1312-0-41-43

## **Распределение компонентов дизтоплива в разрезе донных отложений водных объектов и почвенного слоя**

Н. А. Волкова<sup>1,2</sup>, О. В. Серебренникова<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, Томский филиал, Томск

<sup>2</sup>Институт химии нефти СО РАН, Томск

**Аннотация.** Исследован состав органического вещества в водных объектах и почвенном слое по пути распространения нефтяного загрязнения. Идентифицированы группы соединений: *n*-алканы, *i*-алканы, алкилбензолы, ПАУ, гопаны, стераны. Выявленные характерные признаки разлившегося дизельного топлива зафиксированы в донных отложениях и почве вблизи источника утечки нефтепродуктов и до 90 км по течению реки. Показаны особенности состава нефтепродуктов в почвах и донных осадках.

**Ключевые слова:** органическое вещество, нефтепродукты, дизельное топливо, почва, донные отложения

## **Distribution of diesel fuel components in the context of bottom sediments of water bodies and soil layer**

N. A. Volkova<sup>1,2</sup>, O. V. Serebrennikova<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of Siberian Branch of Russian Academy of Sciences (IPGG SB RAS), Tomsk Branch

<sup>2</sup>Institute of Petroleum Chemistry of Siberian Branch of Russian Academy of Sciences (IPC SB RAS), Tomsk

**Abstract.** The composition of organic matter in water bodies and the soil layer along the path of oil pollution was studied. Groups of compounds have been identified: *n*-alkanes, *n*-alkanes, alkylbenzenes, PAHs, hopanes, steranes. Identified characteristic signs of spilled diesel fuel were recorded in bottom sediments and soil near the source of oil leakage and up to 90 km along the river. The features of the composition of oil products in soils and bottom sediments are shown.

**Key words:** organic matter, oil products, diesel fuel, soil, bottom sediments.

С расширением и развитием нефтяной отрасли актуальным вопросом является влияние деятельности предприятий на окружающую среду. Причинами негативного воздействия являются не только аварийные ситуации на месторождениях и газонефтепроводах, но и утечка углеводородов за счет миграции и рассеяния при обычной эксплуатации нефтепромысловых объектов [1].

### Объект и методы исследования

Для распознавания возможного источника загрязнения водных объектов на территории, пострадавшей от разлива нефтепродуктов исследован исходный состав дизельного топлива (ДТ) методом газовой хромато-масс-спектрометрии (ГХ-МС) на приборе DFS фирмы «Thermo Scientific» (Германия) [2]. Этим же методом исследован индивидуальный состав органических компонентов в экстрактах (ХБ), выделенных хлороформом из природных объектов.

### Результаты

В результате анализа состава разлившегося дизельного топлива были идентифицированы *n*-алканы (*n*-Алк) состава  $C_{12}$ – $C_{29}$ , изопреноидные алканы (*i*-Алк) состава  $C_{14}$ – $C_{20}$ , циклогексаны (ЦГ)  $C_{11}$ – $C_{25}$ , нафталины (Ns), включающие моно-, би- и триметилнафталины, фенантрены (Phs), алкалбензолы (*n*-АБ)  $C_{12}$ – $C_{25}$ , а также  $C_{15}$ – $C_{16}$  и  $C_{18}$ – $C_{21}$  триметилалкилбензолы (ТМАБ) с изопреноидным заместителем, сесквитерпаны (ST)  $C_{15}$  и  $C_{16}$ , низкие концентрации полициклических нафтен (ПЦН), включающих хейлантаны, стераны и гопаны в соотношении 7:3:1 и полициклические ароматические углеводороды (ПАУ), состоящие из тетра- и пентациклических структур с преобладанием пирена и флуорантена. По данному составу возможно идентифицировать продукты этого разлива в исследуемых объектах и область их распространения [2].

Из почвенных образцов (П) и донных отложений (ДО) были получены ХБ с последующим выделением концентратов углеводородов (УВ). Содержание ХБ в почве варьирует от 0,01 % до 0,28 %, УВ в интервале 0,003–0,18 %, в донных отложениях ХБ от 0,012 % до 0,91 %, УВ 0,003–0,37 %. Концентрация веществ изменяется по маршруту исследования неравномерно. Содержание отдельных групп УВ приведено в таблице.

### Содержание групп нефтяных УВ в донных отложениях и почвенном слое (мкг/г) по пути распространения нефтяного загрязнения

УВ	Расстояние от источника загрязнения, км											
	0.5 км		1–2 км		4–7 км		16–19 км		40–50 км		80–90 км	
	1ДО	1П	2ДО	2П	3ДО	3П	4ДО	4П	5ДО	5П	6ДО	6П
<i>n</i> -Алканы	1.07	0.71	0.39	0.93	0.2	0.22	90.05	12.69	1.68	1.42	0.08	0.36
<i>i</i> -Алканы	0.56	0.024	0.17	0.343	0.06	0.019	25.3	3.486	0.05	0.082	0.01	0.049
<i>n</i> -АБ	0.01	0.016	0.01	0.088	0.002	0.004	2.49	0.759	0.002	0.012	0.0001	0.014
ТМАБ	0.04	0.006	0.01	0.018	0.003	0.001	3.83	1.667	0.001	0	0.0003	0
ЦГ	0.05	0.107	0.01	0.122	0.002	0.013	19.87	3.389	0.07	0.185	0.0003	0.028
Ns	0.12	0.034	0.04	0.058	0.004	0.007	6.32	1.129	0.04	0.017	0.007	0.018
Phs	0.1	0.142	0.03	0.099	0.01	0.064	2.13	0.703	0.07	0.053	0.018	0.034
ПАУ	0.32	0.168	0.11	0.037	0.024	0.01	8.48	0.025	0.13	0.007	0.028	0.003
Хейлантаны	0.03	0.026	0.03	0.024	0.03	0.004	0.03	0.018	0.03	0.0005	0.001	0.001
Гопаны	0.03	0.098	0.02	0.104	0	0.017	0.03	0.037	0.04	0.001	0.006	0.014
Стераны	0.04	0.178	0.04	0.158	0	0.026	0.1	0.061	0.03	0	0.01	0
ST	0.01	0.009	0.01	0.023	0.003	0.004	3.51	0.935	0.03	0.017	0.005	0.01
Сумма	2.17	1.52	0.79	2.01	0.32	0.39	153.68	24.9	2.05	1.79	0.14	0.53

Содержание суммы идентифицированных соединений меняется пропорционально концентрации УВ, определенным гравиметрически. Максимальная концентрация зафиксирована в районе временного водотока у края поймы основного русла реки (точки 4ДО и 4П). Во всех

образцах основными органическими компонентами являются *n*-алканы, имеющие смешанный генезис как нефтяной ( $C_{11}$ - $C_{20}$ ), так и растительный (нечетные гомологи  $C_{25}$ - $C_{33}$ ). Преимущественно эти соединения определяют общее содержание УВ в почве и донных отложениях.

Практически во всех исследованных образцах присутствуют ТМАБ, исключением являются почвенные образцы, расположенные на расстоянии 80 км от источника загрязнения. Характер распределения ПАУ неравномерный по всей исследуемой территории. В донных отложениях концентрация алкилбензолов меньше, чем в почвенном слое и варьируется от 0,0001 до 2,49 мкг/г, наибольшая концентрация выявлена в образцах поймы реки (точки 4ДО и 4П). Наблюдается закономерность преобладания стеранов над гопанами, что схоже с распределением в дизельном топливе. Максимальное содержание наблюдается непосредственно вблизи разлива и уменьшается по мере удаленности. Все компоненты являются специфичными для разлившегося ДТ.

### **Заключение**

Сравнительный анализ состава углеводородов в исследуемых объектах показывает, что при одинаковом наборе характерных для дизельного топлива УВ донные отложения отличаются повышенной долей *n*-алканов и ПАУ. При этом в почвенном слое выше доля алкилбензолов, циклогексанов и ТМАБ. Вероятно, что повышенное содержание этих соединений в почвенном слое связано с тем, что почвы, в особенности торфяные, обогащены растительным органическим материалом и в большей степени аккумулируют поллютанты различного происхождения, за счет высокой сорбционной способности.

В результате исследования выявлено, что характерные признаки разлившегося дизельного топлива зафиксированы в донных отложениях и почве на расстоянии от 0,5 до 20 км от источника загрязнения. В образцах более удаленных участков значительного загрязнения нефтепродуктами не выявлено.

Полученные результаты показывают целесообразность комплексного анализа состава органического вещества при мониторинге состояния объектов окружающей среды.

### **Список литературы**

1. Оборин А. А. Нефтезагрязненные биоценозы / А. А. Оборин, В. Т. Хмурчик, С. А. Иларионов, М. Ю. Макарова, А. В. Назаров. — пермь: УрО РАН; Перм. Гос. Ун-т; Перм. Гос.техн. ун-т, 2008. — 511с.
2. Русских И. В. Идентификация загрязняющих компонентов в реке Оби в районах нефтедобычи / И. В. Русских, О. В. Серебренникова, Е. Б. Стрельникова, П. Б. Кадычагов, А. А. Иванов // Журн. Сиб. Федер. ун-та. Химия, 2020. 13(2). С. 157–166.

УДК 553.982

DOI 10.25205/978-5-4437-1312-0-44-47

## Геохимическое исследование асфальтенов нефтей месторождений Татарстана

Ю. М. Ганеева, Е. Е. Барская, Е. С. Охотникова,  
Г. Р. Фазылзянова, Т. Н. Юсупова

Институт органической и физической химии им. А. Е. Арбузова  
ФИЦ Казанский научный центр РАН, Казань

**Аннотация.** На примере ряда многопластовых месторождений Татарстана показано, что геохимическое исследование асфальтенов может пролить свет на возраст нефти, степень ее преобразования в пластовых условиях, механизмы формирования нефтяной залежи, а также охарактеризовать состав первичной нефти.

**Ключевые слова:** нефтяные асфальтены, состав, структура, окклюдированные соединения, геохимия нефти

## Geochemical study of petroleum asphaltenes of Tatarstan oil fields

Yu. Ganeeva, E. Barskaya, E. Okhotnikova, G. Fazylzyanova, T. Yusupova

Arbuzov Institute of Organic and Physical Chemistry,  
FRC Kazan Scientific Center, Russian Academy of Sciences, Kazan

**Abstract.** Using the example of a number of multi-layer deposits of Tatarstan, it is shown that the geochemical study of petroleum asphaltenes can shed light on the age of petroleum, the degree of its transformation in reservoir conditions, the mechanisms of formation of an petroleum deposit, as well as characterize the composition of primary petroleum.

**Key words:** petroleum asphaltenes, composition, structure, occluded compounds, petroleum geochemistry

### Введение

Известно [1, 2], что нефтяные асфальтены могут являться как фрагментами керогена, так и иметь вторичное происхождение, т.е. являться продуктом преобразования компонентов нефти в процессе ее гипергенной и катагенетической трансформации. По этой причине изучение состава асфальтенов и их химической структуры представляет большой интерес для геохимии нефти. Кроме того, согласно современным представлениям, асфальтены в нефти находятся в виде надмолекулярных структур различных иерархических уровней, простейшую структурную единицу в которых обычно представляют в виде наноагрегата с ядром из 4–6 полиароматических слоев, окруженным периферией из алкильных заместителей [3]. Благодаря пористой структуре ядра и слабоупакованной периферии, асфальтеновые агрегаты могут соответственно окклюдировать и адсорбировать соединения определенных размеров, состава и структуры

из окружающей среды [4]. Исследование состава захваченных соединений может внести ясность в вопросы генезиса и эволюции нефти.

Таким образом, геохимическое изучение асфальтенов интересно как с точки зрения изучения собственно асфальтенов (состава и структуры), так и с точки зрения изучения состава адсорбированных на них и окклюдированных в них соединений.

### **Объект и методы исследования**

В качестве объекта исследований выбраны асфальтены из нефтей разновозрастных отложений Ромашкинского и Бавлинского месторождений, а также месторождений Мелекесской впадины и Южно-Татарского свода. Методом ЭПР спектроскопии в асфальтенах определено содержание парамагнитных центров — стабильных свободных радикалов ( $I_R$ ) и ванадил ионов ( $I_{VO^{2+}}$ ), рассчитан показатель нефтяной индивидуальности [5]  $L = \lg(I_R / I_{VO^{2+}})$ ; методом ИК спектроскопии определен структурно-групповой состав. Адсорбированные соединения высвобождались из асфальтенов методом дробного растворения в бензоле, окклюдированные соединения — путем разрушения асфальтенов окислением перекисью водорода. Состав высвобожденных алкановых углеводородов изучен методом газовой хроматографии.

### **Результаты**

Изучение чувствительности состава и структуры асфальтеновых молекул к возрасту, условиям залегания залежи и длительности ее разработки проведено на основе сравнительного анализа параметров ЭПР и ИК спектроскопии асфальтенов, выделенных из добываемых и остаточных (керновых) нефтей различной генерации и степени преобразованности.

Установлено, что величина  $L$  асфальтенов нефтей карбоновых отложений меняется в интервале 0.8–1.0, тогда как для асфальтенов нефтей пермского и девонского возраста — от 1.0 и выше. Показано, что асфальтены нефтей девонских отложений, а также остаточных (керновых) нефтей характеризуются большей степенью укомплектованности [6] по сравнению с асфальтенами карбоновых отложений и добываемых нефтей, соответственно.

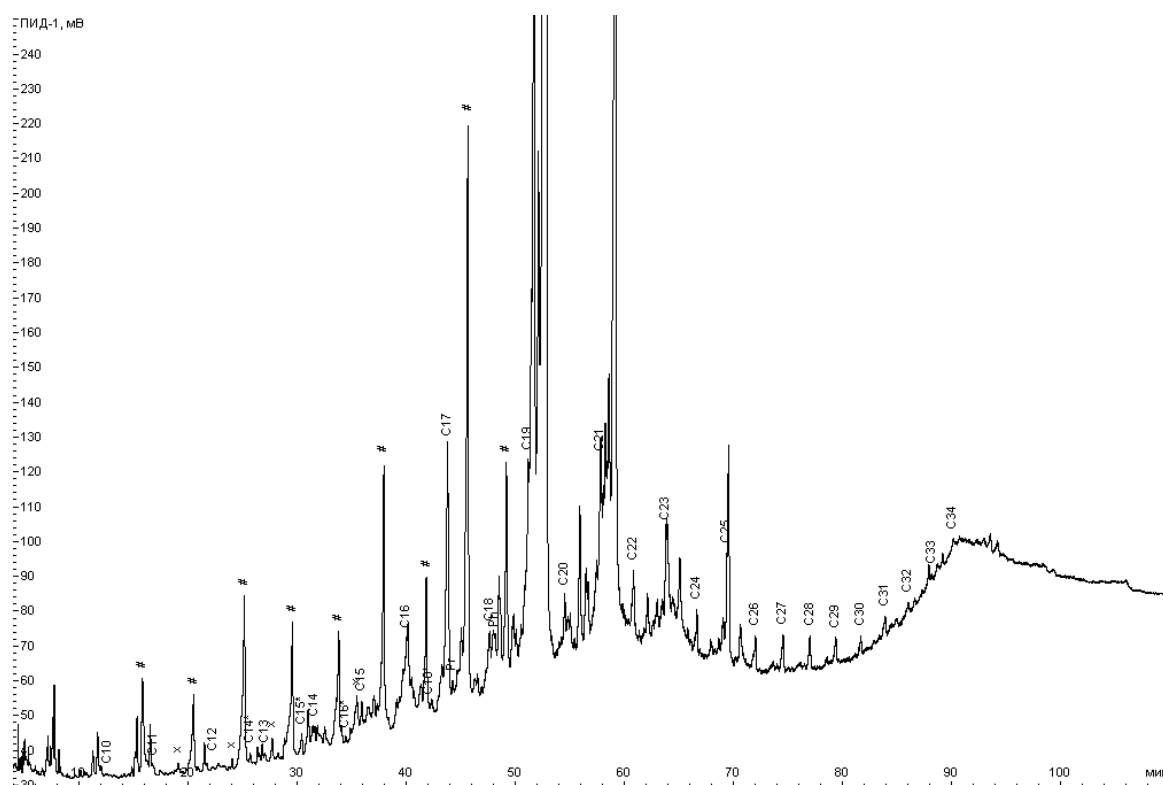
Установлено, что длительные гипергенные процессы в залежи (зоны ВНК, тектонических разломов) сопровождаются увеличением содержания в асфальтенах алифатических структур, сульфоксидных и карбонильных групп, что, по-видимому, обусловлено, процессами их новообразования из смол, биodeградации и конденсации. Асфальтены из зоны гипергенеза характеризуются низкой степенью укомплектованности.

Зафиксирована чувствительность асфальтенов к адсорбционно-каталитическому действию резервуарных пород. В соответствии с различной активностью центров адсорбции в структуре асфальтенов из глиносодержащих пород содержание сульфоксидных и карбонильных групп понижено, а из карбонатных пород — повышено содержание карбонильных групп. Для всех асфальтенов керновых нефтей характерна высокая степень укомплектованности.

Сделано предположение, что различия в составе и структуре асфальтенов пластовых битумов могут пролить свет на механизмы образования битумов фазово-миграционного ряда. Показано, что асфальтены битумов, образованных в результате деасфальтизации при подтоке более легкой глубинной нефти (Бавлинское месторождение), характеризуются высокой степенью конденсированности ароматических структур, высокой термической устойчивостью, склонны к образованию карбено-карбонидных соединений; в асфальтенах из этого битума зафиксировано присутствие кристаллической фазы парафиновых УВ, а также высокотемпературная фаза собственно асфальтенов. Напротив, асфальтены из битумов, образованных в результате деасфальтизации при резком снижении давления (Абдрахмановская площадь Ро-

машкинского месторождения), выделяются высоким содержанием гетероэлементов и низкой термической устойчивостью.

Возможность получения информации о составе первичной нефти и ее трансформации в ходе эволюции нефтяной залежи изучалась на основе сравнительного анализа соединений адсорбированных и окклюдированных в асфальтенах нефтей Бавлинского месторождения. Установлено, что в состав первичной нефти Бавлинской залежи входили монометилзамещенные алканы (см. рисунок), а также соединения, обогащенные эфирными и сложноэфирными группировками, которые исчезли или содержание которых резко сократилось в процессе катагенетических трансформаций и образования нефти. Сделано предположение, что сильно адсорбированные на нефтяных асфальтенах соединения наряду с окклюдированными соединениями также могут являться реликтовыми и, следовательно, характеризовать состав первичной нефти. Показано, что удаление адсорбированных соединений из нефтяных асфальтенов не нарушает в них соотношения свободных радикалов и ванадил ионов, что подтверждает возможность использования этого соотношения в качестве показателя нефтяной индивидуальности для характеристики возраста нефтяного отложения.



Хроматограмма окклюдированных в асфальтенах соединений. Сп — *n*-алканы; Сп\* — изопреноидные алканы ряда 2,6-диметил-, 2,6,10-триметил- и 2,6,10,14-тетраметилалканы; х — изопреноидные алканы ряда 3,7-диметил-, 3,7,11-триметилалканы; # — монометилзамещенные алканы

### Заключение

Таким образом, геохимическое исследование нефтяных асфальтенов позволяет оценить эволюционные процессы в нефтяной залежи — оценить воздействие на нефть в резервуарных условиях не только природных катагенетических и гипергенных воздействий, но и охарактеризовать состав первичной нефти.

### Список литературы

1. Тиссо Б. Образование и распространение нефти / Б. Тиссо, Д. Вельте. — М: Мир, 1981. — 504 с.
2. Конторович А. Э. Состав асфальтенов как индикатор типа рассеянного органического вещества / А. Э. Конторович, Л. С. Борисова // Геохимия. — 1994. — №11. — С. 1660–1667.
3. Mullins O. C. The modified Yen model / O. C. Mullins // Energy Fuels. — 2010. — V.24. — № 4. — P. 2179–2207.
4. Liao Z. Adsorption/occlusion characteristics of asphaltenes: some implication for asphaltene structural features / Z. Liao, H. Zhou, A. Graciaa, A. Chrostowska, P. Creux, A. Geng // Energy Fuels. — 2005. — V. 19. — P. 180–186.
5. Наносистемы, дисперсные системы, квантовая механика, спиновая химия / Сост. Ф. Г. Унгер. — Томск: ТМЛ-Пресс, 2010. — 264 с.
6. Абрютина Н. Н. Современные методы исследования нефтей: Справочно-методическое пособие / Н. Н. Абрютина, В. В. Абушаева, О. А. Арефьев и др. / Под ред. А. И. Богомолова, М. Б. Темялко, Л. И. Хогынцевой. — Л.: Недра, 1984. — 431с.



УДК 553.98

DOI 10.25205/978-5-4437-1312-0-48-50

## Применение метода пиролитической хромато-масс-спектрометрии для экспресс-скрининга биомаркерного состава нефтематеринских пород на примере анализа образцов разных НГП

Р. С. Герасимов, И. Л. Пайзанская, А. А. Алферова, А. Р. Личидова

Всероссийский научно-исследовательский  
геологический нефтяной институт, Москва

**Аннотация.** Разработана методика определения биомаркерного состава ОВ нефтематеринских пород методом пиролитической хромато-масс-спектрометрии (Пиро-ГХ/МСД) и на большой объеме образцов, относящихся к разным НГП, проведены исследования по сравнению результатов анализа состав УВ-биомаркеров битумоидной части ОВ пород с использованием традиционной пробоподготовки методом экстракции с результатами, полученными с помощью прямого определения Пиро-ГХ/МСД без экстракции. Сравнительный анализ показал отсутствие каких-либо значительных расхождений. Полученные результаты свидетельствуют о том, что метод Пиро-ГХ/МСД можно использовать для получения быстрой и надежной информации основных геохимических параметров (УВ-биомаркеров) ОВ горных пород.

**Ключевые слова:** пиролитическая хромато-масс-спектрометрия, пиролиз, углеводороды, биомаркеры, геохимические параметры

## Geochemical Characterization of Rock Sample using Py-GC/MS Technique

R. Gerasimov, I. Payzanskaya, A. Alferova, A. Lichidova

All-Russian Scientific Research Geological Petroleum Institute (FGBU "VNIGNI"), Moscow

**Abstract.** New sample prep free screening Py-GCMS approach has been developed and applied for determination target hydrocarbon biomarkers followed resulting main geochemical indicators calculation. Impact of different sample preparation was studied by using huge amount of core samples which belong to geographically various exploration areas. The final outcome demonstrates that there are no any significant differences between conventional approach by using long-term extraction procedure with following GCMS analysis vs direct Pyro-GCMS analysis of thermal desorption products native core samples.

**Key words:** Pyro-GC/MS, pyrolysis, hydrocarbons, biomarkers, geochemical characterization

В настоящее время получение информации о биомаркерных углеводородах ОВ пород методом хромато-масс-спектрометрии возможно только при специальной подготовке проб керна — экстракция органическими растворителями битумоида и разделения его на фракции. В отличие от исследований методами хромато-масс-спектрометрии (ГХ-МС) определение индивидуального УВ состава битумоидной части ОВ методом пиролитической газовой хромато-масс-спектрометрии (Пиро-ГХ/МСД) не требует специальной пробоподготовки, но в то же

время позволяет получить аналогичный набор биомаркерных показателей. Метод Пиро-ГХ/МСД основан на пиролизе исследуемого образца породы в атмосфере инертного газа с последующим хроматографическим разделением на капиллярной колонке продуктов термодесорбции и пиролиза и их идентификацией с помощью масс-селективного детектора.

Нами была разработана методика анализа ОБ пород методом Пиро-ГХ/МСД на базе комплекса приборов, состоящих из пиролитической ячейки EGA/PY-3030D (Frontier, Япония) и хромато-масс-спектрометра Agilent 7890B/5977B (Agilent Technologies, США).

Предложена схема хроматографической части комплекса, позволяющая одновременно реализовать несколько режимов работы в рамках одного прибора — имитировать работу классических пиролизаторов для оценки массовой доли свободных углеводородов и углеводородов пиролиза, а также индивидуального анализа основных классов УВ-биомаркеров битумоидной части ОБ пород в продуктах термодесорбции породы (рис. 1)

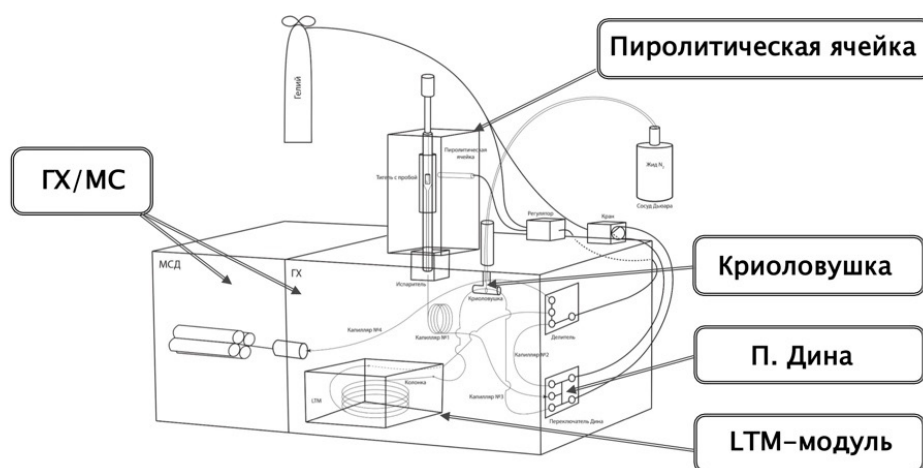


Рис. 1. Газовая схема комплекса для Пиро-ГХ/МС

Проведены исследования по изучению влияния пробоподготовки на состав битумоидной части ОБ пород и распределение УВ-биомаркеров. Сравнительный анализ геохимических биомаркерных показателей, полученных разными методами с различной пробоподготовкой, показал отсутствие каких-либо значительных расхождений при определении значений биомаркерных показателей. Относительная среднеквадратическая погрешность определений составляла  $\pm 6-11\%$ .

На примере коллекции образцов керна, отобранных из естественных обнажений левого берега реки Косьва (Юрюзано-Сылвенская депрессия), проведены анализы методом Пиро-ГХ/МСД без предварительной пробоподготовки породы и получены результаты по биомаркерным параметрам. Анализ и интерпретация геохимических данных по составу и распределению УВ-биомаркеров проводилась с применением методов математической статистики, в частности кластерного анализа, позволяющего рассматривать большой массив данных, и анализа парных корреляций отдельных биомаркерных параметров. По результатам формальной типизации с применением кластерного анализа по совокупности биомаркерных параметров (Pr/Ph, TRICYC, PENT, STER, C27STER, C28STER, C29STER, C27BBST, C28BBST, C29BBST, GAM/HOP, BIS/HOP, DIA/REG, Ts/Tm, Ts/HOP, NOR/HOP, NEO/NOR, MOR/HOP, C32HSR, hC35/hC34, STER/PENT,  $\Sigma(C31-35)h/HOP$ , C30\*/NEO, DBT/Phen, 4-MDBT/Phen), характеризующих

фациально-генетический тип материнского ОБ, условия его накопления и литологический состав пород, образцы исследованной коллекции были подразделены на две группы.

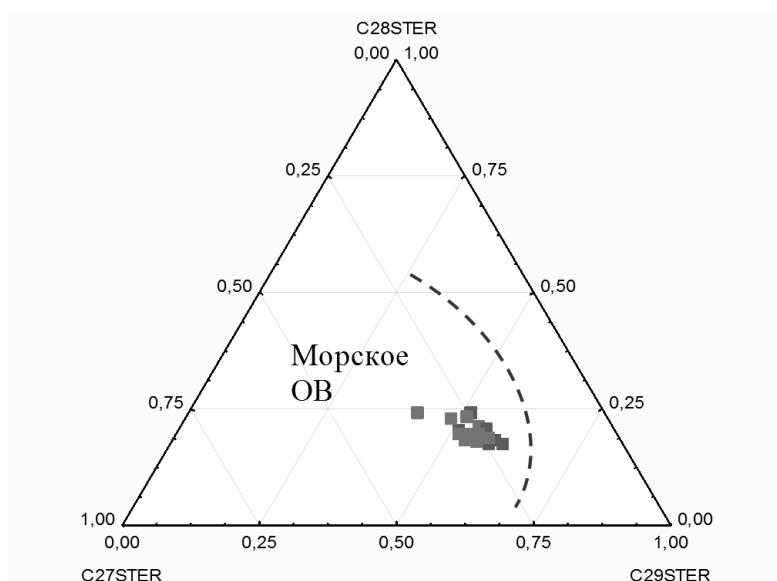


Рис. 2. Классификация генетических типов ОБ по соотношению стеранов  $C_{27}$ ,  $C_{28}$ ,  $C_{29}$  (Peters, Walter, Moldovan, 2005)

Существенные отличия между образцами выделенных групп прослеживаются по параметрам, характеризующим литологический состав пород (NOR/HOP,  $\Sigma(C_{31-35})h/HOP$ , DBT/Phen, Pr/Ph, TET/C26 TRI, TET/TRI, DIA/REG). Увеличение значений параметров NOR/HOP, TET/C26 TRI, TET/TRI,  $\Sigma(C_{31-35})h/HOP$ , DBT/Phen наряду со снижением величин отношений Pr/Ph, DIA/REG и др. свидетельствует об увеличении доли карбонатной составляющей в составе пород вверх по разрезу.

Степень преобразованности ОБ изученных образцов пород для большей надежности определялась по совокупности различных параметров термической зрелости. Согласно значениям стерановых параметров термической зрелости ( $C_{29SSR}$ ,  $C_{29VBAA}$ ,  $\Sigma C_{29VB}/C_{29R}$ ,  $C_{29S/R}$ ,  $C_{29VB}/AA$ ), соответствующих и/или приближающихся к равновесным величинам, зрелость ОБ для изученных образцов пород из отложений фаменского яруса соответствует градациям мезокатагенеза  $МК_1$ - $МК_2$ , что согласуется с данными  $T_{max}$  Rock-Eval, которые лежат в диапазоне 433–442°C.

### Выводы

Таким образом, разработана методика Пиро-ГХ/МСД и выполнен большой объем исследований на образцах, относящихся к разным НГП, с целью получения геохимической информации о составе и распределении биомаркерных параметров. Показано, что полученные данные могут быть использованы для уточнения характеристик ОБ нефтематеринских пород при интерпретации результатов геохимических исследований керна.

УДК 550.41

DOI 10.25205/978-5-4437-1312-0-51-54

## К вопросу применения биомаркерных геохимических коэффициентов

М. В. Гируц, А. А. Юсупова, Г. Н. Гордадзе

Российский государственный университет нефти и газа (НИУ)  
им. И. М. Губкина, Москва

**Аннотация.** В настоящее время наиболее информативным при оценке степени зрелости нефтей и органического вещества, установлении типа исходного органического вещества и литолого-фациальных условий их образования считается относительное распределение полициклических углеводородов-биомаркеров. На основании экспериментальных данных представлен критический взгляд на возможность применения таких общепринятых стерановых и терпановых показателей, как отношения диастеранов к регулярным и  $18\alpha(\text{H})$ - к  $17\alpha(\text{H})$ -22,29,30-триснорметилгопанам (Ts/Tm).

**Ключевые слова:** нефтяные углеводороды, биомаркеры, стераны, терпаны, термолиз, прокариоты

## On the application of biomarker geochemical coefficients

M. V. Giruts, A. A. Yusupova, G. N. Gordadze

National University of Oil and Gas «Gubkin University», Moscow

**Abstract.** Currently, the relative distribution of polycyclic biomarkers is considered to be the most informative for evaluation of the maturity degree of oils and organic matter. It is also used for determining the type of initial organic matter and the lithological and facies conditions of oil formation. Particularly, sterane and terpane indexes, such as ratios of diasteranes to regular steranes and  $18\alpha(\text{H})$ - to  $17\alpha(\text{H})$ -22,29,30-trisnormethylhopanes (Ts/Tm). Based on an experimental data a critical view on the possibility of applying such generally accepted indicators is presented.

**Key words:** petroleum hydrocarbons, biomarkers, steranes, terpanes, thermolysis, prokaryotes

При геохимических корреляциях в системах нефть–нефть и нефть–рассеянное органическое вещество (РОВ) пород для оценки степени зрелости обычно используются биомаркерные показатели [1–3]. Изменение значений этих показателей базируется на том, что исходное ОВ генерирует термодинамически слабоустойчивые углеводороды — так называемые биомолекулы, которые затем, в процессе созревания, преобразуются в термодинамически более устойчивые геологические изомеры. При этом одни углеводороды достигают термодинамически равновесных величин довольно быстро (геометрические изомеры), а другие — медленнее (структурные изомеры). Необходимо отметить, что в нефтях далеко не все углеводороды находятся в равновесных соотношениях, наблюдается лишь стремление к равновесию. Так, в первую очередь равновесия достигают R- и S-эпимеры гомогопанов  $C_{31}$ – $C_{35}$ , а также R- и S-эпимеры  $\alpha$ -сте-

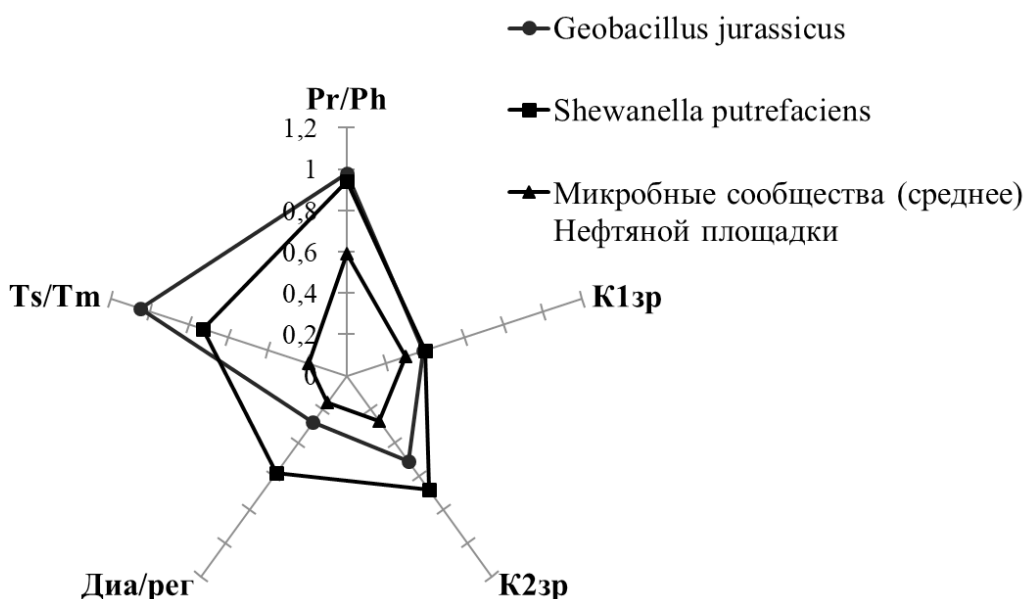
ранов (биостераны) — показатель зрелости  $K_{зр}^1$ . Затем исходные биостераны ( $\alpha\alpha 20R$  и  $20S$ ) преобразуются в изостераны ( $\beta\beta 20R$  и  $20S$ ) — показатель зрелости  $K_{зр}^2$ . Когда они достигают термодинамически равновесного состояния (0.55 и 0.80, соответственно), то перестают быть информативными [1–4].

Для оценки степени зрелости ОБ на более поздних стадиях используются величины отношения Ts (18 $\alpha$ (H) — 22,29,30-триснорметилгопан) к Tm (17 $\alpha$ (H)-22,29,30-триснорметилгопан), так как в исходном органическом веществе превалирует термодинамически менее устойчивый изомер Tm, который изомеризуется в термодинамически более устойчивый изомер Ts. Т.е. в этом случае протекает более медленная структурная изомеризация. В равновесной смеси содержится более 95 % Ts изомера [1–4].

Еще одним широко используемым геохимическим показателем является отношение диастеранов к регулярным (диа/рег). Подразумевается, что регулярные стераны претерпели структурную изомеризацию с образованием диастеранов в природных условиях под действием глинистых толщ. В этой связи считается, что если осадконакопление происходило в глинистых толщах, то величина этого отношения выше 0.3, тогда как в карбонатных породах, эта величина менее 0.2. Тем не менее неясно, каким образом диастераны, хоть и в меньших количествах, присутствуют в нефтях и ОБ пород, генерированных карбонатными толщами, не обладающими каталитическими свойствами.

Однако, как показали наши исследования, зачастую в значениях этих биомаркерных показателей одних и тех же образцов нефтей или ОБ пород наблюдаются противоречия. Например, когда в одно и то же время при соотношениях эпимеров стеранов, далеких от равновесных значений, имеют место высокие величины отношения диа/рег и Ts/Tm. Трудно представить, что, в то время как не прошли реакции эпимеризации, прошли значительно медленнее протекающие реакции структурной изомеризации [5].

Сказанное хорошо иллюстрирует рисунок, на котором представлены продукты термолита нерастворимой части (которую можно считать аналогом керогена) различных штаммов бактерий, а также их сообществ.



Сравнительная характеристика продуктов термолита нерастворимой части индивидуальных бактерий и микробных сообществ по алканам, стеранам и терпанам

Нами, на примере органического вещества различных индивидуальных бактерий и прокариотных сообществ, показано, что величина отношения стеранов диа/рег, а также стерановых и терпановых показателей зрелости не во всех случаях соответствует общепринятым утверждениям [6–9]. Так, в продуктах термолиза нерастворимой части биомассы бактерий при низкой степени зрелости органического вещества (коэффициенты зрелости  $K_{зр}^1$  и  $K_{зр}^2$  варьируют в пределах 0.29–0.43 и 0.27–0.69, соответственно; величина отношения Ts/Tm изменяется в пределах от 0.12 до 1.05), отношение диа/рег составляет 0.16–0.42. В сопоставимых пределах изменяется величина отношения диа/рег (0.14–0.64) и в случае термолизатов образцов прокариотов, имеющих высокие значения степени зрелости по стерановым ( $K_{зр}^1$  и  $K_{зр}^2$  варьирует в пределах 0.40–0.51 и 0.62–0.79, соответственно) и терпановым (Ts/Tm варьирует в пределах 0.45–1.28) показателям. На рисунке приведены образцы прокариотов, термолизаты нерастворимой части которых имеют наиболее выраженные отличия по биомаркерным показателям. При одинаковой величине отношения пристан/фитан и при низких коэффициентах  $K_{зр}^1$  и  $K_{зр}^2$ , которые еще не достигли термодинамически равновесных состояний, величины отношения диа/рег и Ts/Tm изменяются в широких пределах.

Таким образом, можно предположить, что в природных условиях происходит только геометрическая изомеризация и термический крекинг высокомолекулярных соединений. Превалирование же термодинамически более устойчивых и/или менее устойчивых структурных изомеров зависит от исходного органического вещества.

### Список литературы

1. Waples D. W. Biomarkers for geologist. A practical guide to the application of steranes and triterpanes in petroleum geology / D. W. Waples, T. Machihara // AAPG Methods in Exploration Series 9. Tulsa, Oklahoma: American Association of Petroleum Geologists, 1991. — 91 p.
2. Peters K. E. The Biomarker Guide, 2nd Edition / K. E. Peters, C. C. Walters, J. M. Moldowan Vol. I. Biomarkers and Isotopes in the Environment and Human History. — Cambridge University Press, 2005. — 471 p; Vol. II. Biomarkers and Isotopes in Petroleum Exploration and Earth History. — Cambridge University Press, Cambridge, 2005. — 679 p.
3. Гордадзе Г. Н. Углеводороды в нефтяной геохимии. Теория и практика / Г. Н. Гордадзе. — М.: РГУНиГ им. И. М. Губкина, 2015. — 559 с.
4. Петров Ал. А. Углеводороды нефти / Ал. А. Петров. — М.: Наука, 1984. — 260 с.
5. Гордадзе Г. Н. Достоверность оценки степени зрелости органического вещества по углеводородам–биомаркерам / Г. Н. Гордадзе, Г. В. Русинова // “Химия нефти и газа”. V юбилейная международная конференция (22–26 сентября 2003 г.): материалы конференции. — Томск, 2003. — С. 127.
6. Гордадзе Г. Н. Образование углеводородов нефти из биомассы прокариот. Сообщение 1. Образование нефтяных углеводородов–биомаркеров из биомассы архей *Thermoplasma* sp. / Г. Н. Гордадзе, А. Р. Пошибаева, М. В. Гируц, А. А. Перевалова, В. Н. Кошелев // Нефтехимия. — 2018. — Т. 58. — № 2. — С. 135–139.
7. Гордадзе Г. Н. Образование углеводородов нефти из биомассы прокариот. Сообщение 2. Образование нефтяных углеводородов–биомаркеров из биомассы бактерий *Geobacillus jurassicus*, выделенных из нефти / Г. Н. Гордадзе, А. Р. Пошибаева, М. В. Гируц, А. А. Гаянова, Е. М. Семенова, В. Н. Кошелев // Нефтехимия. — 2018. — Т. 58. — № 6. — С. 657–664.

8. Юсупова А. А. Образование углеводородов нефти из биомассы прокариот. Сообщение 3. Образование нефтяных углеводородов-биомаркеров из биомассы бактерий *Shewanella putrefaciens* и асфальтенов, выделенных из нефти / А. А. Юсупова, М. В. Гируц, Е. М. Семенова, Г. Н. Гордадзе // Нефтехимия. — 2020. — Т.60. — №6. — С. 1-10.

9. Юсупова А. А. Прокариоты как источник нефтяных углеводородов-биомаркеров / А. А. Юсупова, М. В. Гируц, Г. Н. Гордадзе // Доклады Российской академии наук. Науки о земле. — 2021. — Т.497. — №1. — С. 30-36.

УДК 540.4:552.578.2(571.56)

DOI 10.25205/978-5-4437-1312-0-55-57

## **Применение методов органической геохимии при изучении поверхностных углеводородных полей природного и техногенного происхождения \***

Ю.С. Глянцецова, И.Н. Зуева, О.Н. Чалая, С.Х. Лифшиц

Институт проблем нефти и газа СО РАН, Якутск

**Аннотация.** В работе дан анализ применения методов органической геохимии в геоэкологических исследованиях. Выявлены особенности состава и химической структуры битумоидов нефтезагрязненных и фоновых почв. Показана высокая информативность методов ИК-Фурье и хромато-масс-спектрометрии при решении широкого круга задач геоэкологии по идентификации нефтезагрязнения почв, границ его распространения, сроков давности, изучении процессов трансформации, последнее важно при оценке эффективности разрабатываемых нефтедеструкторов и качества очистных работ нарушенных земель.

**Ключевые слова:** органическая геохимия, ИК-Фурье спектрометрия, хромато-масс-спектрометрия, нефтезагрязнение, природный геохимический фон, почва, органическое вещество, углеводороды

## **Application of organic geochemistry methods in the study of surface hydrocarbon fields of natural and anthropogenic origin**

Yu. Glyaznetsova, I. Zueva, O. Chalaya, S. Lifshits

Institute of Oil and Gas Problems SB RAS, Yakutsk

**Abstract.** The paper analyzes the application of organic geochemistry methods in geoecological studies. The features of the composition and chemical structure of bitumoids in oil-polluted and background soils are revealed. High information content of IR-Fourier and GC-MS methods was shown in solving a wide range of geoecological problems during identifying oil pollution in soils, boundaries of its spreading, age pollution, studying transformation processes, the latest is important in assessing the efficiency of the developed oil destructors and the quality of the cleanup works of the disturbed lands.

**Key words:** organic geochemistry, FTIR spectrometry, GC-MS, oil contamination, natural geochemical background, soil, organic matter, hydrocarbons.

### **Введение**

При большом разнообразии источников поступления в окружающую среду углеводородов (УВ) различного состава и генезиса при диагностике нефтезагрязнения существует необходимость разделения техногенных (нефтяных) УВ от природных, присущих нативному органи-

---

\* Работа выполнена при финансовой поддержке проекта Фундаментальных научных исследований № 122011200369-1.

© Ю.С. Глянцецова, И.Н. Зуева, О.Н. Чалая, С.Х. Лифшиц, 2022



ческому веществу (ОВ) почв. Поиск аналитических методов для дифференцированной оценки вклада природной и техногенной составляющих в битумоидах, экстрагированных органическими растворителями из почв показал большие возможности современной органической геохимии. Преимуществом этих методов является большой объём информации о составе ОВ современных осадков, а также конденсатов, нефтей и их фракций (нефтепродуктов), которая необходима для решения разнообразных задач в экологии нефтегазового комплекса. В органической геохимии детально изучены вопросы деградации нефти как в условиях залежей, так по результатам многочисленных экспериментов [1]. Эти данные дают представления о деградации нефтезагрязнения во времени, что может быть использовано при поиске и разработке способов очистки почв.

### Объекты и методы исследования

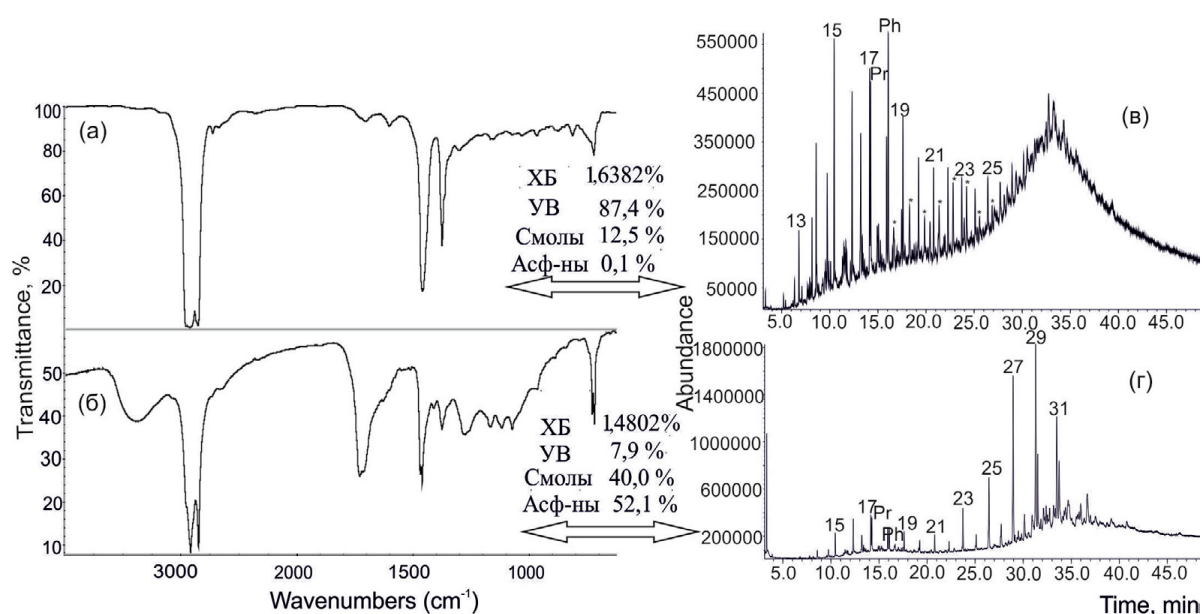
Объектами исследования послужили мерзлотные почвы Якутии. Пробы почв отбирались с фоновых территорий, незатронутых промышленной деятельностью, вдали от автодорог и населенных пунктов, а также с места аварийного разлива нефти Талаканского месторождения. Извлечение ОВ из почв выполнено методом холодной экстракции хлороформом. Полученные экстракты, хлороформенные битумоиды (ХБ), исследовали методами ИК-Фурье спектроскопии, жидкостно-адсорбционной хроматографии и хромато-масс-спектрометрии [2].

### Результаты

Содержание ХБ в фоновых почвах может варьировать в большом интервале от следов до более, чем 1,4802 %. По данным ИК-Фурье спектроскопии в структурно-групповом составе таких проб кислородсодержащие соединения преобладают над углеводородными структурами (см. рисунок, б). Состав почв соответствует ОВ современных осадков. При отсутствии данных о химической структуре пробы с высокими содержаниями ХБ ошибочно могут быть диагностированы как нефтезагрязненные.

Для сравнения рассмотрим ИК-спектр ХБ пробы почвы, отобранной на месте разлива талаканской нефти с близким содержанием ХБ 1,6382. Тип спектра отличается от фоновой пробы и однозначно свидетельствует о присутствии техногенной составляющей по появлению полос поглощения ароматических УВ с незамещёнными атомами водорода в бензольном кольце ( $600\text{--}1000\text{ см}^{-1}$ ), характерных для нефтей и нефтепродуктов (см. рисунок, а). В спектре загрязненной пробы отмечается очень низкое поглощение карбонильных групп в области  $1700\text{--}1740\text{ см}^{-1}$ , что отличает её от спектра фоновой пробы. Как показали наши исследования, метод ИК-Фурье-спектроскопии позволяет установить техногенный характер битумоидов и в пробах с низким выходом ХБ.

По данным хромато-масс-спектрометрии в индивидуальном составе насыщенных УВ фоновых почв максимум распределения n-алканов лежит в высокомолекулярной области на  $nC_{29}$ ,  $nC_{31}$  (см. рисунок, з), в нефтезагрязненных его положение смещается в низкомолекулярную на  $nC_{15}$  (см. рисунок, в). Соотношение содержания суммы низкомолекулярных n-алканов к высокомолекулярным ( $\sum n.k.-nC_{20}/\sum nC_{21}\text{-к.к.}$ ) для фоновых почв составляет 0,30 по сравнению с 1,78–10,18 для ХБ нефтезагрязненных почв. Для n-алканов фоновых почв соотношение нечетных и четных n-алканов (CPI) выше 2,0, что присуще незрелому ОВ современных осадков, в то время как для загрязненных почв CPI близок к единице (0,9–1,0), что характерно для нефтей. На загрязнение почв нефтью Талаканского месторождения указывает присутствие реликтовых УВ ряда 12- и 13-метилалканов (см. рисунок, в). Как видно из приведенных данных, сами по себе высокие значения выхода ХБ, ещё не являются достаточными показателями нефтезагрязнения почв.



Геохимическая характеристика почвенных битумоидов: ИК-спектры ХБ нефтезагрязненных почв (а), фоновых почв (б); масс-хроматограммы (по ТИС) насыщенных УВ нефтезагрязненных почв (в), фоновых почв (г)

Особенности ИК-спектров ХБ и индивидуального состава насыщенных УВ используются как информативные показатели для дифференцированной оценки вклада природной и техногенной составляющих в состав почвенных битумоидов.

Проведённые геохимические исследования на различных объектах нефтегазового комплекса показали, что попадания даже незначительного количества нефтяных УВ в мерзлотные почвы достаточно для трансформации природного геохимического фона в техногенный вплоть до формирования аномальных поверхностных геохимических полей техногенного генезиса.

### Заключение

Многолетний опыт экологического мониторинга нефтезагрязненных территорий показал высокую информативность методов ИК-Фурье и хромато-масс-спектрометрии при решении широкого круга задач геоэкологии по идентификации нефтезагрязнения почв и типа загрязнителя, границ и особенностей миграции нефтезагрязнения в мерзлотных почвах, сроков его давности, изучении процессов трансформации, последнее имеет важное значение при оценке эффективности разрабатываемых нефтедеструкторов и качества очистных работ нарушенных земель.

### Список литературы

1. Вассоевич Н.Б. Основные закономерности, характеризующие органическое вещество современных и ископаемых осадков / Н.Б. Вассоевич // Природа органического вещества современных и ископаемых осадков. — М.: Наука, 1973. — С. 11–59.
2. Глянцева Ю.С. Нефтезагрязнение почвогрунтов и донных отложений на территории Якутии (состав, распространение, трансформация) / Ю.С. Глянцева, И.Н. Зуева, О.Н. Чалая, С.Х. Лифшиц. — Якутск: Асхаан, 2010. — 160 с.

УДК (550.42:552.143):551.732(571.5)  
DOI 10.25205/978-5-4437-1312-0-58-61

## Изотопно-геохимические исследования нефтепроизводящих отложений кембрия Сибирской платформы

С. И. Голышев<sup>1</sup>, П. Н. Соболев<sup>2</sup>, Н. Л. Падалко<sup>1</sup>, С. В. Дыхан<sup>2</sup>,  
П. Ф. Яворов<sup>1</sup>, М. И. Праздничных<sup>1</sup>, Е. В. Черников<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Томский филиал Сибирского НИИ геологии,  
геофизики и минерального сырья, Томск

<sup>2</sup>Сибирский НИИ геологии, геофизики и минерального сырья, Новосибирск

**Аннотация.** Представлены данные по изотопному составу углерода ( $\delta^{15}\text{C}$ ) и кислорода ( $\delta^{18}\text{O}$ ) карбонатной составляющей пород (КСП) и углерода ( $\delta^{13}\text{C}$ ) рассеянного органического вещества (РОВ) отложений шумнинской, иниканской и куонамской свит нижнего-среднего кембрия Сибирской платформы. Выявлена зависимость изотопного состава углерода и кислорода КСП от фациального подтипа доманикоидных отложений кембрия. Рассмотрена взаимосвязь изотопного состава углерода РОВ с условиями седиментации отложений нижнего и среднего кембрия.

**Ключевые слова:** биоценоз, доманикоидные отложения, изотопный состав, карбонаты, кембрий, кислород, органическое вещество, свита, седиментация

## Isotopic-geochemical researches of oil-producing sediments of the Cambrian of the Siberian Platform

S. I. Golyshev<sup>1</sup>, P. N. Sobolev<sup>2</sup>, N. L. Padalko<sup>1</sup>, S. V. Dychan<sup>2</sup>,  
P. F. Yavorov<sup>1</sup>, M. I. Prazdnichnykh<sup>1</sup>, E. V. Chernikov<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Tomsk branch of the Siberian research institute  
of geology, geophysics and mineral resources, Tomsk

<sup>2</sup>Siberian research institute of geology, geophysics and mineral resources, Novosibirsk

**Abstract.** Data of isotopic composition of carbon ( $\delta^{15}\text{C}$ ) and oxygen ( $\delta^{18}\text{O}$ ) of the carbonate component of rocks (CCR) and carbon ( $\delta^{13}\text{C}$ ) of dispersed organic matter (DOM) of the Shumninskaya, Inikan-skaya, and Kuonamskaya formations' deposits of the Siberian Platform are presented. The dependence of the isotopic composition of carbon and oxygen of the CCR in the facies subtype of domanicoid deposits of the Cambrian has been revealed. The relationship between the carbon isotopic composition of DOM and the conditions of deposits' sedimentation of the Lower and Middle Cambrian is considered.

**Key words:** biocenosis, domanicoid deposits, isotopic composition, carbonates, Cambrian, oxygen, organic matter, formation, sedimentation.

Согласно региональным построениям прогнозируются три основных очага нефтегазообразования (ОНГО): западный, представленный породами нижнего и среднего кембрия

---

© С. И. Голышев, П. Н. Соболев, Н. Л. Падалко, С. В. Дыхан, П. Ф. Яворов, М. И. Праздничных, Е. В. Черников, 2022

аналогов куонамской свиты, северо-западный, состоящий из глинисто-карбонатных пород шумнинской свиты и наиболее крупный, расположенный на востоке Сибирской платформы, в пределах распространения Юдомо-Оленёкской зоны доманикоидных отложений куонамской и иниканской свит [1, 2]. Несмотря на многочисленные работы по исследованию особенностей формирования отложений доманикоидного типа, дискуссионными остаются условия, приводящие к образованию доманикоидной формации с высоким содержанием ОВ. В качестве основных причин рассматриваются как эндогенные, связанные с благоприятными фаціальными условиями морских, прибрежно-морских бассейнов, так и эндогенные факторы, вызванные вулканической активностью и активизацией рифтовых систем и зон разломов.

На основе изотопных исследований углерода РОВ и углерода и кислорода карбонатной составляющей пород (КСП) рассмотрены фаціальные условия образования доманикоидных формаций куонамско-иниканского типа и механизмы (модели) их формирования [1, 3].

Для исследования были отобраны пробы из разрезов обнажений рек: шумнинская свита — р. Кулюмбе (16 проб); куонамская свита — р.р. Молодо (58 проб), Кюлянке, Сюкюльден; (20 проб); иниканская свита — р. р. Юдома, Мая, Ханда (41 проба).

В большинстве проб были выполнены изотопные определения углерода карбонатной составляющей пород (КСП) и углерода рассеянного органического вещества (РОВ). Результаты представлены на рис. 1, 2.

Шумнинская свита (см. рис.1, 2 кружок). Исследованы два типа разрезов: преимущественно карбонатный (известняки) и глинисто-карбонатный (аргиллито-алевролитовые битуминозные породы с прослоями известняка). На основе полученных данных КСП с небольшими вариациями значений  $\delta^{13}\text{C}_{\text{cp}}$  и  $\delta^{18}\text{O}_{\text{cp}}$ :  $\delta^{13}\text{C}_{\text{cp}} = 1,1\text{‰}$ ,  $\delta^{18}\text{O}_{\text{cp}} = 23,6\text{‰}$  (карбонатный разрез) и  $\delta^{13}\text{C}_{\text{cp}} = -1,0\text{‰}$ ,  $\delta^{18}\text{O}_{\text{cp}} = 24,0\text{‰}$  (глинисто-карбонатный). По изотопным данным КСП условия осадкообразования отложений шумнинской свиты соответствовали устойчивому режиму морского бассейна.

Изотопный состав углерода РОВ шумнинской свиты со средним значением  $\delta^{13}\text{C}_{\text{cp}} = -26,2\text{‰}$  (без учета проб с аномально низким значением  $\delta^{13}\text{C}$ ) соответствует керогену II типа степени катагенеза  $\text{Mk}_{4-5}$ . РОВ в образцах глинисто-карбонатного разреза с изотопным составом углерода  $\delta^{13}\text{C} = -33,1 \text{‰} \div -34,7\text{‰}$  рассматривается как вторичное, образованное из миграционных битумоидов.

Иниканская свита (см. рис. 1, 2 треугольник), Выполнены изотопные исследования проб из отложений трех фаціальных типов разрезов. 1. *Карбонатный тип* (р. Мая): КСП — небольшие вариации изотопного состава  $\delta^{13}\text{C}_{\text{cp}} = 0,1\text{‰}$  и  $\delta^{18}\text{O}_{\text{cp}} = 24,7\text{‰}$ ; РОВ —  $\delta^{13}\text{C}_{\text{cp}} = -31,6\text{‰}$ , фации морские. 2. *Терригенный тип*: КСП —  $\delta^{13}\text{C}_{\text{cp}} = 1,8\text{‰}$ ,  $\delta^{18}\text{O}_{\text{cp}} = 20,6\text{‰}$  (р. Юдома),  $\delta^{13}\text{C}_{\text{cp}} = -0,3\text{‰}$  и  $\delta^{18}\text{O}_{\text{cp}} = 21,6\text{‰}$ , (р. Ханда); РОВ —  $\delta^{13}\text{C}_{\text{cp}} = -32,6\text{‰}$ . Осадкообразование отложений этого типа происходило в прибрежно-морском бассейне со стабильными фаціальными условиями. 3. *Кремнисто-карбонатно-глинистый тип* (р. Юдома). КСП — небольшие вариации значений,  $\delta^{13}\text{C}_{\text{cp}} = -1,1 \text{‰}$  и  $\delta^{18}\text{O}_{\text{cp}} = 21,3 \text{‰}$ , РОВ имеет широкий диапазон  $\delta^{13}\text{C}$  ( $-28,7 \text{‰} \div -34,6 \text{‰}$ ) с величиной  $\delta^{13}\text{C}_{\text{cp}} = -34,2 \text{‰}$ , что соответствует достаточно стабильным условиям осадкообразования в мелководном морском или прибрежно-морском бассейне.

Куонамская свита В разрезе обнажений р. Молодо был определен изотопный состав углерода и кислорода КСП (58 проб) трех фаціальных подтипов (карбонатного, кремнисто-карбонатного и терригенного). *Карбонатный подтип*: КСП несколько облегченный с широкими вариациями значений  $\delta^{13}\text{C}$  ( $\delta^{13}\text{C}_{\text{cp}} = -1,7\text{‰}$ ) при узком диапазоне значений  $\delta^{18}\text{O}$  ( $\delta^{18}\text{O}_{\text{cp}} = 25,1\text{‰}$ ), что указывает на нестабильные условия осадконакопления морского бассейна при подтоке некоторой доли изотопно легкой углекислоты. *Кремнисто-карбонатный и терригенный подти-*

ны: КСП этих подтипов по изотопному составу близки между собой, имеют широкий диапазон значений  $\delta^{13}\text{C}$  и  $\delta^{18}\text{O}$  ( $\delta^{13}\text{C}_{\text{cp}}$ : -3,4‰ и -2,4‰ и  $\delta^{18}\text{O}_{\text{cp}}$ : 18,7‰ и 19,5‰ соответственно) отражают фациальные условия мелководных, прибрежно-морских фаций с неустойчивым режимом осадконакопления.

На основе изотопных данных накопление КСП отложений кремнисто-карбонатно-терригенного подтипа обнажений р.р. Кюлюнке и Суюкюльдан (см. рис. 1, 2, квадратик) происходило в условиях, похожих на аналогичный подтип р. Молодо. Изученное в этих образцах РОВ в большинстве проб является керогеном II типа катагенеза  $\text{Mk}_{1-2}$   $\delta^{13}\text{C}_{\text{cp}} = -32,4\text{‰}$ . Однако выявлено изотопно легкое РОВ ( $\delta^{13}\text{C} = -33,1\text{‰} \div -37,2\text{‰}$ ), которое определяется как вторичное, образованное из миграционных битумоидов.

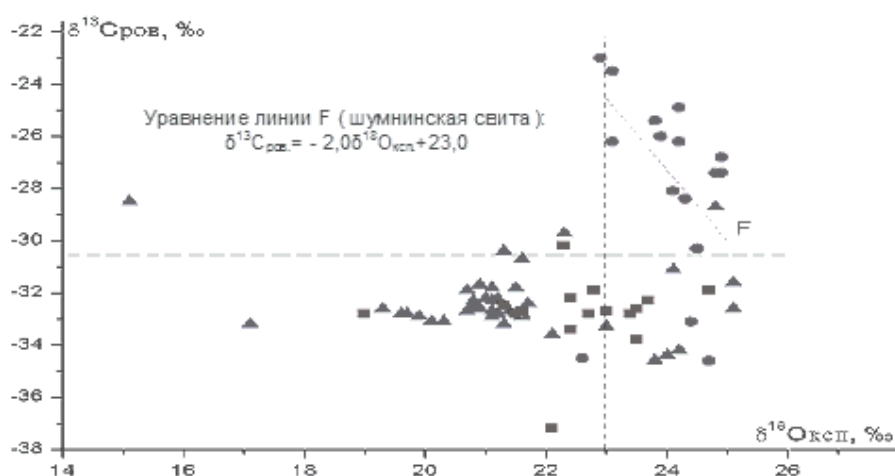


Рис. 1. Вариации значений  $\delta^{13}\text{C}_{\text{POV}}$  от  $\delta^{18}\text{O}_{\text{KSP}}$  для отложений исследуемых свит

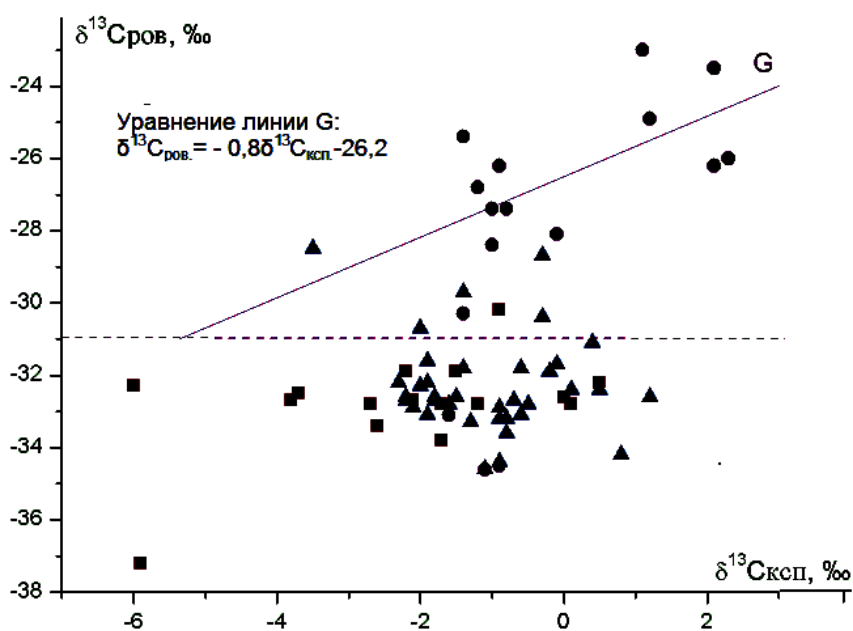


Рис. 2. Вариации значений  $\delta^{13}\text{C}_{\text{POV}}$  от  $\delta^{13}\text{C}_{\text{KSP}}$  для отложений исследованных свит

### **Заключение**

1. Фациальные условия водного бассейна (соленость, температура, палеоглубина), определяемые по изотопному составу кислорода и углерода КСП и углерода РОВ, в которых происходило осадконакопление доманикоидных отложений куонамско-иниканского типа, были необходимыми, но недостаточными для образования подобного типа формаций.

2. Возможным фактором формирования доманикоидных пород кембрия был эндогенный, под воздействием которого в бассейн седиментации поступали глубинные водные растворы и газы, которые влияли на биоценоз и образование облегченного состава углерода РОВ и КСП [3].

### **Список литературы**

1. Геология нефти и газа Сибирской платформы / под ред. А. Э. Конторовича, В. С. Суркова, А. А. Трофимука — М.: Недра, 1981. — 552 с
2. Т. К. Баженова, М. В. Дахнова, Т. П. Жеглова Нефтематеринские формации, нефти и газы докембрия и нижнего-среднего кембрия Сибирской платформы /Под ред. А. И. Варламова, А. П. Афанасенкова // ВНИГНИ.- М., 2014. — 128 с.
3. С. Г. Неручев. Уран и жизнь в истории Земли.- М.: Недра,1982.-208 с.

УДК 553.98

DOI 10.25205/978-5-4437-1312-0-62-65

## Молекулярный и изотопный состав углеводородов Севера Западной Сибири как отражение их генезиса

И. В. Гончаров<sup>1,2</sup>, М. А. Веклич<sup>1</sup>, Н. В. Обласов<sup>1</sup>, С. В. Фадеева<sup>1,2</sup>,  
В. В. Самойленко<sup>1</sup>, А. В. Жердева<sup>1</sup>, Р. С. Кашапов<sup>1,2</sup>, Н. А. Смирнова<sup>2</sup>

<sup>1</sup>АО «ТомскНИПИнефть», Томск

<sup>2</sup>Томский политехнический университет, Томск

**Аннотация.** Полученные результаты показывают, что большинство залежей полигенны; состав позволяет оценить долю флюидов разного генетического типа в залежи.

**Ключевые слова:** Западная Сибирь, юра, нефть, газ, геохимия, нефтегазоматеринская порода, хроматомасс-спектрометрия, изотопный состав, миграция, моделирование.

## Molecular and isotopic composition of hydrocarbons in the North of Western Siberia as a reflection of their genesis

I. Goncharov<sup>1,2</sup>, M. Veklich<sup>1</sup>, N. Oblasov<sup>1</sup>, S. Fadeeva<sup>1,2</sup>, V. Samoilenko<sup>1</sup>,  
A. Zherdeva<sup>1</sup>, R. Kashapov<sup>1,2</sup>, N. Smirnova<sup>2</sup>

<sup>1</sup>JSC «TomskNIPIneft», Tomsk, Russia

<sup>2</sup>Tomsk Polytechnic University, Tomsk

**Abstract.** The results obtained show that most deposits are polygenic; the composition makes it possible to estimate the proportion of fluids of different genetic types in the reservoir.

**Key words:** Western Siberia, Jurassic, oil, gas, geochemistry, source rock, gas chromatography-mass spectrometry, isotopic composition, migration, modeling.

Север Западной Сибири (СЗС) по своим запасам углеводородов является уникальным природным объектом. Несмотря на то, что ему посвящены тысячи публикаций, механизм образования их залежей до конца не ясен. В 1967–68 гг коллективами авторов из Ленинграда, Новосибирска, и Москвы была опубликована серия работ, в которых были сформулированы все имеющиеся на сегодня представления об их природе. В одних работах предполагалось, что формирование меловых залежей происходило за счёт вертикальной миграции из юрских отложений. В других, основная роль отводилась меловым, главным образом углистым отложениям.

В конце прошлого и начале нынешнего века было опубликовано много исследований, посвященных различным вопросам геохимии СЗС. В ряде из них было выполнено бассейновое моделирование генерации углеводородов. Были оценены масштабы генерации как в целом различных комплексов: нижне- и среднеюрский, верхнеюрский, нижне- и верхнемеловые отложения, так и отдельных свит. К этим результатам следует относиться с осторожностью [1].

---

© И. В. Гончаров, М. А. Веклич, Н. В. Обласов, С. В. Фадеева, В. В. Самойленко, А. В. Жердева, Р. С. Кашапов, Н. А. Смирнова, 2022

В программном обеспечении заложено много допущений и предположений и, к сожалению, отсутствует инструмент для верификации полученных результатов. Для подтверждения корректности полученных результатов моделирования необходимо иметь на молекулярном и изотопном уровнях доказательства генетического родства флюидов, аккумулированных в ловушках и органическим веществом (ОВ), термическая эволюция которого привела к образованию этих залежей.

В последние десятилетия произошел огромный прогресс в геохимических исследованиях, обусловленный технологиями отбора проб и совершенствованием аналитической техники. У авторов в ТомскНИПИнефть и ТПУ была возможность в полной мере воспользоваться этими методами и по результатам исследований тысяч и сотен проб и образцов (кern, шлам, нефть, конденсат, газ) с десятков месторождений из залежей в породах с возрастом от нижней юры до верхнего мела получить уникальную информацию об их составе, проливающую свет на их генезис. В настоящей работе приведены некоторые результаты этих исследований. В данной работе под «севером» понимается огромная территория, расположенная севернее Сибирских увалов: Надым-Пурская и Пур-Тазовская НГО, западная часть Енисей-Хатангского региона, Ямал, Гыдан, Таймыр и Карское море.

На рис. 1 представлена серия зависимостей между молекулярными и изотопными параметрами жидкой составляющей углеводородов. Анализ этих зависимостей указывает на то, что формирование залежей проходило при участии двух, резко отличающихся по своей генетике типов ОВ — баженовского горизонта (БГ) и добаженовских отложений. При этом вклад добаженовского флюида отчетливо прослеживается даже в залежах пластов ПК.

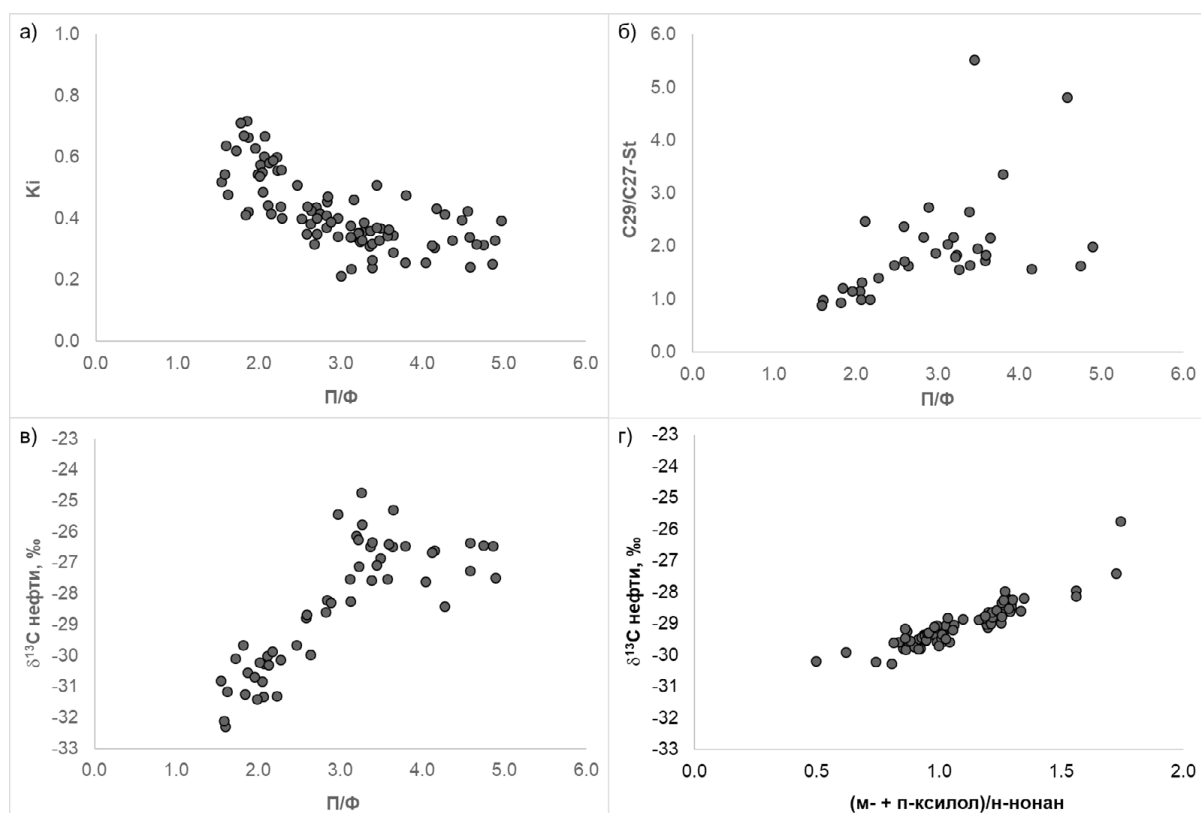


Рис. 1. Графики взаимосвязи между молекулярными и изотопными параметрами нефтей и конденсатов



Уникальную информацию о генезисе пластового флюида дает знание изотопного состава его газовой составляющей ( $C_1-C_5$ ). Чангом [2] было установлено, что углеводороды  $C_1-C_5$ , генерированные одним и тем же ОБ, должны образовывать прямую линию в координатах  $\delta^{13}C - 1/n$  ( $n$  число атомов углерода в молекуле). Подавляющее число газов всех залежей, вне зависимости от их фазового состояния, этому правилу не подчиняется, что указывает на их полигенность. Однако в некоторых из них это распределение близко к правилу Чанга (рис.2). На основе этого распределения в регионе выделяются четыре типа газов. Первый из них приурочен в основном к меловым залежам, где при пластовых температурах ниже 70 С флюид подвергся сильному микробальному воздействию. По своей генетике эти газы могут быть связаны, как с ОБ БГ, так и с более древними отложениями. Второй и третий типы генетически связаны с ОБ баженовских отложений и БГ, соответственно. Четвертая группа присутствует исключительно в турон-сенонских отложениях. Они отличаются аномально легким ИСУ этана (-54...-51 ‰) и пропана (-45...-43 ‰). Ассоциация этих газов с изотопно-легким метаном даёт основание связывать их образование с окончанием стадии микробального метаногенеза и началом термического разрушения ОБ. Газы с таким составом встречаются крайне редко и не образуют промышленных залежей. Их источником могло быть термически незрелое ОБ пород меловых отложений.

Анализ распределения залежей региона показывает, что большинство из них по своему составу полигенны, т.е. были образованы за счет продуктов генерации разными нефтегазоматеринскими породами. Полученные результаты позволяют оценить долю флюидов разного генетического типа в формирование той или иной залежи и уточнить схему миграции и заполнения ловушек.

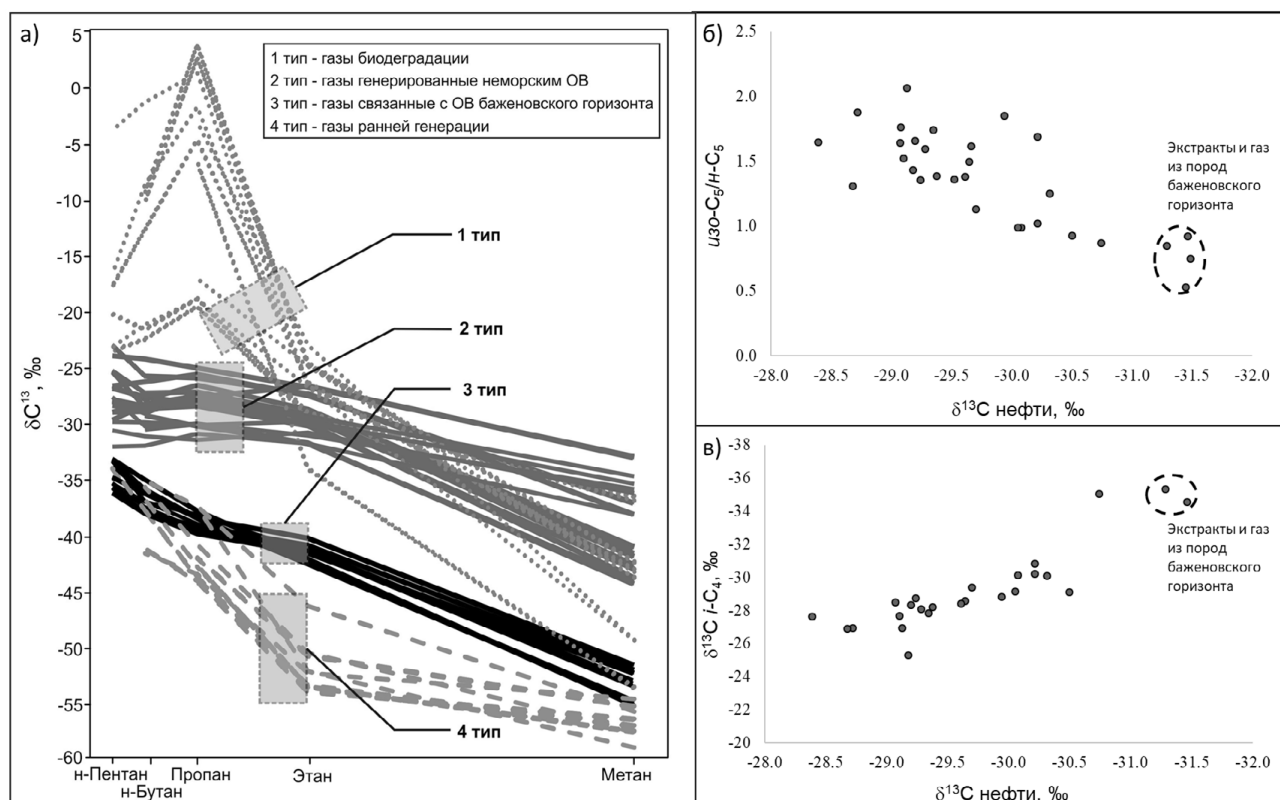


Рис. 2. Изотопный состав углерода компонентов газов (а); графики, показывающие взаимосвязь между изотопным, компонентным составом для нефтей и газов (б и в)

### **Список литературы**

1. Астахов С. М. Геореактор. Алгоритмы нефтегазообразования. — Ростов-на-Дону: Контики, 2015. — 256 с.
2. Chung, H.M., Gormly, J.R., Squires, R.M., 1988. Origin of gaseous hydrocarbons in subsurface environments: theoretical considerations of carbon isotope distribution. *Chemical Geology*, 71, 97-104.

УДК 553.982

DOI 10.25205/978-5-4437-1312-0-66-68

## Процессы образования нефти

Г. Н. Гордадзе

Российский государственный университет нефти и газа (НИУ)  
им. И. М. Губкина, Москва

**Аннотация.** Происхождение нефти, как и происхождение жизни, является фундаментальной проблемой естествознания. Вместе с тем, зная процессы образования нефти, возможно более эффективное проведение поисковых и разведочных работ. Наши исследования по изучению закономерностей распределения углеводородов-биомаркеров в рассеянном органическом веществе (ОВ) осадочных пород, пород кристаллического фундамента, в нефтях и продуктах термолиза асфальтенов и керогена ОВ пород и нефтей, с одной стороны, подтвердили некоторые аспекты первичных постулатов, а с другой — выявили несоответствия, которые противоречат общепринятым позициям неорганической (абиогенной) и органической (осадочно-миграционной) теории нафтидогенеза.

**Ключевые слова:** происхождение нефти, углеводороды-биомаркеры, органическая теория происхождения нефти, неорганическая теория происхождения нефти, нефтематеринские толщи

## Processes of oil genesis

G.N. Gordadze

National University of Oil and Gas «Gubkin University», Moscow

**Abstract.** The origin of petroleum as well as the origin of life, is a fundamental problem of natural science. At the same time, knowing the processes of oil formation, it is possible to conduct prospecting and exploration more efficiently. Our studies on the distribution patterns of biomarker hydrocarbons in dispersed extractable organic matter (EOM) of sedimentary rocks, crystalline basement rocks, in oils and thermolysis products of asphaltenes and kerogen (insoluble OM) of rocks and oils, on the one hand, confirmed some aspects of the primary postulates, and on the other hand, revealed inconsistencies that contradict the generally accepted positions of the inorganic (abiogenic) and organic (sedimentary-migration) theory of naftidogenesis.

**Key words:** oil origin, biomarker hydrocarbons, organic theory of oil origin, inorganic theory of oil origin, oil source rock

По мнению проф. С.Г. Неручева, «...Сегодня сама жизнь заставляет нас активизировать нефтепоисковые работы и, соответственно, исследования в области органической геохимии. Без таких исследований нельзя понять условия образования месторождений нефти и газа, выполнить их прогноз. Сейчас для успешных поисков необходимо знать, как и из чего в данных конкретных условиях образовались нефть и газ, как они перемещаются в недрах и формируют залежи и как при этом изменяется их углеводородный состав на молекулярном уровне» [1].

Общеизвестно, что значительное количество предложенных моделей нефтеобразования, в целом, объединяется в виде альтернативных теорий.

Точка зрения о **неорганическом** или **абиогенном генезисе** углеводородов (УВ) основана на представлении о том, что их образование происходит в глубинных мантийных очагах вследствие неорганического синтеза без участия нефтематеринских пород и не связано с процессами генерации рассеянного органического вещества (РОВ).

Представленный доклад не ставит своей задачей критиковать сторонников гипотезы абиогенного синтеза нефтяных углеводородов. Отметим лишь совершенно необоснованную попытку доказать то, что в нефтях все УВ находятся в термодинамически равновесных концентрациях, как утверждают сторонники неорганической теории происхождения нефти, а высокое содержание н-алканов является следствием высоких (выше 1000 °С) температур. На самом деле, в нефтях УВ не находятся в равновесных концентрациях за исключением легкопреобразующихся УВ [2]. Наблюдается лишь стремление к равновесию. Кроме того, в литературе отсутствуют экспериментальные данные по моделированию процессов образования нефтяных УВ абиогенным путем.

В настоящее время дискутируется предположение о существовании феномена постоянной подпитки углеводородами кристаллического фундамента действующих сегодня нефтяных месторождений Татарстана. Наши недавние исследования показали, что даже в ОВ кристаллического фундамента Татарстана присутствуют те же УВ-биомаркеры и УВ алмазоподобного строения, что и в осадочных толщах, причем УВ фундамента имеют явно миграционный характер (отсутствуют смолы и асфальтены) [3]. Распределение УВ-биомаркеров пород кристаллического фундамента Татарстана **неоднородно** по площади и, несмотря на то, что их относительное содержание в целом отличается от такового в ОВ пород и нефтей палеозойских отложений, полученный нами результат не отрицает существование флюидов, имеющих значения биомаркерных показателей в породах кристаллического фундамента близкие к таковым в нефтях осадочного чехла. Можно предположить, что нефтяные УВ-биомаркеры ОВ кристаллического фундамента являются результатом жизнедеятельности прокариотов, питающихся эндогенным метаном [4]. Поэтому, «глубинную», но не абиогенную гипотезу происхождения нефтяных УВ, наверное, исключать не следует. Такое предположение, конечно, требует экспериментального подтверждения.

**Органическая (осадочно-миграционная)** теория образования нефти находится на стыке геологических, биохимических, химических, физических и других наук.

Необходимо отметить наших выдающихся советских геологов-нефтяников и геохимиков, внесших значительный вклад в разработку осадочно-миграционной теории образования нефти — Н.И. Брода, В.А. Соколова, Н.Б. Вассоевича, С.Г. Неручева, А.А. Трофимука, А.Э. Конторовича, В.А. Каширцева, О.К. Баженову, А.М. Акрамходжаева, В.С. Вышемирского, М.К. Калинин, А.А. Карцева, Ю.И. Корчагину, Е.С. Ларскую, Н.В. Лопатина, Ал.А. Петрова, В.А. Соколова, А.Н. Гусеву, Е.В. Соболеву, Б.А. Соколова, А.В. Ступакову, О.А. Радченко, Е.А. Рогозину, В.А. Успенского [5].

Органическая теория базируется на представлениях о том, что РОВ пород на определенных глубинах и при определённых температурах генерирует частицы рассеянной микронепфти. В процессе первичной миграции происходит движение микрочастиц нефти и газа из нефтематеринских пород в коллекторы; в процессе вторичной миграции — концентрация и аккумуляция УВ в залежи [6]. Согласно этой теории, все осадочные толщи делятся на нефтепроизводящие и не нефтепроизводящие.

На наш взгляд, вопрос диагностики нефтепроизводящих свит принадлежит к числу наименее разработанных в теории органического происхождения нефти. До сегодняшнего дня эта проблема продолжает оставаться нерешенной.

Наши исследования [7], с одной стороны, подтвердили многие аспекты первичных постулатов, а с другой — выявили несоответствия, которые противоречат общепринятым позициям осадочно-миграционной теории нафтидогенеза.

К таким несоответствиям можно отнести следующие:

1) часто встречаются образцы нефтематеринских пород, где **степень преобразованности ОВ одновозрастных толщ различается не только для образцов пород, находящихся в нескольких сантиметрах один от другого, но и в одном и том же образце породы**

2) **стерановые и терпановые коэффициенты зрелости нефтей, как правило, выше таковых из экстрактов материнского ОВ;**

3) практически **невозможно количественно оценить образование крупных и гигантских месторождений нефти и газа** за счет, рассеянного в окружающих породах ОВ,

4) методом пиролиза Rock-Eval определяются потенциальные и производящие НМТ. Однако неясно, **сколько времени необходимо для того, чтобы «потенциальные» НМТ превратились в нефтепроизводящие и сколько нефти эмигрировало из них к настоящему времени.** Также неясно, **какие признаки позволяют нам судить об остатке ОВ в производящих НМТ.** Следуя этой логике, можно заключить, что, если порода выдала нефть, то  $C_{\text{орг}}$  должно быть не максимальным, а минимальным, поскольку большая часть  $C_{\text{орг}}$  представлена органическим углеродом керогена, превращающегося в углеводороды в ходе катагенетической истории. При таких измерениях обязательной должна быть оценка исходного количества ОВ;

5) малопонятными остаются **механизмы выхода нефтяных УВ** из нефтематеринских пород, будь то «классические» глинистые толщи или нетрадиционные «нефтяные сланцы».

В докладе будут представлены конкретные примеры, которые возможно, могут объяснить вышеуказанные несоответствия.

### Список литературы

1. Неручев С. Г. Избранные труды / С. Г. Неручев — Новосибирск: ИНГГ СО РАН, 2017. — 684 с.
2. Петров Ал. А. Углеводороды нефти / Ал. А. Петров. — М.: Наука, 1984. — 260 с.
3. Гордадзе Г. Н. Термолиз органического вещества в нефтегазопроисводческой геохимии / Гордадзе Г. Н. — М.: ИГиРГИ, 2002. — 336 с.
4. Юсупова А. А. Прокариоты как источник нефтяных углеводородов-биомаркеров / А. А. Юсупова, М. В. Гируц, Г. Н. Гордадзе // Доклады Российской академии наук. Науки о Земле. — 2021. — Т. 497. — № 1. — С. 30 — 36.
5. Конторович А. Э. Очерки теории нафтидогенеза: Избранные статьи / Науч. ред. д-р геол.-мин. наук С. Г. Неручев. — Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал «Гео», 2004. — 545 с.
6. Вассоевич Н. Б. Геохимия органического вещества и происхождение нефти / Н. Б. Вассоевич. — М.: Наука, 1986. — 368 с.
7. Гордадзе Г. Н. Углеводороды в нефтяной геохимии. Теория и практика / Г. Н. Гордадзе. — М.: Российский государственный университет нефти и газа имени И. М. Губкина, 2015. — 559 с.

УДК 550.4

DOI 10.25205/978-5-4437-1312-0-69-71

## Опыт изучения гипергенного изменения керогена

М.Т. Деленгов<sup>1</sup>, Н.П. Фадеева<sup>1</sup>, М.А. Большакова<sup>1</sup>, Е.В. Козлова<sup>2</sup>

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

<sup>2</sup>Сколковский институт науки и технологий, Москва

**Аннотация.** В нефтегазовой геологии широко применяются результаты исследований образцов, отобранных в местах их естественного обнажения. При этом необходимо учитывать, что в поверхностных условиях горные породы подвергаются воздействию экзогенных факторов, а это сказывается на свойствах и характеристиках отложений. В данной работе акцентируется внимание на воздействие гипергенных процессов на органическое вещество нефтегазоматеринских толщ. Проведенные исследования показали изменение элементного состава керогена при длительном хранении. При интерпретации данных была предпринята попытка наметить общие закономерности изменения органического вещества в гипергенезе. Обозначены неопределенности, требующие дальнейшего изучения и более глубокой проработки.

**Ключевые слова:** кероген, окисление органического вещества, нефтегазоматеринская толща, элементный состав керогена

## The weathering effect on kerogen study experience

M. T. Delengov<sup>1</sup>, N. P. Fadeeva<sup>1</sup>, M. A. Bolshakova<sup>1</sup>, E. V. Kozlova<sup>2</sup>

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

<sup>2</sup>Skolkovo Institute of science and technology, Moscow, Russian Federation

**Abstract.** Geologists widely use the results of outcropped samples studies. It should be taken into account that in surface conditions rocks are exposed to exogenous factors, which affects the properties and characteristics of organic matter, so to get initial source rocks correction. In this paper, attention is focused on the hypergenic effect on the source rocks organic matter. Change in the elemental composition of kerogen during long-term storage is shown. an attempt to outline the general rules of organic matter changes in hypergenesis was made. The uncertainties that require further study are indicated.

**Key words:** kerogen, organic matter oxidation, source rocks, elemental composition of kerogen

### Введение

Активные процессы окисления в зоне гипергенеза не только изменяют минеральную часть пород и формируют профили выветривания, но и воздействуют на органическое вещество (ОВ), содержащиеся в осадочных горных породах. Обобщение опубликованных данных позволяет определить общие закономерности деградации органического вещества, подвергнувшегося выветриванию в разных климатических зонах. К ним можно отнести закономерное уменьшение содержания органического углерода от поверхности до глубин 2–3 метра,

устойчивость атомного отношения Н/С, которое не зависит от глубины и степени гипергенного воздействия. А также увеличение атомного отношения О/С от глубин 2–3 метра к поверхности [3, 5, 6].

К основным факторам, влияющим на деградацию органического вещества, относится климатическая обстановка, скорость эрозии, гидрология территории, уровень поверхности грунтовых вод. Не менее важным параметром является литологический состав, текстурные и структурные характеристики породы. Существенными неопределенностями остаются вопросы значимости влияния состава (типа) и катагенетической преобразованности (зрелости) фоссилизированного органического вещества пород. Кроме того, недостаточно изучено влияние временного фактора на органическое вещество при его окислении.

Цель данной работы — установить направление и характер вторичных изменений нерастворимой части органического вещества при взаимодействии с воздухом (и другими факторами выветривания).

### **Объект и методы исследования**

Материалом для данной работы послужили образцы керогена (6 штук). Все исследуемые образцы относятся к ОВ докембрийских пород Лено-Тунгусского нефтегазоносного бассейна. Выделение керогена осуществляли в 1970–80-х гг. Для каждого образца имеются данные об элементном составе, полученные сразу после выделения (около 50 лет назад). Образцы хранились в плотно закрытых бьюксах в атмосферных условиях.

В 2020 году для выявления изменения ОВ в процессе хранения был проведен повторный анализ элементного состава на анализаторе CHN628S фирмы LECO в лаборатории Центра добычи углеводородов Сколковского института науки и технологий. Дополнительно были проведены пиролитические исследования по методу Rock-Eval с использованием приборов HAWK (фирмы Wildcat Technology) и Rock-Eval 6 (Vinci) со стандартной программой изучения нефтематеринских свит. Кроме того, образцы керогена исследовались на газовом хроматографе Agilent 8890 с пиролитической приставкой. Хроматограф оснащен масс-селективным детектором 5977В с высокоэффективным источником ионизации Inert Plus.

### **Результаты**

Атомное отношение Н/С по результатам элементного анализа, проведенного около 50 лет назад и современных исследований, показывают близкие значения, расхождение не более 20 %. При выполнении работы предполагалось установить увеличение содержания кислорода, связанное с окислением образцов во время хранения (непродолжительного относительно геологического времени). Сравнение данных показывает накопление кислорода в органическом веществе, атомное отношение О/С увеличилось минимум на 17 %, максимум на 70 %.

Для установления степени окисленности/восстановленности был рассчитан коэффициент сО, предложенный В. С. Веселовским [2]. Данная величина может быть определена в эквивалентах элементов, не занятых водородом на один эквивалент углерода. Полному окислению свободного углерода соответствует сО = +1, а полному восстановлению сО = -1 [1]. По результатам, полученным 50 лет назад коэффициент имеет отрицательные значения, и свидетельствует о восстановленности органического вещества. Значения коэффициента сО, рассчитанные по результатам современных исследований показывают увеличение окисленности ОВ с течением времени во всех образцах. В трёх образцах наблюдается смена знака данного параметра, что свидетельствует о сильной степени воздействия атмосферного кислорода на эти образцы.

Результаты исследований были нанесены на диаграмму Ван-Кревелена. Точки отвечающие современным замерам имеют смещение в направлении увеличения содержания кислорода и неоднозначного изменения количества водорода относительно данных старых исследований. В целом данный тренд совпадает с изменениями, описанными Б. Дюраном при исследовании изменения элементного состава ОВ тоарских сланцев с глубиной в обнажениях Парижского бассейна [4].

Интересными оказались результаты пиролитических исследований. В образцах керогена наблюдается довольно высокий пик  $S_1$ , отвечающий свободным углеводородам, сорбированным на ОВ. Анализ керогена на газовом хроматографе с пиролитической приставкой показал четкое нефтяное распределение алкановых углеводородов нормального строения от  $C_9$  до  $C_{26}$ . Принимая во внимание проведенную экстракцию керогена после его выделения в 1970–80-х гг, сложно объяснить полученные результаты. Среди причин можно предположить: неполное растворение свободных углеводородов в процессе экстракции, термическую деструкцию керогена в камере пиролиза или (что довольно сложно себе представить) перераспределение связей в выделенном керогене в процессе хранения. Для более или менее правомерных выводов необходимо провести дополнительные исследования и расширить выборку образцов.

### Заключение

Проведенные исследования показали изменения соотношений О, Н и С в керогене в процессе хранения, выраженные в уменьшении содержания органического углерода и накоплении кислорода в ОВ. В целом, полученные данные не противоречат результатам исследований изменения элементного состава ОВ осадочных горных пород при выветривании в естественных обнажениях, описанным в немногочисленных публикациях. Авторы отдают себе отчет в крайне маленькой выборке исследуемых образцов и планируют её увеличение. Кроме того, исследование предполагает расширение методического подхода к изучению окисленного керогена.

### Список литературы

1. Богородская Л.И. Кероген: Методы изучения, геохимическая интерпретация // Л.И. Богородская, А.Э. Конторович, А.И. Ларичев — Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал «Гео», 2005. — 254 с.
2. Веселовский В.С. Испытание горючих ископаемых / В.С. Веселовский — М.: Госгеолиздат, 1951. — 335 с.
3. Радченко О.А., Опыт геохимического исследования выветрелых горючих ископаемых высокой степени метаморфизма на материалах Южной Ферганы / Карпова И.В., Чернышева А.С. // Труды ВНИГНИ. — Новая сер — выпуск 57 — Геохимический сборник (2-3). — Москва, 1951. — С. 176–197.
4. Durand, B. Kerogen: Insoluble Organic Matter from Sedimentary Rocks. — Editions Technip, Paris, 1980. — 515 p.
5. Lo, H. B. Detection of natural weathering of Upper McAlester coal and Woodford Shale, Oklahoma, U.S.A / H. B. Lo, B. J. Cardott // Organic Geochemistry — 1995. — V.22. — P. 73–83. [https://doi.org/10.1016/0146-6380\(95\)90009-8](https://doi.org/10.1016/0146-6380(95)90009-8)
6. Petsch, S. T. A field study of the chemical weathering of ancient sedimentary organic matter / S. T. Petsch, R. A. Berner, T. I. Eglinton // Organic Geochemistry — 2000. — V.31. — P. 475–487. [https://doi.org/10.1016/S0146-6380\(00\)00014-0](https://doi.org/10.1016/S0146-6380(00)00014-0)



УДК 553.98

DOI 10.25205/978-5-4437-1312-0-72-74

## История генерации УВ в юрских комплексах Гыданского (Усть-Енисейского) очага нефтегазообразования \*

А. А. Дешин

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

**Аннотация.** Приведены результаты оценки масштабов и динамики генерации углеводородов в осадочном чехле северо-востока Западной Сибири на основании историко-геологического метода.

**Ключевые слова:** бассейновое моделирование, количественная оценка, генерация углеводородов, Гыданская НГО.

## History of hydrocarbon generation in the Jurassic complexes of the Gydan (Ust-Yenisei) oil and gas source

A. A. Deshin

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, Novosibirsk

**Abstract.** The hydrocarbon generation scale and dynamics assessment results based on historical-geological method in the northeast part of Western Siberia are represented.

**Key words:** basin modeling, quantitative assessment, hydrocarbons generation, Gydan petroleum region.

Моделирование нафтидогенеза — сложный и многоитерационный процесс, который позволяет уточнить оценку нефтегазоносности. От степени изученности региона зависит степень достоверности модели, а, следовательно, и качество прогноза нефтегазоносности. Данное исследование продолжает цикл работ [1, 2, 3, 4, 5] по территории севера, северо-востока Западной Сибири.

В пределах исследуемой территории нефтегазопроизводящими горизонтами являются левинский, китербютский, лайдинский, мальшевский и баженовский горизонты. Баженовский горизонт на исследуемой территории представлен яновстанской, гольчихинской и баженовской свитами. Для керогенов яновстанской и гольчихинской свит были определены кинетические характеристики керогенов и их изменение по площади, что позволило уточнить оценку масштабов генерации углеводородов. Для остальных горизонтов кинетические характеристики принимались на основании базовых типов керогенов из пакета моделирования Temis Flow.

\* Работа выполнена в рамках научной темы FWZZ-2022-0007 «Цифровая модель Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, седиментогенез и литостратиграфия, закономерности размещения нефтяных и газовых месторождений, детализированная количественная оценка ресурсов углеводородов в традиционных и нетрадиционных скоплениях, как основа прогноза развития нефтегазового комплекса» Государственной программы ФНИ.

© А. А. Дешин, 2022

Начальный генерационный потенциал керогенов корректировался с учетом результатов геохимических исследований. На основании данных, полученных в результате пиролиза, биомаркерного анализа и анализа изотопного состава углерода [6] было установлено, что тип всех керогенов нефтегазопроизводящих свит на исследуемой территории является смешанными, с преобладанием аквагенного либо террагенного органического вещества в своем составе [6] (исследования проводились в западной части Енисей-Хатангского прогиба).

Для оценки масштабов и динамики генерации углеводородов была реконструирована история формирования осадочного чехла с учетом структурно-литологических, термобарических характеристик осадочного чехла и геохимических характеристик нефтегазопроизводящих комплексов. В модели уплотнения осадочных комплексов учитывались размывы и оледенения. Термическая история осадочного чехла калибровалась по значениям отражательной способности витринита в разрезе и по площади.

Оценка суммарных масштабов генерации юрскими нефтегазопроизводящими горизонтами территории исследования составила 950 млрд. т жидких и 650 трлн. м<sup>3</sup> газообразных углеводородов. Наиболее существенный вклад в суммарную генерацию газообразных углеводородов внесло органическое вещество китербютского горизонта — 64 % от общего количества газообразных углеводородов. Малышевский горизонт сгенерировал около 17 % газообразных углеводородов. Органическое вещество лайдинского горизонта сгенерировало 11 % от общего количества газообразных углеводородов. Левинский и баженовский горизонт внесли несущественный вклад в суммарные объемы сгенерированных газообразных углеводородов, 5 и 3 % соответственно (рис. 1).

Более 50 % от общих объемов жидких углеводородов сгенерировано органическое вещество китербютского горизонта, около 24 % малышевским горизонтом и 20 % баженовским горизонтом. Вклад органического вещества лайдинского горизонта в генерацию жидких углеводородов составил всего 6 %, тогда как органическое вещество левинского горизонта сгенерировало меньше 1 % (рис. 2).

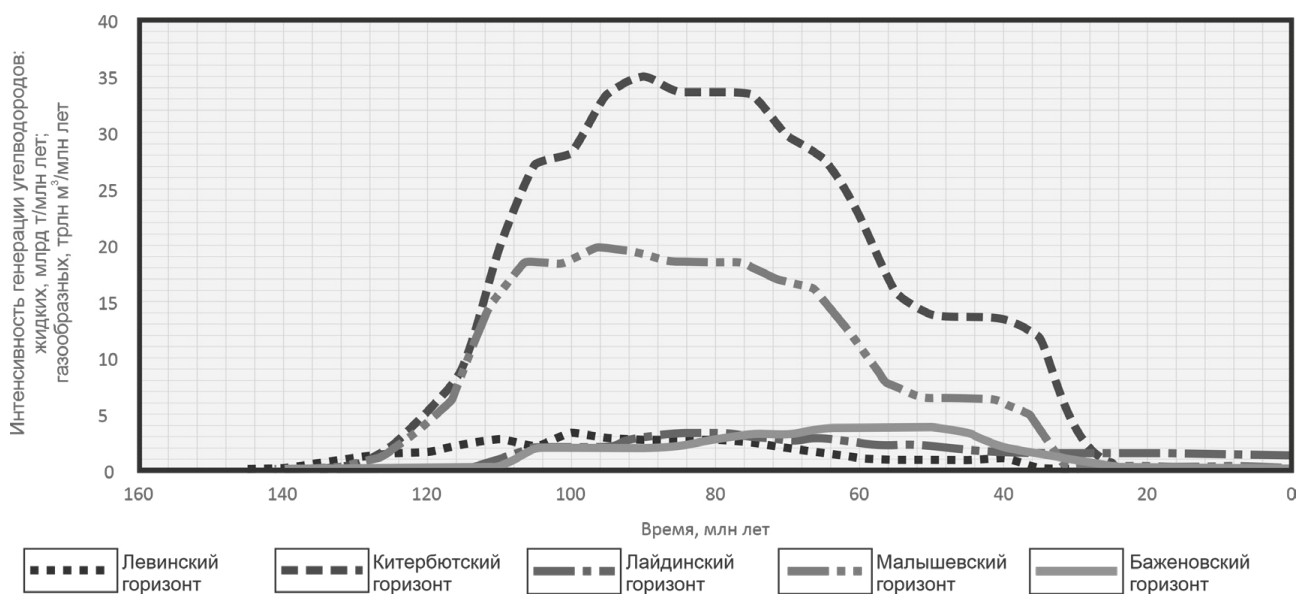


Рис. 1. Динамика генерации газообразных углеводородов нефтегазопроизводящими комплексами на территории исследования

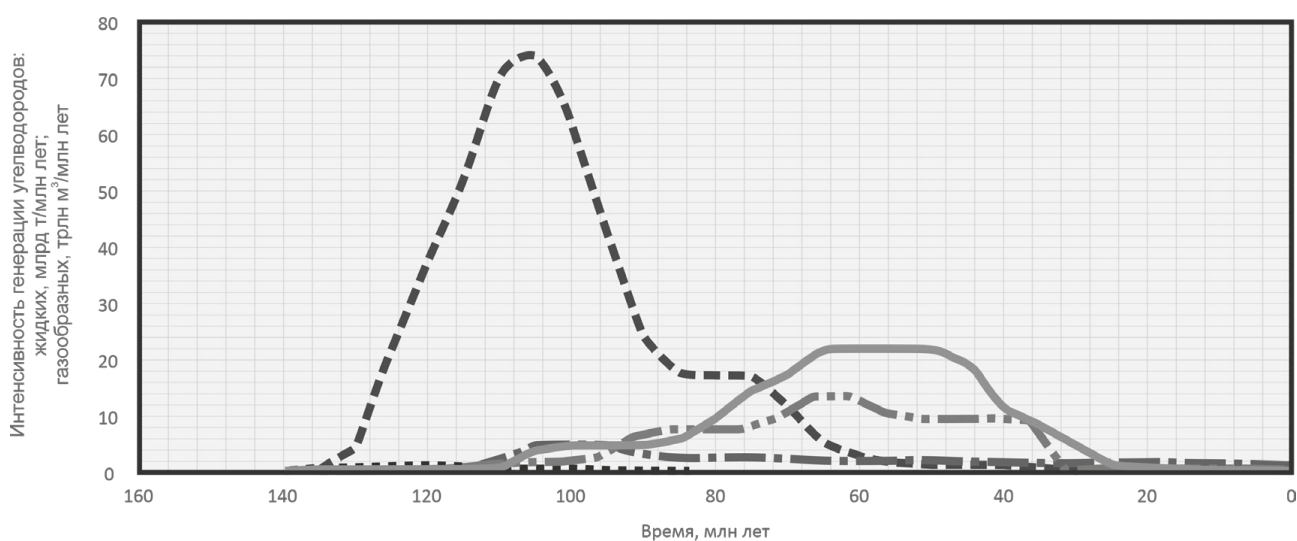


Рис. 2. Динамика генерации жидких углеводородов нефтегазопроизводящими комплексами на территории исследования (условные обозначения на рис. 1)

При оценке генерации не учитывался вторичный крекинг нефтяной составляющей, с учетом этого фактора газообразных углеводородов должно быть значительно больше.

### Список литературы

1. Сафронов П. И. Моделирование процессов генерации, миграции и аккумуляции углеводородов в юрских и меловых комплексах Енисей-Хатангского бассейна / П. И. Сафронов, С. В. Ершов, Н. С. Ким, А. Н. Фомин // Геология нефти и газа. — 2011. — №5. — С. 48–55.
2. Конторович А. Э. Историко-геологическое моделирование процессов нефтегенеза в мезозойско-кайнозойском осадочном бассейне Карского моря / А. Э. Конторович, Л. М. Бурштейн, Н. А. Мальшев, П. И. Сафронов, С. А. Гуськов, С. В. Ершов, В. А. Казаненков, Н. С. Ким, В. А. Конторович, Е. А. Костырева, В. Н. Меленевский, В. Р. Лившиц, А. А. Поляков, М. Б. Скворцов // Геология и геофизика. — 2013. — Т. 54. — № 8. — С. 1179–1226.
3. Дешин А. А. Оценка масштабов генерации углеводородов в средне-верхнеюрских отложениях севера Западной Сибири / А. А. Дешин, Л. М. Бурштейн // Нефтегазовая геология. Теория и практика. — 2018. — Т. 13. — № 3. — С. 1–17
4. Дешин А. А. Реконструкция истории формирования месторождений углеводородов в арктической части Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна [Электронный ресурс] / А. А. Дешин // Нефтегазовая геология. Теория и практика. — 2020. — Т. 15. — № 2. — С. 1–21. Режим доступа: [https://ngtp.ru/rub/11/30\\_2018.pdf](https://ngtp.ru/rub/11/30_2018.pdf)
5. Fjellanger E. Charging the giant gas fields of the NW Siberia basin / E. Fjellanger, A. E. Kontorovich, S. A. Barboza, L. M. Burshtein, M. J. Hardy, V. R. Livshits // Petroleum Geology: From Mature Basins to New Frontiers-Proceedings of the 7th Petroleum Geology Conference. Geological Society, London, Petroleum Geology Conference series. — London. — 2010. — Vol. 7 — p.659–668
6. Ким Н. С. Органическая геохимия и нефтегазогенерационный потенциал юрских и меловых отложений Енисей-Хатангского регионального прогиба / Н. С. Ким, А. П. Родченко // Геология и геофизика. — 2013. — Т. 54. — № 8. — С. 1236–1252.

УДК 553.98

DOI 10.25205/978-5-4437-1312-0-75-78

## **Керогены верхнеюрских отложений северо-востока Западно-Сибирского бассейна. Типы и кинетика преобразования \***

А. А. Дешин<sup>1</sup>, А. П. Родченко<sup>1</sup>, Н. С. Ким<sup>1</sup>,  
А. Н. Козырев<sup>1</sup>, С. А. Язикова<sup>2</sup>, Л. М. Бурштейн<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Институт нефтегазовой геологии и геофизики  
им. А. А. Трофимука СО РАН, Новосибирск

<sup>2</sup>Новосибирский государственный университет, Новосибирск

**Аннотация.** В работе представлены кинетические характеристики керогенов гольчихинской и яновстанской свит. Показана зависимость масштабов и динамики генерации от кинетических характеристик керогенов.

**Ключевые слова:** керогены, гольчихинская свита, яновстанская свита, баженовская свита, кинетические характеристики.

## **Upper Jurassic formations kerogens of the West Siberian basin northeast parts. Types and kinetic transformations**

A. A. Deshin<sup>1</sup>, A. P. Rodchenko<sup>1</sup>, N. S. Kim<sup>1</sup>,  
A. N. Kozyrev<sup>1</sup>, S. A. Yazikova<sup>2</sup>, L. M. Burshtein<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, Novosibirsk

<sup>2</sup>Novosibirsk National Research State University, Novosibirsk

**Abstract.** The paper presents the kinetic characteristics of kerogens of the Golchikha and Yanovstan formations. The dependence of the scale and dynamics of generation on the kinetic characteristics of kerogens is shown.

**Key words:** kerogens, Golchikha formation, Yanovstan formation, Bazhenov formation, kinetic characteristics.

Построение модели генерации углеводородов в осадочном чехле требует знаний о геохимии рассеянного органического вещества. Масштабы генерации и динамика генерации углеводородов существенно зависят от кинетических характеристик керогенов. Под кинетическими

---

\* Работа выполнена в рамках научных тем FWZZ-2022-0007 «Цифровая модель Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, седиментогенез и литостратиграфия, закономерности размещения нефтяных и газовых месторождений, детализированная количественная оценка ресурсов углеводородов в традиционных и нетрадиционных скоплениях, как основа прогноза развития нефтегазового комплекса» и FWZZ-2022-0011 «Органическая геохимия нефтепроизводящих пород и нефтидов, геохимические предпосылки нефтегазоносности протерозойских и фанерозойских осадочных бассейнов Сибири и Республики Саха (Якутия), включая Арктическую зону», Государственные программы ФНИ.

© А. А. Дешин, А. П. Родченко, Н. С. Ким, А. Н. Козырев, С. А. Язикова, Л. М. Бурштейн, 2022

характеристиками авторы понимают частотные факторы в константах Аррениуса и распределение генерационного потенциала по энергиям активации.

Объектом исследования являлись керогены яновстанской и гольчихинской свит. В работе рассматривалась только часть этих свит, соответствующая баженовской свите — одной из основных нефтегазопроизводящих толщ ЗападноСибирского осадочного бассейна.

В предыдущих работах по моделированию процессов образования углеводородов в осадочном чехле на севере и северо-востоке Западной Сибири [1, 2, 3, 4], для баженовского горизонта использовался стандартный кероген II типа Menil-2 [5]. Но для керогенов баженовского горизонта в этих работах корректировались значения начального генерационного потенциала.

Авторами были определены кинетические параметры гольчихинской и яновстанской свит и проведен сравнительный анализ динамики и кумулятивной генерации углеводородов для стандартного керогена II типа (Menil-2) и керогенов яновстанской и гольчихинской свит.

В качестве исходных данных использовались результаты специализированного пиролиза четырех дебитуминизированных образцов из разреза гольчихинской свиты на Ушаковской, Пеляткинской площадях и яновстанской свиты на Сузунской, Озерной площадях. Для всех образцов выполнялись серии пиролитических экспериментов с скоростями нагрева — 3, 10, 30, 50 °С/мин. Кинетические характеристики оценивались с использованием программы, разработанной в ИНГГ СО РАН [6].

В целом картина распределения генерационного потенциала по энергиям активации керогенов яновстанской и гольчихинской свит практически идентична (рис. 1). Значение частотных факторов в константах Аррениуса для образцов яновстанской свиты составили  $2.04 \cdot 10^{15} \text{ c}^{-1}$ , для гольчихинской  $1.99 \cdot 10^{15} \text{ c}^{-1}$ . Из всех известных кинетических распределений керогенов, распределения, полученные для керогенов яновстанской и гольчихинской свит больше всего похожи на распределение генерационного потенциал керогена Brent [7] (TemisFlow). Пик распределения генерационного потенциала также приходится на 58 Ккал/моль, но распределение генерационного потенциала керогена Brent несколько более широкое (см. рис. 1), что может быть связано с частичной преобразованностью исследуемых образцов.

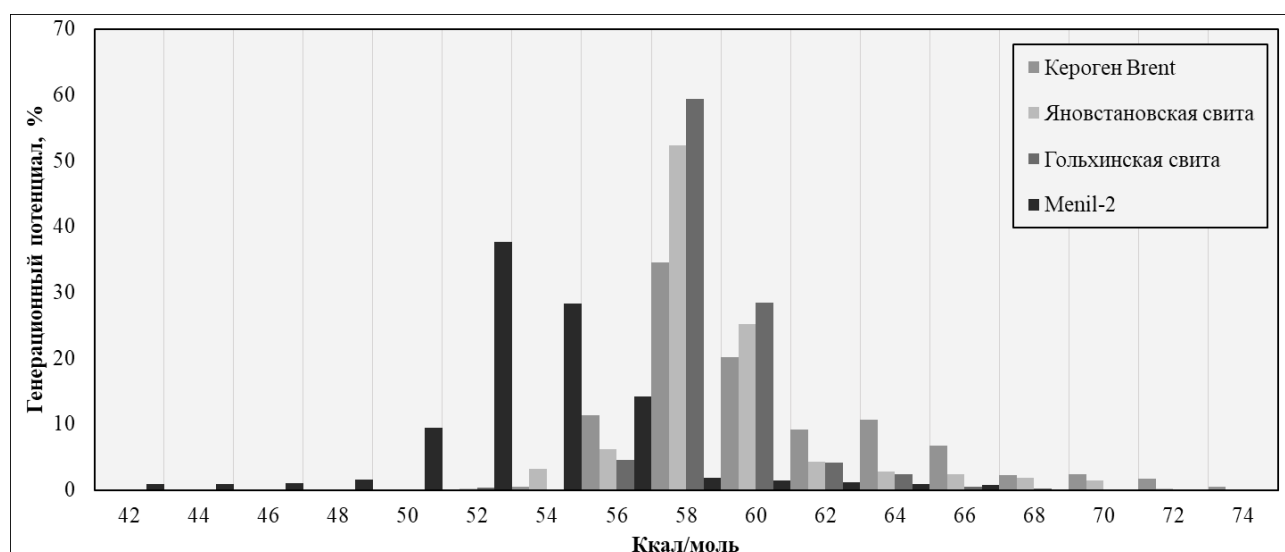


Рис. 1. Сравнение распределения лабильной части керогена по энергиям активации для гольчихинской, яновстанской свит, керогена Brent и Menil-2

Как говорилось выше, в работах по моделированию для этой и смежных территорий [1, 2, 3, 4, 8, 9] в качестве модели керогена верхнеюрских нефтегазопроизводящих комплексов использовался кероген II типа Menil-2 [5]. 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 картина распределения шире, чем у исследуемых керогенов яновстанской и гольчихинской свит.

Влияние выбранной модели керогена на динамику и масштабы генерации исследовались на одномерных моделях разрезов конкретных скважин. В качестве примера в работе будут приведены только две скважины: Пеляткинская №15 и 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 м<sup>2</sup> (рис. 2). 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 м<sup>2</sup>. Разница степени реализации генерационного потенциала стандартного керогена Menil-2 и керогенов гольчихинской свит 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 м<sup>2</sup> (см. рис. 2).

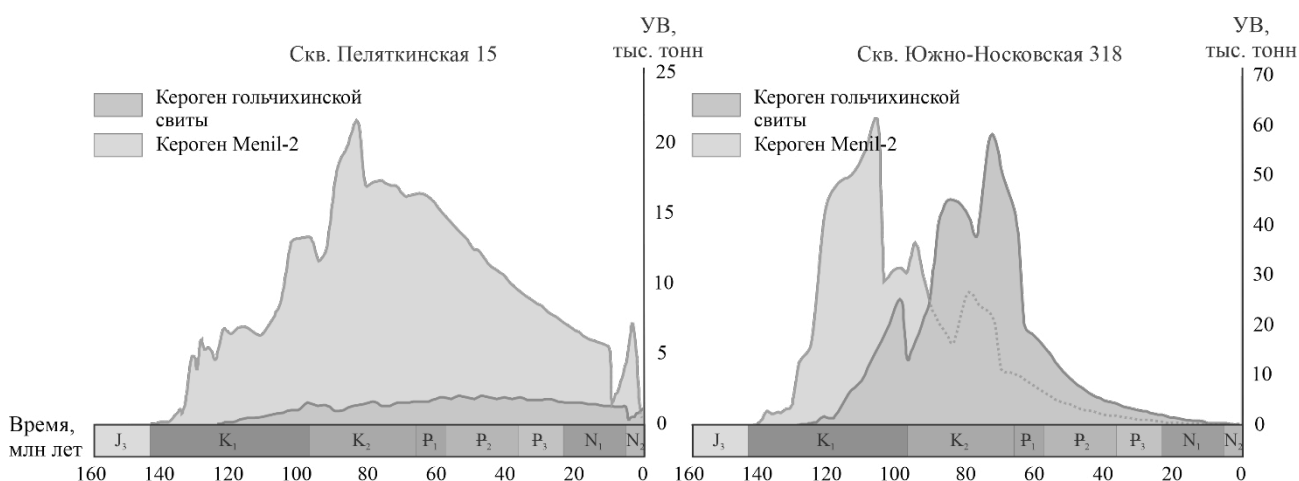


Рис. 2. Динамика генерации углеводородов в пределах скв. Пеляткинская 15 и Южно-Носковская 318

Согласно результатам моделирования, полученным с использованием кинетических характеристик керогена гольчихинской свиты, толща начала генерировать углеводороды около 120 млн лет назад. Максимум интенсивности генерации широкий и реализуется 49 млн лет назад. Масштаб генерации углеводородов равен 78 тыс. тонн на м<sup>2</sup>. Разница степени реализации генерационного потенциала стандартного керогена Menil-2 и керогенов гольчихинской свит составила 89 %.

Результаты работы показали, что, сдвиг пика кинетического распределения в сторону увеличения, влияет на время начала и характер динамики генерации углеводородов в целом.

Совокупная генерация УВ, керогенами яновстанской и гольчихинской свит, более растянута по времени в отличие от стандартного керогена II типа. Что в свою очередь отражается в масштабах генерации и реализации генерационного потенциала.

### Список литературы

1. Charging the giant gas fields of the NW Siberia basin / E. Fjellanger, A. E. Kontorovich, L. M. Burshtein [et al.] // Petroleum Geology Conference Proceedings. — 2010. — Vol. 7. — P. 659–668. — DOI 10.1144/0070659.
2. Сафронов, П. И. Моделирование процессов генерации, миграции и аккумуляции углеводородов в юрских и меловых комплексах Енисей-Хатангского бассейна / П. И. Сафронов, С. В. Ершов, Н. С. Ким, А. Н. Фомин // Геология нефти и газа. — 2011. — № 5 — С. 48 – 55.
3. Конторович, А. Э. Историко-геологическое моделирование процессов нефтидогенеза в мезозойско-кайнозойском осадочном бассейне Карского моря / А. Э. Конторович, Л. М. Бурштейн, Н. А. Мальшев, П. И. Сафронов, С. А. Гуськов, С. В. Ершов, В. А. Казаненков, Н. С. Ким, В. А. Конторович, Е. А. Костырева, В. Н. Меленевский, В. Р. Лившиц, А. А. Поляков, М. Б. Скворцов // Геология и геофизика. — 2013. — Т. 54. — № 8. — С. 1179–1226.
4. Дешин, А. А., Бурштейн Л. М. Оценка масштабов генерации углеводородов в средне-верхнеюрских отложениях севера Западной Сибири [Электронный ресурс] / А. А. Дешин, Л. М. Бурштейн // Нефтегазовая геология. Теория и практика. — 2018. — Т.13. Режим доступа: [http://www.ngtp.ru/rub/11/30\\_2018.pdf](http://www.ngtp.ru/rub/11/30_2018.pdf)
5. Behar, F. Thermal cracking of kerogen in open and closed systems: determination of kinetic parameters and stoichiometric coefficients for oil and gas generation / F. Behar, M. Vandenbroucke, Y. Tang, F. Marquis, J. Espitalie // Organic Geochemistry. — 1997. — Vol. 26. — № 5–6. — P. 321–339.
6. Козырев А. Н., Бурштейн Л. М. Программа расчета кинетических параметров керогена: Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ / А. Н. Козырев, // № 2018665046, заявка № 2018662159 от 02.11.2018, зарегистрировано 29.11.2018, RU
7. Vandenbroucke, M. Kinetic modelling of petroleum formation and cracking: Implications from the high pressure/high temperature Elgin Field (UK, North Sea) / M Vandenbroucke, F. Behar, J. L. Rudkiewicz // Organic Geochemistry. — 1999. — Vol. 30(9). — Pp. 1105–1125.
8. Дешин, А. А. Оценка времени реализации главной фазы нефтеобразования в средне-верхнеюрских отложениях севера Западной Сибири // А. А. Дешин, П. И. Сафронов, Л. М. Бурштейн // Геология нефти и газа. — 2017. — № 4. — С. 33–44
9. Deshin, A. A. Reconstruction of hydrocarbon generation and accumulation on the Gydan Peninsula and adjacent offshore areas using basin modeling approach [Электронный ресурс] / А. А. Дешин, П. И. Сафронов, Л. М. Бурштейн // 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. — Vol. 193. — Режим доступа: <https://iopscience.iop.org/article/10.1088/1755-1315/193/1/012016/pdf>.

УДК 537.533.35:621.382

DOI 10.25205/978-5-4437-1312-0-79-82

## **Нефтегазоматеринская полимер-коллоидная природа карбонатных отложений газоконденсатных, нефтегазоконденсатных и нефтяных месторождений**

А. Н. Дмитриевский, Н. А. Скибицкая, В. А. Кузьмин, В. А. Крючков

Институт проблем нефти и газа РАН, Москва

**Аннотация.** Показана полимер-коллоидная природа формирования нефтегазоматеринских свойств породообразующей карбонатной матрицы и последовательных взаимосвязанных процессов преобразования в ней органического вещества. С этих позиций рассмотрены процессы нефтегазогенерации, закономерных изменений структурно-емкостного и фазового состояний карбонатно-органической матрицы. Начальная стадия интенсивной газогенерации, вызванная процессами преобразования органического вещества (ОВ) до керогена, приурочена к преобразованию ОВ внутри первичных карбонатно-органических полимерных кристаллов.

**Ключевые слова:** Полимер-коллоидная природа, карбонатные нефтегазоматеринские отложения, карбонатно-органический полимер, газоконденсатные, нефтегазоконденсатные, нефтяные месторождения, органическое вещество, кероген, газогенерация, нефтегенерация, перекристаллизация, электронная микроскопия.

## **Oil and gas source polymer-colloidal nature of carbonate deposits of gas condensate, oil and gas condensate and oil fields**

A. N. Dmitrievsky, N. A. Skibitskaya, V. A. Kuzmin, V. A. Kryuchkov

Oil and Gas Research Institute Russian Academy of Sciences (OGRI RAS),  
Moscow, Russian Federation

**Annotation.** The polymer-colloidal nature of the formation of oil and gas source properties of the rock-forming carbonate matrix and successive interrelated processes of transformation of organic matter in it are shown. From these positions, the processes of oil and gas generation, regular changes in the structural-capacitive and phase states of the carbonate-organic matrix are considered. The initial stage of intense gas generation, caused by the processes of transformation of organic matter (OM) to kerogen, is timed to the transformation of OM inside primary carbonate-organic polymer crystals.

**Key words:** Polymer-colloidal nature, carbonate source deposits, carbonate-organic polymer, gas condensate, oil and gas condensate, oil fields, organic matter, kerogen, gas generation, oil generation, recrystallization, electron microscopy.

Комплексное изучение свойств пород и органического вещества, изучение природы карбонатных отложений нефтяных (Тенгизское НМ) и нефтегазоконденсатных (Карачаганакское, Оренбургское, Астраханское, Вуктыльское НГКМ) месторождений позволило определить их не-



фтегазоматеринскую природу. А также установить, что слагающая эти отложения карбонатная матрица представляет собой карбонатно-органический полимер, сформированный в анаэробных условиях в седиментогенезе на основе карбонатных солей органических кислот, организованных в иловых карбонатных осадках в надмолекулярные коллоидные структуры [1, 2, 3, 4].

В диагенезе в процессе литификации карбонатно-органическая коллоидная система проходит все этапы химического «старения» высокомолекулярных многокомпонентных коллоидов через их уплотнение (процессы полимеризации и поликонденсации) и обезвоживание (синерезис). При этом в процессе самоорганизации последовательно образуются все более дискретные сначала гелевые, затем кристаллоидные, а затем и несовершенные кристаллические структурные формы, сформированные на основе сближения и ионного взаимодействия между собой породообразующих неорганических катионов в результате процессов полимеризации, поликонденсации собственных и соседних органических анионов, соорганизованных в органические мембраны. Далее, в процессе обезвоживания (синерезиса) за счет надмолекулярной глобуляции — скручивания в наноглобулы органических ионов («органических хвостов») карбонатно-органических молекул (карбонатных солей органических кислот) образуются организованные в кристаллическую решетку несовершенные карбонатно-органические полимерные кристаллы, а на их основе первичный породообразующий карбонатный литотип.

Нефтегазоматеринский потенциал породообразующей карбонатной матрицы месторождений УВ закладывается на этапе ее образования, как карбонатно-органического полимера (КОП) [4], дальнейшее преобразование которого определяется параметрами и свойствами среды и самого КОП: рН, концентрацией различного типа анионов и катионов, лиофобностью и лиофильностью молекулы или отдельных ее функциональных групп.

В результате этих процессов формируется новая углеводородная среда с углеводородами малого молекулярного веса (газы, низкомолекулярные алканы) и сильно конденсированных нерастворимых в органических растворителях структур — керогеноподобного полимера. Преобладающим на этом этапе является процесс элиминирования (отщепления) с выделением газов, который можно отнести к ранней стадии интенсивной газогенерации, процессу, сопровождающемуся формированием и накоплением нефтегенерационного потенциала в виде керогеноподобного полимера (керогена).

Следует отметить, что пока в объеме карбонатно-органического полимерного кристалла не разорвалась химическая связь между неорганическим катионом и органическим анионом органический углерод при растворении кислотами и пиролитических исследованиях не будет определен в составе  $C_{орг}$ . Только на этапе формирования самостоятельных поликонденсированных органических форм в органической части карбонатно-органического полимерного кристалла и разрыва химической связи между неорганическим катионом и органическим анионом органический углерод в составе поликонденсированного ОВ будет определяться, как самостоятельный  $C_{орг}$  в составе керогена и битумоидов. Природа полимерного строения матрицы известняков некоторых нефтяных месторождений подтверждается результатами электронно-микроскопических исследований распределения органического вещества в объеме карбонатных кристаллов (рис. 1).

Доказательство карбонатно-органической полимерной нефтегазоматеринской природы породообразующей карбонатной матрицы из газовой части продуктивных отложений месторождений углеводородов приведено на рис.2 а,б,в процессом удаления (электронно-стимулированная десорбция углеводородов) под пучком электронов (ЕНТ=20,00 кV) не преобразованного до керогена органического вещества из объема первичного карбонатного кристалла (ОНГКМ). Преобразованное до керогена ОВ, вышедшее в свободную фазу, при деструкции, микритизации кристаллов при этом, не удаляется (рис. 2, з).

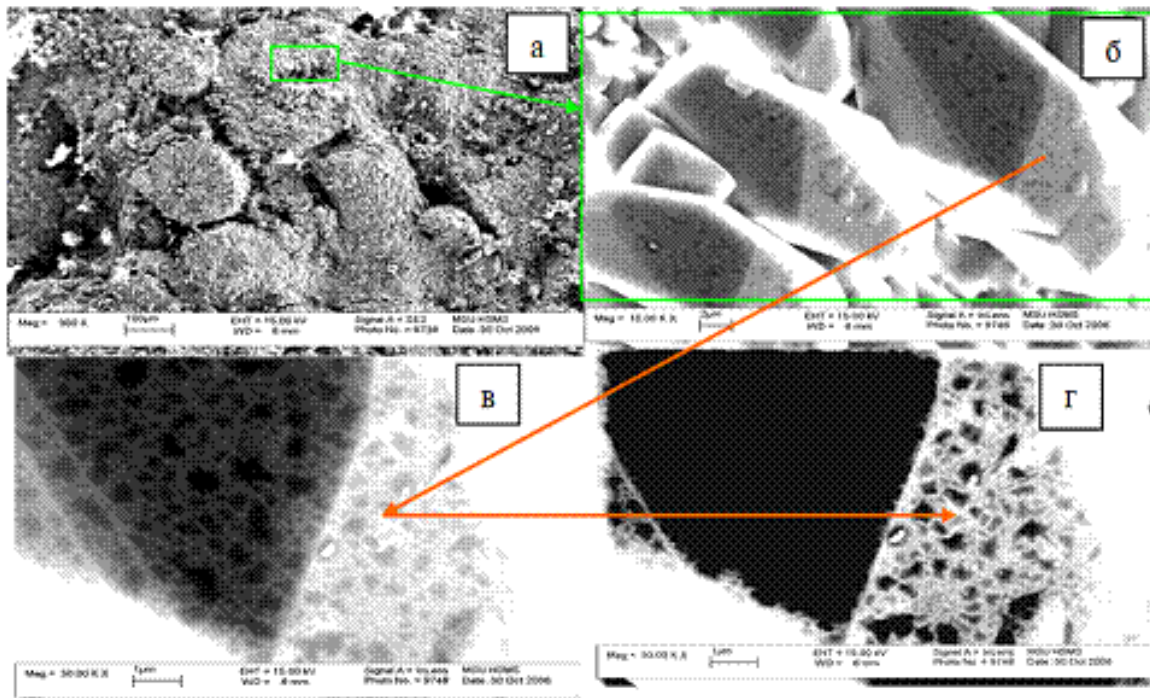


Рис. 1. а, б, в, з — распределение органического вещества (темное поле) в объеме скаленоэдрического (б) карбонатно-органического полимерного кристалла. Белый фрактально кластерный рисунок (з) указывает на распределение неорганической составляющей в объеме данного кристалла

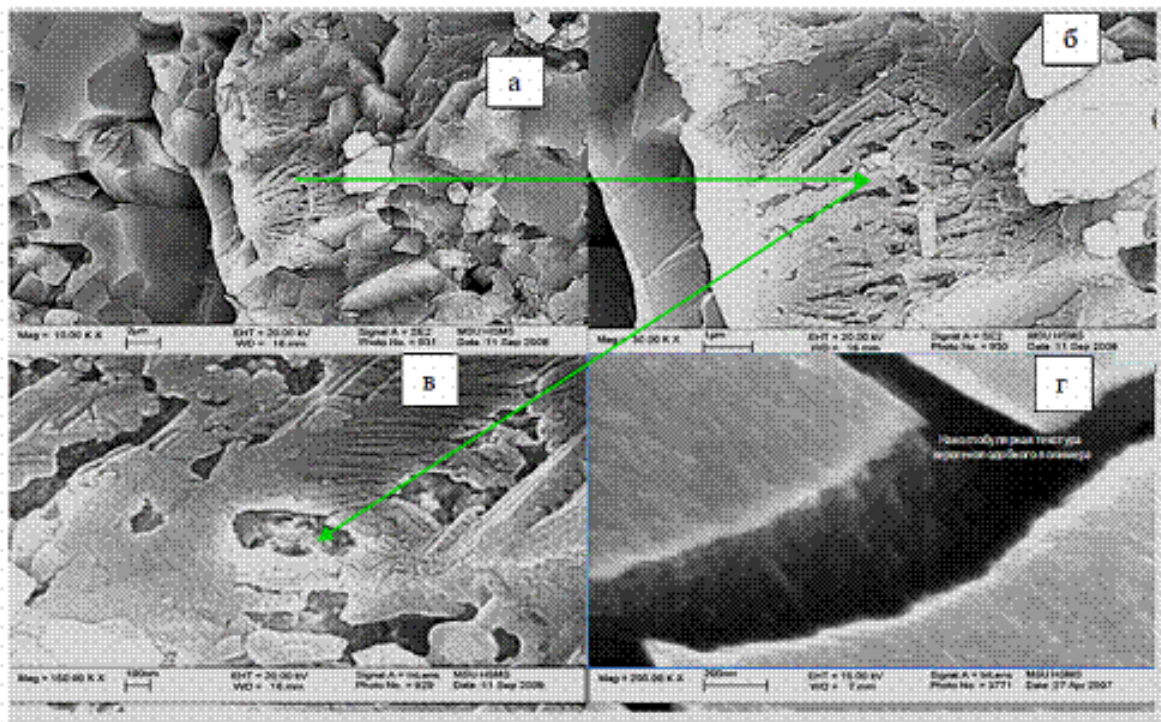


Рис. 2. а, б, в — Удаление (выжигание) под пучком электронов (ЕНТ=20,00 кV) не преобразованного до керогена органического вещества из объема первичного карбонатного кристалла — (на примере Оренбургского НГКМ); з — кероген, выделенный в свободную фазу. Обр. 359/2. Скв. 1-ВМС. ОНГКМ. С2ms. Глубина 1656,75м. Известняк доломитизированный.  $C_{ХБ} = 0,22$  % масс.,  $Kп=3,66$  %

### Список литературы

1. Скибицкая Н. А., Яковлева О. П., Григорьев Г. А. и др. 1997. Новые представления о породообразующем карбонатном веществе залежей углеводородов // Геология нефти и газа. -1997. — № 12. — С. 20–25.
2. Дмитриевский А. Н., Скибицкая Н. А., Яковлева О. П. и др. 2007. Увеличение ресурсного потенциала газоконденсатных месторождений за счет высокомолекулярного сырья («матричной нефти») // Фундаментальные проблемы геологии и геохимии нефти и газа и развития нефтегазового комплекса России. — 2007. — С. 360–377.
3. Гафаров Н. А., Карнаухов С. М., Резуненко В. И. и др. 2012. Матричная нефть Оренбургского НГКМ — перспективы развития Оренбургского ГХК // Газовая промышленность. — 2012. — № 9 (680). — С. 56–60.
4. Скибицкая Н. А., Кузьмин В. А., Большаков М. Н., Бурханова И. О., Крючков В. А. Закономерность и взаимосвязь катагенетических процессов преобразования органического вещества в составе нефтематеринской карбонатно-органической матрицы месторождений углеводородов // Новые идеи в геологии нефти и газа. — Сборник тезисов — 2017. МГУ имени М.В. Ломоносова, 25–26 мая 2017 г. — С.327–333.

УДК 553.98

DOI 10.25205/978-5-4437-1312-0-83-86

## **Элементный состав гетероатомных соединений битумоидов террагенного органического вещества верхнепалеозойского комплекса Вилуйской гемисинеклизы\***

К. В. Долженко<sup>1</sup>, И. Д. Попова<sup>2</sup>

<sup>1</sup> Институт нефтегазовой геологии и геофизики  
им. А. А. Трофимука, Новосибирск

<sup>2</sup> Новосибирский государственный университет, Новосибирск

**Аннотация.** Был изучен элементный состав гетероатомных соединений битумоидов рассеянного органического вещества (РОВ) (по материалам скв. Средневилуйская-27, в диапазоне 3370–4370 м, МК<sub>2</sub>-МК<sub>3</sub><sup>2</sup>). Установлено, что асфальтены рассматриваемой коллекции попадают в область определения органического вещества (ОВ) террагенного типа и имеют повышенное содержание кислорода. В свою очередь, фракции смол по соотношению основных элементов отвечают ОВ аквагенного генезиса.

**Ключевые слова:** асфальтены, смолы, террагенное органическое вещество, элементный анализ, Вилуйская гемисинеклиза.

## **Elemental composition of bitumoids heteroatomic compounds in terrigenous organic matter from the Upper Paleozoic sediments of the Vilyui hemisyncline**

K. V. Dolzhenko<sup>1</sup>, I. D. Popova<sup>2</sup>

<sup>1</sup> Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, Novosibirsk, Russia

<sup>2</sup> Novosibirsk National Research State University, Novosibirsk, Russia

**Abstract.** The elemental composition of heteroatomic compounds of dispersed organic matter (DOM) bitumoids was studied (based on the data from the Srednevilyuiskaya-27 well, in the range of 3370–4370 m, МК<sub>2</sub>-МК<sub>3</sub><sup>2</sup>). It was established that the analyzed asphaltenes fall within the range of terrestrial type organic matter (OM) and have an increased oxygen content. The resin fractions essential elements ratio corresponds to OM of aquatic genesis.

**Key words:** asphaltenes, resins, terrestrial organic matter, elemental analysis, Vilyui hemisyncline.

Определение генетического типа ОВ является одной из важных задач геохимических исследований, т.к. необходимо для характеристики основных параметров и закономерностей генерации [1]. Одним из методов для определения генезиса является изучение элементного состава компонент битумоида, основанное на установленном родстве керогена и асфальтенов [2, 3]. Цель настоящей работы подтвердить на примере коллекции образцов террагенного ОВ

---

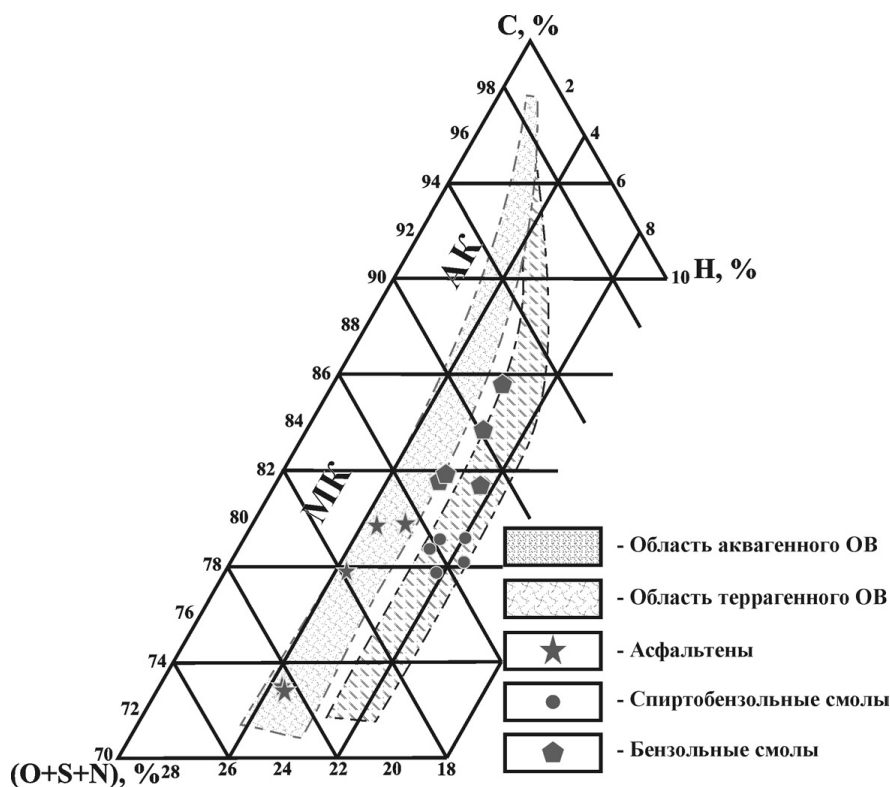
\* Работа выполнена при финансовой поддержке проекта ФНИ № FWZZ-2022-0011.

© К. В. Долженко, И. Д. Попова, 2022

Виллюйской гемисинеклизы достоверность проводимых ранее исследований и выделить характерные особенности изученного ОВ.

Материалом для исследования послужила коллекция из 5 образцов керна из сверхглубокой скв. Средневиллюйская-27 (3370–4370 м). Выделение битумоида из пород, определение группового состава и элементный анализ был выполнен в лаборатории геохимии нефти и газа ИНГГ СО РАН. Ранее здесь уже были выполнены работы по пиролитическим и биомаркерным исследованиям всего разреза верхнепалеозойского комплекса, вскрытого скважиной [4, 5]. Методика изучения ОВ включала в себя экстракцию битумоида холодным хлороформом, после на хроматографических колонках проходило разделение на фракции, включающее осаждение асфальтенов, а также разделение УВ и смол растворителями с разной реакционной способностью. Элементный анализ смол и асфальтенов был выполнен на анализаторе модели ЕА 1110.

В ходе работы был изучен элементный состав гетероатомных соединений битумоидов рассеянного ОВ верхнепалеозойского комплекса Виллюйской гемисинеклизы. Все образцы согласно определениям отражательной способности витринита и пиролитического показателя  $T_{\max}$  относятся к области середины-конца мезокатагенеза [4, 5]. На основании литературных данных, включающих показатели углеводородов-биомаркеров (УВ-БМ) и определения изотопного состава, тип ОВ — террагенный [5, 6, 7]. Установлено, что по содержанию основных элементов асфальтены попадают в область террагенного ОВ (см. рисунок). Средние содержания элементов: С — 76.63 %, Н — 4.80 %, О — 17.19 %, S — 0.46 %, N — 0.92 %. Атомарное отношение водорода к углероду варьирует от 0.84 до 0.71, среднее  $(H/C)_{\text{ат}}$  — 0.75. Полученные нами данные не противоречат установленным ранее закономерностям [1, 2, 3],



но имеют значительное повышение в содержании кислорода (практически в два раза), что несколько меняет долевые отношения элементов. Такое отличие может быть объяснено более окислительными обстановками при седиментогенезе. На данном этапе исследований не удалось однозначно определить уровень зрелости по данным элементного состава асфальтенов, т.к. наиболее погруженные образцы (конец МК) попали в область крайне незрелого вещества (см. рисунок). Ранее были описаны процессы изменения структуры асфальтенов, вплоть до полного выпадения в нерастворимый остаток [5], что может быть причиной имеющихся колебаний.

Согласно результатам, полученным для фракций бензолных и спиртобензолных смол, они попадают в область определения вещества аквагенного генезиса (см. рисунок). Средние содержания элементов: С — 82.90 %, Н — 6.37 %, О — 9.13 %, S — 1.21 %, N — 0.39 % для бензолных; С — 78.65 %, Н — 7.68 %, О — 11.65 %, S — 1.03 %, N — 0.99 % для спиртобензолных. Атомарное отношение водорода к углероду  $(H/C)_{ат}$  варьирует от 1.09 до 0.86, среднее — 0.92 для бензолных, и от 1.21 до 1.06, среднее  $(H/C)_{ат}$  — 1.17 для спиртобензолных. Примечательно, что именно бензолные смолы показывают прогрессирующую карбонизацию (см. рисунок). В работе [8] отмечается, что вторичный крекинг нафтидов может иметь важную роль в проявлении главной фазы газообразования при высоких грациях катагенеза, поэтому учёт их элементного состава и знание о водородосодержании могут помочь при подсчётах объёмов генерации, что является важной частью прогноза новых зон нефтегазонакопления и переоценки уже разрабатываемых.

Таким образом, в результате работы было подтверждено определение генетического типа ОВ по элементному составу асфальтенов для террагенного ОВ Вилюйской гемисинеклизы, но его катагенетические преобразования в области, близкой к концу мезокатагенеза, требуют дальнейших исследований. Также во фракциях смол отмечено водородосодержание на уровне керогена аквагенного генезиса граций МК<sub>1</sub><sup>2</sup>-МК<sub>2</sub> (согл. построениям [1]), что следует учитывать при расчете вторичного крекинга нафтидов в позднем катагенезе с целью уточнения прогноза скоплений газа на территории объекта исследования, где верхнепалеозойский комплекс обладает значительной мощностью.

## Список литературы

1. Богородская Л. И. Кероген: Методы изучения, геохимическая интерпретация / Л. И. Богородская, А. Э. Конторович, А. И. Ларичев. — Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2005. — 254 с.
2. Борисова Л. С. Методические рекомендации по схеме изучения асфальтенов для целей диагностики нефтематеринских пород и количественной оценки перспектив нефтегазоносности / Л. С. Борисова, А. Э. Конторович. — Новосибирск: Изд-во СНИИГГГиМСа, 1991. — 30 с.
3. Борисова Л. С. Асфальтены — наследники генетического кода керогена / Л. С. Борисова // Геология нефти и газа. — 2016 — № 6 — С. 75–78.
4. Долженко К. В. Геохимическая характеристика террагенного органического вещества верхнепалеозойского комплекса Вилюйской синеклизы и некоторые особенности его преобразования под действием термобарических условий больших глубин / К. В. Долженко, А. Н. Фомин, В. Н. Меленевский // Георесурсы. — 2019. — Т. 21. — № 4. — С. 77–84.
5. Конторович А. Э. Закономерности преобразования террагенного органического вещества в мезо- и апокатагенезе / А. Э. Конторович, К. В. Долженко, А. Н. Фомин // Геология и геофизика. — 2020. — Т. 61. — № 8. — С. 1093–1108.

6. Полякова И. Д. Преобразование органического вещества угленосных отложений Виллюйской синеклизы на больших глубинах / И. Д. Полякова, Л. И. Богородская, Е. И. Соболева // Геохимия нефтегазоносных отложений Сибири. — 1991. — С. 48–57.

7. Казаринов В. В. Геохимическая характеристика нефтей и газов Хапчагайского поднятия Виллюйской синеклизы / В. В. Казаринов, А. Э. Конторович, Р. Е. Мачинская, Д. П. Сидоров, О. Ф. Стасова // Материалы по геологии и нефтегазоносности Восточной Сибири. Труды СНИИГГиМС. — 1967. — Вып. 63. — С. 149–167.

8. Конторович А. Э. Теория нафтидогенеза: количественная модель эволюции аквагенного органического вещества в катагенезе / А. Э. Конторович, Л. М. Бурштейн, В. Р. Лившиц // Геология и геофизика. — 2021. — Т. 62. — № 8. — С. 1026–1047.

УДК 553.983

DOI 10.25205/978-5-4437-1312-0-87-90

## Органическое вещество верхнеюрских горючих сланцев

П. Г. Зотова<sup>1</sup>, И. В. Кувинов<sup>1</sup>, М. А. Большакова<sup>1</sup>, Е. Ю. Макарова<sup>1</sup>,  
Е. В. Козлова<sup>2</sup>, Н. В. Пронина<sup>1</sup>, А. Ю. Бычков<sup>1</sup>, В. Б. Скорев<sup>1</sup>

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

<sup>2</sup>Сколковский институт науки и технологий (Сколтех), Москва

**Аннотация.** Работа посвящена исследованию органического вещества высокоуглеродистых формаций позднеюрского возраста Печорского, Волжского и Западно-Сибирского бассейнов и изучению реализации их генерационного потенциала в условиях лабораторного моделирования.

**Ключевые слова:** горючие сланцы, генерационный потенциал, гидропиролиз

## Organic matter of Upper Jurassic oil shales

P. G. Zotova<sup>1</sup>, I. V. Kuvinov<sup>1</sup>, M. A. Bolshakova<sup>1</sup>, E. Yu. Makarova<sup>1</sup>,  
E. V. Kozlova<sup>2</sup>, N. V. Pronina<sup>1</sup>, A. Yu. Bychkov<sup>1</sup>, V. B. Skorev<sup>1</sup>

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

<sup>2</sup>SKOLKOVO Institute of Science and Technology (Skoltech), Moscow

**Abstract.** Article is about studying the organic matter of high-carbon formations of Late Jurassic age of the Pechora, Volga and West Siberian basins and the generation potential realization of this rocks during laboratory modeling.

**Key words:** oil shale, generation potential, hydrolysis

Горючие сланцы — катагенетически слабо преобразованные осадочные горные породы, в которых содержится 5–30 или более процентов сапропелевого органического вещества. Они представляют интерес и как самостоятельный вид твердых горючих ископаемых и как источник информации о непреобразованном органическом веществе нефтематеринских пород, его генерационных свойствах.

Для исследований были использованы образцы из высокоуглеродистых формаций верхнеюрского возраста ( $J_3v$ ):

- нефтематеринские породы баженовской свиты Западной Сибири;
- горючие сланцы из обнажения долины р. Айюва Печорского бассейна;
- горючие сланцы Перелюбского, Кашпир-Хвалынского и Коцебинского месторождений Волжского бассейна.

Минералогически породы представляют собой глинисто-карбонатные толщи пелитовой, алевро-пелитовой структуры и тонкослоистой текстуры с включениями сидерита и пирита (минералы-маркеры восстановительных условий), а также глауконита, хлорита [2].



Целью работы было охарактеризовать органическое вещество изучаемых отложений позднеюрского возраста и сравнить результаты между собой.

Исследования включали: открытый пиролиз, закрытый пиролиз в присутствии воды (гидропиролиз), органическую петрологию, исследования молекулярного состава органического вещества.

Исходные характеристики: породы баженовской свиты Западной Сибири (скв. глубина 2942м) характеризуются высоким водородным индексом HI — 802 и 785 мгУВ/г ТОС, как и образцы горючих сланцев Волжского бассейна HI — 1081 и 632 мгУВ/г ТОС. Горючие сланцы Печорского бассейна характеризуются более низким HI — 593 мгУВ/г ТОС.

Анализируя диаграмму Ван Кревелена, с нанесенными на неё точками исходных геохимических параметров, полученных при проведении пиролиза Rock-Eval, отметим, что исследуемые образцы относятся к органическому веществу (ОВ) I и II типов (рис. 1).

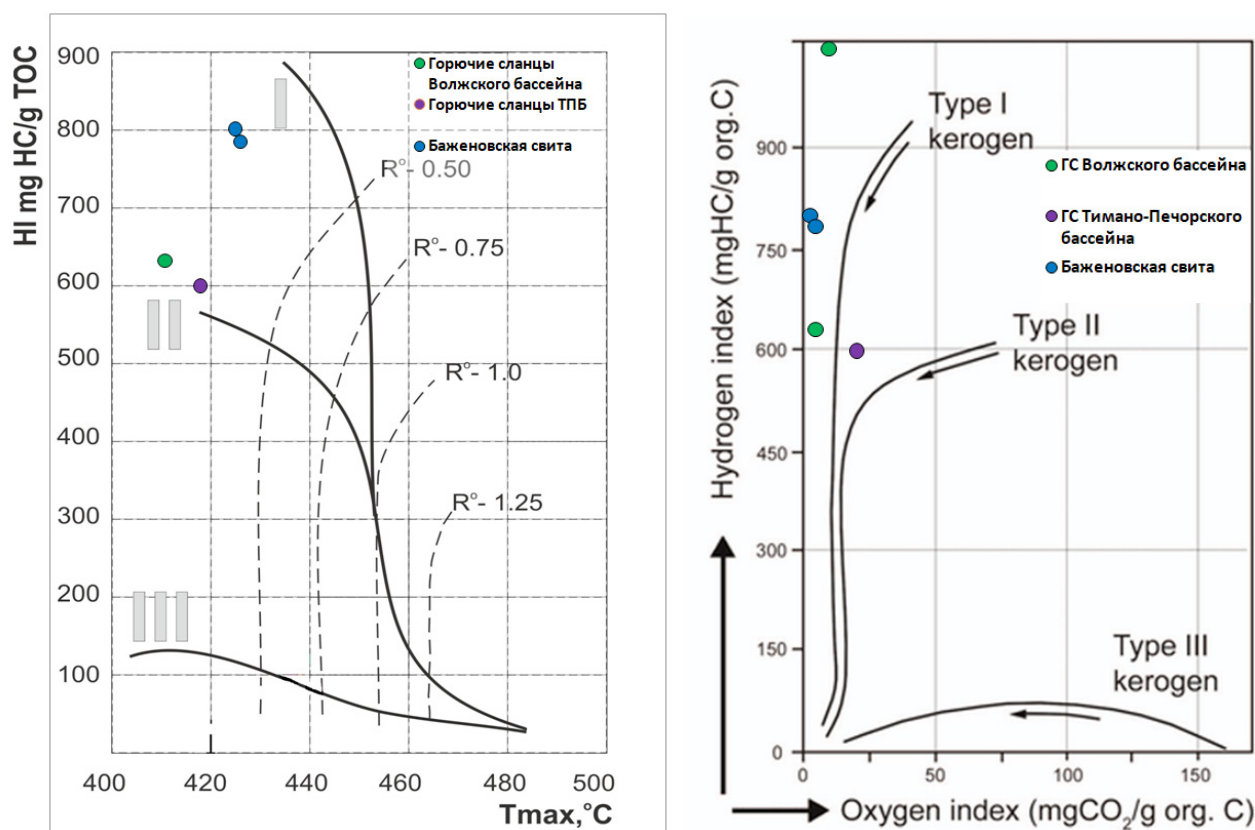


Рис. 1. Диаграммы Эспиталье и Ван Кревелена

Рассмотрим подробнее постановку эксперимента по гидропиролизу, т.к. этот метод исследований не стандартизован, в отличие от всех других, применявшихся в работе. Кроме того, постановка разных серий эксперимента порой различалась. Эксперименты по гидротермальному пиролизу проведены для образцов Печорского и Западно-Сибирского бассейнов.

Гидропиролиз — это метод повышения катагенетической зрелости пород в лабораторных условиях при постоянных высоких температурах до 350 °С [1] — в нашем случае температура поддерживалась на уровне 300 °С.

Первая серия экспериментов была поставлена для образца горючего сланца в порошке весом  $\approx 2$  г. Порода помещалась в герметично закрывающиеся автоклавы объемом 15 мл в присутствии дистиллированной воды (5 мл) и выдерживалась при постоянной температуре 300 °С 6 дней, затем 10 дней [3]. Данная температура оптимальна, так как при 100–200 °С процессы деструкции исходного ОВ и соответственно генерации углеводородов (УВ) идут медленно, а при температурах свыше 350 °С начинаются процессы вторичного крекинга [1].

Анализ полученных результатов показал возможность модификации и усовершенствования экспериментальных работ. Автоклавы в последствии были заменены на модернизированные (появился отвод для флюидов) большего объема (120 мл), увеличено время автоклавирования, а также увеличена частота и количество промежуточных отборов вещества (сгенерированных флюидов и породы). Таким образом последующие серии экспериментов выполнялись по схеме, указанной на рисунке (рис. 2).

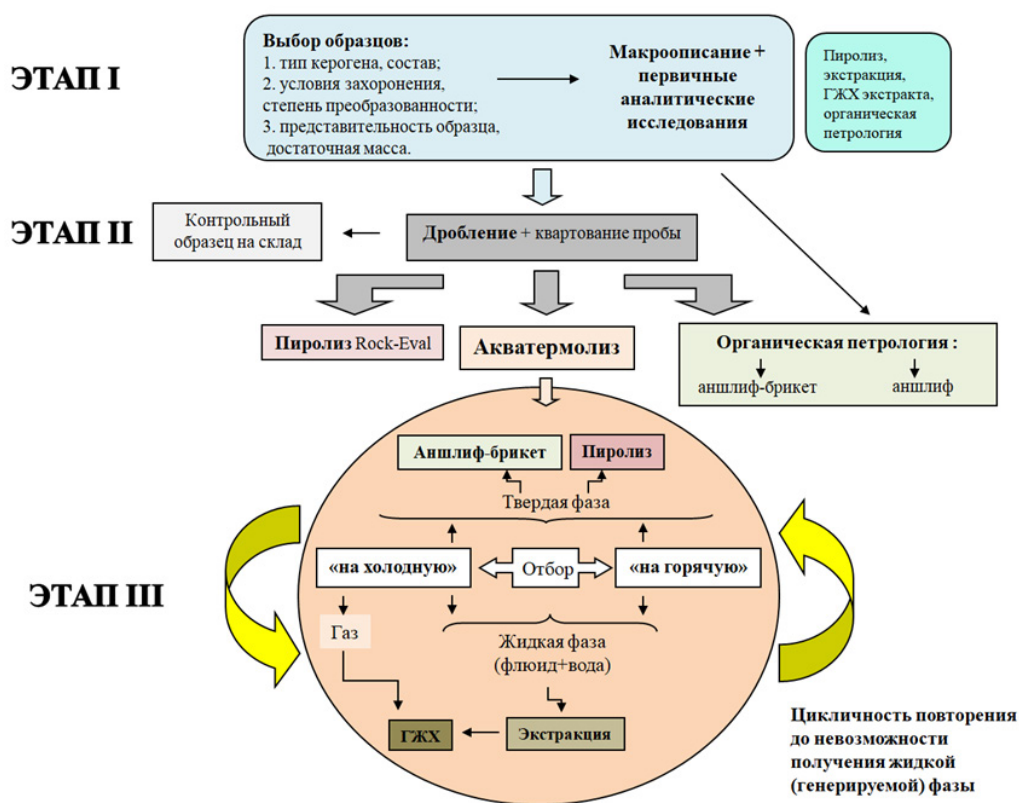


Рис. 2. Схема проведения эксперимента

Исследование органического вещества горючих сланцев Печорского бассейна до и после гидропиролиза, позволило зафиксировать изменения, произошедшие с ОВ в процессе катагенетического созревания. В аншлифах видны новообразованные трещинки, заполненные сгенерированной «нефтью».

### Заключение

Проведенные исследования показали, что минералогически породы сходны по составу, и лишь горючие сланцы Печорского бассейна отличаются большей карбонатностью.

Характеристики ОВ исходных пород варьируют: ТОС — 6–26 %, Тмах — 402–425°C, НІ -397–1000 мгУВ/г ТОС для горючих сланцев Волжского бассейна (по материалам Илясова В. С.) [2]; ТОС — 19–22 %, Тмах — 425– 426°C, НІ -785–802 мгУВ/г ТОС для изучаемых нами образцов баженовской свиты Западно-Сибирского бассейна и ТОС — 17,91 %, Тмах — 412°C, НІ — 593 мгУВ/г ТОС для горючих сланцев Печорского бассейна.

Экспериментальное моделирование катагенетических процессов показало, что термальное воздействие на верхнеюрские породы (горючие сланцы и высокоуглеродистые отложения баженовской свиты) может позволить извлечь до 3 млн.т/км<sup>2</sup> УВ флюидов. При этом наблюдаются принципиальные различия: суммарно генерация УВ выше у горючего сланца Печорского бассейна, но большую часть сгенерированных УВ составляет газ, баженовская свита в свою очередь генерирует больше жидких УВ («синтетической нефти»).

В дальнейшем планируется продолжить исследования характеристик ОВ поздней юры и закономерностей реализации им своего потенциала.

### Список литературы

1. Гордадзе Г.Н., Гируц М.В., Кошелев В.Н. Органическая геохимия углеводородов. М.: РГУ нефти и газа имени Губкина. — 2012.
2. Илясов В.С. Условия формирования верхнеюрских горючих сланцев Волжского бассейна на примере месторождений Саратовского Поволжья: дис. ... канд. геол.-минерал. наук. МГУ, Москва, 2020. 237 с.
3. Некоторые особенности генерации УВ при гидропироллизе / И.В. Кувинов, Е.Ю. Макарова, М.А. Большакова, А.Ю. Бычков // ИННОВАЦИИ В ГЕОЛОГИИ, ГЕОФИЗИКЕ И ГЕОГРАФИИ-2019. Материалы международной молодежной научно-практической конференции. Севастополь, Филиал МГУ имени М.В. Ломоносова, 03–06.07.2019. — Перо Москва, 2019.

УДК 550.84 (571.1)

DOI 10.25205/978-5-4437-1312-0-91-94

## **Комплексирование результатов пиролитических исследований и метода материального баланса с целью оценки нефтегенерационных свойств разновозрастных отложений**

М. Ю. Зубков

ООО «Западно Сибирский Геологический Центр», Тюмень

**Аннотация.** Рассмотрены примеры расчетов нефтегазогенерационных свойств разновозрастных пород, содержащих органическое вещество, с использованием результатов пиролитических исследований и метода материального баланса. Показана возможность на основе предлагаемой методики оперативной оценки удельной генерации нафтидов и, соответственно перспектив конкретных объектов в пределах выбранных площадей. Проведено сопоставление расположения генерационных кривых на предлагаемой диаграмме  $HI-T_{max}$  с результатами гидротермального пиролиза, моделирующего процесс катагенетического созревания органического вещества.

**Ключевые слова:** пиролиз, материальный баланс, нефтегенерационные свойства, гидропиролиз, разновозрастные отложения.

## **Combining the results of pyrolytic studies and the material balance method in order to assess the oil-generating properties of deposits of different ages**

M. Yu. Zubkov

LLC "West Siberian Geological Centre", Tyumen

**Abstract.** Examples of calculations of oil and gas generation properties of rocks of different ages containing organic matter using the results of pyrolytic studies and the material balance method are considered. The possibility is shown on the basis of the proposed methodology of the operational estimates of the specific generation of naphthides and, accordingly, the prospects of specific objects within the selected areas. The location of the generation curves on the proposed  $HI-T_{max}$  diagram is compared with the results of hydrothermal pyrolysis, which simulates the process of catagenetic maturation of organic matter.

**Key words:** pyrolysis, material balance, oil generating properties, hydrolysis, deposits of different ages.

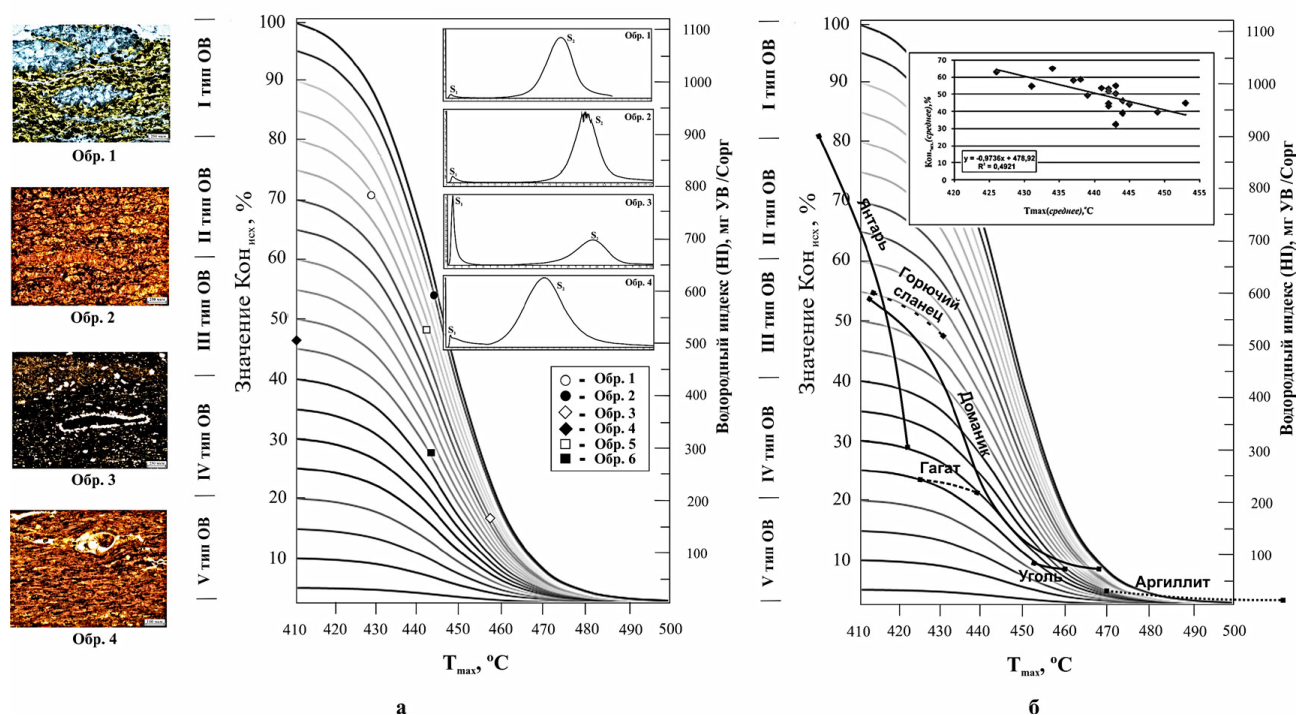
### **Объект и методы исследования**

Исследованы образцы в возрастном интервале от ордовика до верхней юры, находящиеся на разных стадиях катагенеза (от  $ПК_{1-2}$  до  $МК_{3-4}$ ). Мацеральный состав органического вещества (ОВ), исследовался в прозрачных петрографических шлифах, а нефтегенерационные (далее по тексту генерационные) свойства путем комплексирования результатов пиролиза

и метода материального баланса [1]. Для этого использована модифицированная диаграмма  $NI-T_{max}$ , на которую в отличие от традиционно используемой с присутствующими на ней тремя типами ОВ, нанесены формально выделенные пять типов ОВ, со значениями начального генерационного потенциала ( $Кон_{исх.}$ ) через 20 % от 0 до 100 %, а также сами генерационные кривые (см. рисунок, а, б).

## Результаты

Комплексирование данных пироллиза и метода материального баланса позволило определить следующие наиболее важные генерационные параметры: исходный генерационный потенциал ( $Кон_{исх.}$ ), коэффициент превращения исходного ОВ в нафтиды ( $K_{превр.отн.}$ ), количество образовавшихся и эмигрировавших нафтидов ( $C_p$  и  $C_e$ , соответственно) и коэффициент эмиграции —  $K_e$  (см. таблицу). Используя полученные данные (см. табл.) проведём оценку удельного (в расчёте на  $1 \text{ км}^2$ ) нафтидогенеза баженовской (Салымское месторождение) и тутлеймской (Пальяновская площадь) свит. Мощность отложений будем считать равной 25 м. Тогда для первого месторождения средняя удельная величина нафтидогенеза составит 2,1 млн тонн на  $1 \text{ км}^2$ , а количество эмигрировавших нафтидов будет равно около 2,0 млн тонн. Для второй площади те же параметры принимают следующие значения: 0,2 млн тонн и 0,19 млн тонн, соответственно. Очевидно, что баженовская свита генерировала гораздо больше нафтидов, чем тутлеймская.



Диаграммы  $T_{max} - NI(Кон_{исх.})$  с фотографиями петрографических шлифов и пирограммами разновозрастных образцов (а) и с нанесенными на нее результатами гидропироллиза различных видов образцов [по 3 и 4] (б); на врезке приведена связь средних значений  $Кон_{исх.}$  и  $T_{max}$  образцов, отобранных из баженовской и тутлеймской свит (по [1])

**Результаты пиролитических исследований разновозрастных образцов и рассчитанных на их основе главных нефтегенерационных параметров**

Порода	№ образца	Возраст (Свита)	Исходные данные					Расчетные генерационные параметры				
			Сорг, %	S1, мг УВ/г	S2, мг УВ/г	T <sub>max</sub> , °C	HI, мг УВ/г Сорг	K <sub>он<sub>исх</sub></sub> , %	K <sub>превр. орг.</sub> , %	C <sub>г</sub> , %	C <sub>э</sub> , %	Кэ
Рудник "Октябрьский" (Йыхви, Северная Эстония)												
Кукерсит	1	Средний ордовик	21.2	2	165.3	429	780	79.2	49.4	16.2	16	99
Северо-Варьеганское месторождение (Западная Сибирь, Варьеганский НГР)												
Уголь (богхед)	2	Нижняя юра	83.2	10.3	498.4	445	599	95.2	47.3	39.2	38.2	97
Салымское месторождение (Западная Сибирь, Салымский НГР)												
Битуминозно-карбонатный силицит	3	Верхняя юра (баженовская свита)	13.4	7.7	22	458	163	67.8	90.7	26.5	25.7	97
Коцебинское месторождение (Саратовская область)												
Карбонатно-кремнистый сланец	4	Верхняя юра	37	7.9	189.6	410	513	48.7	6.9	1.4	0.6	43
Доманиковские отложения (Оренбургская область)												
Бутуминозно-кремнистый мергель	5	Верхний девон	8.6	8.5	45	443	526	77.2	69.1	10.2	9.4	92
Пальяновская площадь (Красноленинский НГР)												
Битуминозно-глинистый силицит	6	Верхняя юра (тутлеймская свита)	8,4	1,78	25,7	444	297	46,06	55,3	3,5	3,3	94

Активное влияние на процессы генерации нафтидов гидротермальных флюидов впервые было отмечено в работе [2]. Затем в 2002 году появилась публикация Зубкова и Шведенкова, в которой также рассмотрены результаты воздействия гидротермальных флюидов на ОВ. К сожалению, эти публикации остались без должного внимания специалистов-геохимиков, изучающих процессы нафтидогенеза. Лишь вслед за публикациями автора, посвященными тектоно-гидротермальным процессам, происходившим в доюрском комплексе, а также в юрских и неокомских отложениях (Зубков, 2015, 2017, 2019) появились материалы других исследователей с результатами гидропиролиза ОВ различного происхождения [3, 4]. Целью этих исследований было смоделировать процесс термического «созревания» ОВ в результате воздействия на него гидротермальных растворов. Однако результаты, полученные этими исследователями, продемонстрировали неправдоподобное (слишком резкое) или, напротив, плавное (продолжи-

тельное) снижение генерационного потенциала (значений  $HI$  в зависимости от  $T_{max}$ ), на что они сами обращают внимание в своих публикациях (см. рисунок, б).

Очевидно, что генерационные кривые — это не застывшие виртуальные линии, по которым движется тот или иной образец, содержащий определенный тип ОВ по мере его катагенетического превращения, а их положение зависит от кинетики процесса термического «созревания» определенного типа ОВ в зависимости от его состава, величины пластового давления и температуры. Действительно, сопоставление усредненных значений  $Kon_{исх}$  и  $T_{max}$  для образцов, отобранных из баженовской и тутлеймской свит, позволило установить обратно пропорциональную зависимость между ними (врезка на рисунке, б). Это достаточно неожиданный факт, так как величина  $Kon_{исх}$  должна зависеть от типа ОВ, но никак не от значений  $T_{max}$ . Оказалось, что необычную обратно пропорциональную связь между этими параметрами придают образцы, отобранные из высокотемпературных зон, подвергшихся тектоно-гидротермальному воздействию. Для этих образцов генерационные кривые имеют более крутой наклон, т.е. смещены в лево по сравнению с таковыми, описывающими поведение ОВ в образцах баженовской свиты, отобранных из участков с обычным термическим градиентом.

### Список литературы

1. Зубков М. Ю. Использование модифицированного метода материального баланса в комплексе с пиролизом для оценки нефтегенерационных свойств баженовской свиты (Западная Сибирь) / М. Ю. Зубков // Геохимия. — 2021. — Т. 66. — № 2. — С. 1–22.
2. Конторович А. Э. Пиролиз как метод изучения нефтегенерационного потенциала материнских пород / А. Э. Конторович, В. Н. Меленевский, А. С. Фомичев, Г. Ю. Шведенков // Геология нефти и газа. — 1986. — № 12. — С. 36–41.
3. Кувинов И. В. Результаты гидропиролиза осадочных пород, содержащих органическое вещество различного генезиса / И. В. Кувинов, М. А. Большакова, Е. Ю. Макарова, А. Ю. Бычков, Е. В. Козлова, Н. В. Пронина // «Геохимия нефти и газа нефтематеринских пород, угля и горючих сланцев. Материалы Всероссийской научной конференции. — Сыктывкар, 2019. — С. 62–63.
4. Санникова И. А. Применение водного пиролиза для моделирования процессов нефтегазогенерации доманиковых отложений Тимано-Печорского бассейна. / И. А. Санникова, М. А. Большакова, А. Ю. Бычков, А. В. Стенников, Н. В. Пронина // «Геохимия нефти и газа нефтематеринских пород, угля и горючих сланцев. Материалы Всероссийской научной конференции. — Сыктывкар, 2019. — С. 97–98.

УДК 553.98 041: 551.762.3(571.5-11)  
DOI 10.25205/978-5-4437-1312-0-95-98

## **Новые данные по геохимии органического вещества пород верхнеюрских отложений форланда Индигиро-Зырянского прогиба \***

И. Н. Зуева<sup>1</sup>, О. Н. Чалая<sup>1</sup>, В. А. Каширцев<sup>1,2</sup>,  
А. И. Сивцев<sup>3</sup>, А. Р. Александров<sup>1</sup>, Ю. С. Глянцева<sup>1</sup>, С. Х. Лифшиц<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Институт проблем нефти и газа СО РАН, Якутск

<sup>2</sup>Институт нефтегазовой геологии и геофизики  
им. А. А. Трофимука СО РАН, Новосибирск

<sup>3</sup>Северо-Восточный федеральный университет им. М. К. Аммосова, Якутск

**Аннотация.** Полученные данные по составу и химической структуре битумоидов показали, что исходное органическое вещество характеризуется смешанной природой с преобладанием планктоногенного материала. На это указывает преимущественно алифатический состав углеводородной части и данные хроматомасс-спектрометрии по распределению насыщенных углеводородов. Вместе с тем сдвиг максимума n-алканов в высокомолекулярную область, заметное присутствие полиаренов и ароматический характер углеродного скелета смол и асфальтенов обусловлены примесью углефицированных остатков. В целом полученные результаты показали, что геохимические особенности органического вещества верхнеюрских отложений Индигиро-Зырянского бассейна позволяют их оценивать, как потенциально нефтематеринские.

**Ключевые слова:** форланд, органическое вещество, битумоиды, углеводороды, смолы, ИК-Фурье спектрометрия, хромато-масс-спектрометрия

## **New data on organic matter geochemistry of rocks of the Upper Jurassic deposits foreland of the Indigiro-Zyryansk trough**

I. N. Zueva<sup>1</sup>, O. N. Chalaya<sup>1</sup>, V. A. Kashirtsev<sup>1,2</sup>, A. I. Sivtsev<sup>3</sup>,  
A. R. Aleksandrov<sup>1</sup>, Yu. S. Glyaznetsova<sup>1</sup>, S. Kh. Lifshits<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Institute of Oil and Gas Problem of the SB RAS, Yakutsk

<sup>2</sup>Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of the SB RAS, Novosibirsk

<sup>3</sup>M. K. Ammosov North-Eastern Federal University, Yakutsk

**Abstract.** New data on the composition and chemical structure of bitumoids showed that the initial organic matter had a mixed nature with a predominance of planktonogenic material. The predominantly aliphatic composition of the hydrocarbon part and GS-MS data on the distribution of saturated hydrocarbons indicate it. At the same time, the shift of the maximum of n-alkanes to the high-molecular-weight region, the noticeable presence of polyarenes and the aromatic character of the carbon skeleton of resins

\* Работа выполнена при финансовой поддержке проекта Фундаментальных научных исследований №122011200369-1.

© И. Н. Зуева, О. Н. Чалая, В. А. Каширцев, А. И. Сивцев, А. Р. Александров, Ю. С. Глянцева, С. Х. Лифшиц, 2022



and asphaltenes were due to the admixture of terrigenous matter. In general, the obtained results showed that the geochemical features of organic matter of the Upper Jurassic deposits of the Indigiro-Zyryansk basin allowed estimating them as oil source.

**Key words:** foreland, organic matter, bitumoids, hydrocarbons, resins, IR-Fourier spectrometry, gas chromatography-mass spectrometry

### Введение

В Индигиро-Зырянском прогибе форланд антиклинория сложен верхнеюрскими отложениями, надвинутыми на меловые. Формирование верхнеюрских осадков происходило в морских и лагунных бассейнах в восстановительных и нейтральных обстановках диагенеза [1,2]. Органическое вещество (ОВ) осадков представлено планктоногенным и водорослевым материалом в разной степени разбавленным детритом высшей континентальной растительности. Вблизи форланда степень преобразованности ОВ меловых отложений ожогиной свиты достигает стадии МК<sub>2</sub> [3], на территории антиклинория для ОВ пород верхнеюрского комплекса она оценивается до стадии апокатагенеза и, возможно, начального метаморфизма. В таких условиях нефтематеринский потенциал мезозойских отложений практически полностью исчерпан, а возможные скопления углеводородов (УВ) разрушены [2, 4, 5]. По меловым и кайнозойским отложениям имеются материалы по геохимии ОВ, которые позволяют приближенно оценить их нефтематеринский потенциал [4, 5], в то время как по юрским отложениям практически отсутствуют. Выполненные геохимические исследования по юрским породам аллохтона (форланда) дадут возможность приближенной оценки материнских свойств пород в области автохтона под меловыми отложениями внутренней части краевого прогиба.

### Объект и методы исследования

Изучены образцы по разрезу верхней юры из естественных обнажений Илинь-Тасского антиклинория вдоль р. Индигирка и керновый материал из скв. №272–05 (интервал глубин 352–688 м), пробуренной в зоне форланда. Стратиграфически они относятся к бастакской свите и представлены главным образом алевролитами, реже темными, почти черными аргиллитами с редкими прослоями серых мелкозернистых песчаников. Образцы после дезинтеграции в шаровых мельницах экстрагировались хлороформом. Полученные битумоиды (ХБ) изучались по общепринятой схеме геохимических исследований с применением методов ИК-Фурье спектроскопии и хромато-масс-спектрометрии (ХМС).

### Результаты

Из образцов высоко метаморфизованных пород из обнажений не удалось экстрагировать хлороформом заметных количеств растворимого ОВ. Согласно общей геохимической характеристики образцов керна по групповому и компонентному составу ХБ и особенностям распределения алифатических и ароматических УВ вполне отчетливо намечается присутствие двух типов ОВ. Содержания  $C_{орг}$  в породах выше 1 % и достигают почти 4 %. Значения битумоидного коэффициента 1,3–2,1 в верхней части разреза (гл. 352–626 м) и 3,7–5,8 в нижней части (гл. 627–688 м). При значениях битумоидных коэффициентов выше 4–5 % битумоиды вполне можно относить к аллохтонным (подвижным). В верхней части разреза в групповом составе ХБ содержание масел составляет 47–50 % и до 66 % — в нижней части. В химической структуре углеводородной части по данным ИК-Фурье спектроскопии установлен существенно алифатический характер при сравнительно незначительном содержании ароматических ци-

клов. По данным ХМС в составе насыщенных УВ преобладают алканы нормального строения, а среди них относительно низкомолекулярные гомологи. Сдвиг максимума *n*-алканов в высокомолекулярную область в отдельных образцах обусловлен примесью высшей континентальной растительности в исходном ОВ. Не противоречат этому и значения отношений пристан/фитан (1,79–2,07), типичные для субокислительных обстановок диагенеза. Судя по значениям отношений пристана и фитана к рядом элюирующимся *n*-алканам  $nC_{17}$  и  $nC_{18}$  ( $<1$ ), ОВ, по-видимому, не подвергалось существенным бактериальным изменениям. Коэффициент отношения нечетных *n*-алканов к четным (СР1), близкий к единице (0,84–0,99), указывает на высокую катагенетическую зрелость ОВ.

Изученные ХБ по данным ИК-Фурье спектроскопии и ХМС по индивидуальному составу и распределению ароматических УВ однотипны по всему разрезу при существенной разнице в концентрациях на фракции масел. Состав и особенности распределения ароматических УВ зависят как от типа исходного ОВ (планктоногенного и террагенного), так и от интенсивности диагенетических и катагенетических преобразований [4]. Примесь углефицированных остатков могла обусловить значительное содержание ароматических циклов в ХБ верхней части по сравнению с нижней. Присутствие ретена, перилена, пиреновых, бензпиреновых и хризеновых УВ в изученных образцах указывает на участие остатков высшей растительности в общем составе исходного ОВ. Тип химической структуры смол и асфальтенов также несет генетическую информацию об участии террагенного ОВ в исходной органике.

Геохимическая картина формирования верхнеюрских отложений Индигиро-Зырянского бассейна в целом достаточно хорошо совпадает с общегеологической характеристикой фаций и свидетельствует о прибрежно-морских условиях накопления осадков, когда относительно подвижная среда литорали сменилась застойными условиями лагуны и накоплением смешанного планктоно-водорослевого ОВ с фрагментами континентальной флоры.

### **Заключение**

С геологических позиций нефтегазоносность краевых прогибов определяется геодинамикой их развития. В целом полученные результаты по геохимии ОВ верхнеюрских отложений Индигиро-Зырянского бассейна показали, что состав и распределение реликтовых УВ отвечают природе планктоногенного ОВ, что позволяет их оценивать, как нефтематеринские. Присутствие аллохтонных битумоидов свидетельствует о миграционных процессах, происшедших внутри юрской толщи. Это позволяет считать, что на Алазейском поднятии в области выклинивания юрских пород можно ожидать нефтяные скопления.

### **Список литературы**

1. Иванов В. В. Нафтиды и наптоиды Северо-Востока СССР / В. В. Иванов, Б. М. Клубов. — М.: Наука, 1979. — 147 с.
2. Чочиа Н. Г. Перспективы нефтегазоносности Зырянского прогиба / Н. Г. Чочиа., З. Е. Баранова, Д. А. Вольнов. // Тектоника и нефтегазоносность востока СССР: Труды ВНИГРИ. — Вып. 309. — Л., 1972. — С. 133–150.
3. Сяндюков И. Ш. Историко-генетические предпосылки нефтегазоносности Индигиро-Зырянского прогиба / И. Ш. Сяндюков, В. В. Гайдук // Нефтегазоносность и вопросы освоения месторождений нефти и газа Якутии. — Якутск: ЯНЦ СО РАН, 1990. — С. 39–49.

4. Каширцев В. А., Гайдук В. В., Чалая О. Н., Зуева И. Н. Геохимия биомаркеров и катагенез органического вещества меловых и кайнозойских отложений Индигиро-Зырянского прогиба (северо-востока Якутии) / В. А. Каширцев, В. В. Гайдук, О. Н. Чалая, И. Н. Зуева // Геология и геофизика. — 2012. — Т.53. — №8. — С. 1027-1039.

5. Гайдук В.В. Строение и нефтегазоносность кайнозойского Индигиро-Зырянского прогиба / В.В. Гайдук, И. Ш. Сяндюков, О.В. Гриненко, В.С. Имаев // Тектоника и нефтегазоносность Якутии. — Якутск: ЯНЦ СО РАН, 1989. — С. 75-87.

УДК 550.42

DOI 10.25205/978-5-4437-1312-0-99-101

## Состав углеводородов-биомаркеров нефтей Печорокожвинского месторождения

А. А. Ильченко, Д. А. Бушнев

Институт геологии им. Н. П. Юшкина ФИЦ Коми НЦ УрО РАН, Сыктывкар

**Аннотация.** Исследование углеводородного состава нефтей Печорокожвинского месторождения показало, что в нефтях среднедевонско-нижнефранских отложений доминируют парафиновые углеводороды. Образование нефтей, характеризующихся высоким уровнем термической преобразованности, связано с катагенезом терригенного органического вещества

**Ключевые слова:** парафинистые нефти, среднедевонско-нижнефранский нефтегазоносный терригенный комплекс, углеводороды-биомаркеры, Печорский бассейн.

## Composition of hydrocarbons-biomarkers of oils from the Pechorokozhva field

A. A. Ilchenko, D. A. Bushnev

Institute of Geology of Komi Science Centre of the Ural Branch  
of the Russian Academy of Sciences, Syktyvkar

**Abstract.** The study of the hydrocarbon composition of the oils of the Pechorokozhva field showed dominate paraffinic hydrocarbons in the oils of the Middle Devonian-Lower Frasnian deposits. The formation of oils characterized by a high level of thermal transformation is associated with the catagenesis of terrigenous organic matter

**Key words:** paraffinic oils, Middle Devonian-Lower Frasnian oil and gas terrigenous complex, biomarker-hydrocarbons, Pechora basin.

### Введение

На территории южной части Печоро-Кожвинского мегавала, входящего в состав Тимано-Печорской провинции, большое число залежей углеводородов (УВ) сосредоточено в среднедевонско-нижнефранском терригенном нефтегазоносном комплексе ( $D_2$ - $D_3^{f1}$ ) [1]. Согласно исследованиям пластовых флюидов данной территории в отложениях  $D_2$ - $D_3^{f1}$  определено два очага генерации: Югидский и Печорогородский [2, 3]. Печорогородский очаг генерации характеризуется повышенным содержанием гумусовой составляющей в исходном типе ОВ, что подтверждается большим объемом генерации газовых УВ [4].

### Объект и методы исследования

В качестве объекта исследования были выбраны нефти из среднедевонских отложений Печорокожвинского нефтегазоконденсатного месторождения (3 образца), относящегося к Пе-

чорогородской ступени Печоро-Кожвинского мегавала. Фракционирование нефти осуществляли согласно методике [5]. Ввиду малого количества асфальтенов в составе нефтей, шаг с их осаждением был опущен. Алифатическую фракцию анализировали методом газовой хроматографии (ГХ) и хромато-масс-спектрометрии (ХМС), ароматическую фракцию — методом ХМС. Из-за высокой парафинистости, затрудняющей идентификацию полициклических УВ, проводили концентрирование последних, удаляя парафины с помощью обработки карбамидом [6]. После осаждения кристаллов карбамида и испарения спиртового супернатанта, кристаллы экстрагировали дихлорметаном, смесь собирали, подсушивали и подготавливали для анализа методом ХМС.

### Результаты

По данным ГЖХ в составе насыщенных фракций исследованных нефтей выявлено модальное распределение *n*-алканов с локальным максимумом в области C<sub>12</sub>-C<sub>15</sub>. Концентрации ациклических изопреноидов низки, индекс Pr+Ph/C<sub>17</sub>+C<sub>18</sub> равен 0.21 для всех образцов, соотношение Pr/Ph составляет 1.37–1.82 и может свидетельствовать об субокислительных обстановках в диагенезе.

Обработка насыщенных фракций нефтей карбамидом позволила улучшить качество масс-спектров полициклических УВ. Хроматограммы стерановых УВ строили по характеристичным ионам *m/z* 217, 218. Содержание αββ стеранов C<sub>27</sub>:C<sub>28</sub>:C<sub>29</sub> варьируется незначительно C<sub>27</sub> (32–34 %), C<sub>28</sub> (22–25 %), C<sub>29</sub> (41–46 %). Преобладание этилхолестана может указывать на значительный вклад наземной растительности в составе ОВ [7]. Среди гопанов (*m/z* 191) отмечена высокая концентрация трициклических УВ, коэффициент три/пентацикланы составляет 0.28–0.61. Преобладающий вклад биомассы фитопланктона или бактерий может быть оценён по соотношению стераны/гопаны. Согласно расчётам, полученный диапазон 0.25–0.26 свидетельствует о незначительной или умеренной бактериальной переработке исходного органического вещества и более характерен терригенному органическому веществу [8].

Для оценки степени термической преобразованности нефтей использовались коэффициенты 20S/20S+R (ααα C<sub>29</sub> стеран) и αββ/αββ+ααα. Значения параметров составили 0.43–0.53 и 0.53–0.60, и указывают на высокий уровень термической преобразованности. Параметр Ts/Tm, рассчитанный по терпановым УВ, колеблется в пределах 0.93–1.09, коэффициент αβ C<sub>31</sub> 22S/22S+22R составляет 0.57 для всех образцов, что соответствует основной фазе нефтеобразования и согласуется с результатами, полученными по стерановым УВ [9].

В составе ароматической фракции был идентифицирован гомологический ряд *n*-алкилбензолов (*n*-АБ) (*m/z* 92), состава C<sub>12</sub>-C<sub>27</sub>, где отмечается доминирование C<sub>21</sub> и C<sub>23</sub> *n*-АБ. Рассчитав коэффициенты  $2 \cdot C_{21} / (C_{20} + C_{22})$  и  $2 \cdot C_{23} / (C_{22} + C_{24})$  [5], удалось оценить доминирование нечётных C<sub>21</sub> и C<sub>23</sub> *n*-АБ по сравнению с соседними чётными гомологами, значения составили 2.30–2.70 и 1.22–1.31 соответственно. Подобное распределение *n*-АБ с преобладанием C<sub>21</sub> и/или C<sub>23</sub> ранее было обнаружено ряде нефтей и ОВ осадочных пород [5, 10], и сопровождалось дамнированием чётных *n*-алкилтолуолов, состава C<sub>22</sub> и/или C<sub>24</sub> соответственно. Метилфенантреновый индекс MPI-1 успешно применяется для диагностики зрелости нефти. Рассчитанные значения MPI-1 для нефти Печорокожвинского месторождения лежат в диапазоне 0.69–0.71. Опираясь на корреляционную связь между параметром MPI-1 и R<sub>o</sub> (%) [11], был сделан расчёт теоретически ожидаемого значения R<sub>o</sub>, исходя из имеющихся значений MPI-1. Рассчитанные значения  $R_o = 0.60 \cdot (MPI-1) + 0.37$  ( $r = 0.96$ ,  $n = 16$ ) составили 0.78–0.80, что по шкале катагенеза органического вещества соответствует стадии МК<sub>2</sub>.

### Заключение

Исследование углеводородного состава нефтей Печорокожвинского месторождения показало, что исходное органическое вещество нефтей имело терригенную составляющую, о чем свидетельствуют высокое содержание парафинов, повышенная концентрация этилхолестана, низкие значения соотношения стераны/гопаны. Оценку уровня термической зрелости нефти провели по составу полициклических биомаркеров и составу ароматических углеводородов, рассчитанные значения  $R_o$  соответствуют стадии  $МК_2$ . Среди особенностей УВ состава нефти можно выделить высокие концентрации трицикланов и доминирование  $C_{21}$  и  $C_{23}$  *n*-АБ.

### Список литературы

1. Баженова Т. К. Органическая геохимия Тимано-Печорского бассейна / Т. К. Баженова, В. Ф. Васильева, Л. И. Климова, А. И. Шапиров, В. К. Шиманский, Л. А. Яковлева (Гембицкая) — Санкт-Петербург: ВНИГРИ, 2008. — 164 с.
2. Данилов В. Н. (2016) Характеристика рассеянного органического вещества пород южной части Печоро-Кожвинского мегавала / В. Н. Данилов, И. Р. Макарова, Ю. В. Кочкина // Вести газовой науки. — 2016. — Т.1. — №25. — С.176–189.
3. Кочкина Ю. В. Перспективы нефтегазоносности южной части Печоро-Кожвинского мегавала Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна / Ю. В. Кочкина // Вести газовой науки. — 2017. — Т.3. — №31. — С.133–140.
4. Данилов В. Н. Геохимические и тектонические условия формирования ловушек и залежей углеводородов юга Печоро-Кожвинского мегавала / В. Н. Данилов, Ю. В. Кочкина // Геология нефти и газа. — 2016. — Т.1. — С.79–87.
5. Бушнев Д. А. Геохимия нефтей позднего девона Тимано-Печорского бассейна / Д. А. Бушнев, Н. С. Бурдельная, О. В. Валяева, А. А. Деревесникова // Геология и геофизика. — 2017. — Т.58. — №3–4. — С. 410–422.
6. Бушнев Д. А. Нефти и органическое вещество позднедевонских отложений Тимано-Печорского бассейна, сопоставление по молекулярным и изотопным данным / Д. А. Бушнев, Н. С. Бурдельная // Нефтехимия. — 2015. — Т.55. — №5. — С. 375–382.
7. Huang W. Y. Sterols as ecological indicators / W. Y. Huang, W. G. Meinschein // Geoch. At Cosmochem. Acta. — 1979. — V.43. — P. 739–745.
8. Peters K. E. The Biomarker Guide. 2nd Ed. / K. E. Peters, C. C. Walters, J. M. Moldowan — Cambridge: Cambridge University Press, 2005. — 1155 p.
9. Seifer W. K. The effect of thermal stress on source-rock quality as measured in crude oils / W. K. Seifer, J. M. Moldowan // Geoch. At Cosmochem. Acta. — 1980. — V.43. — P. 111–126.
10. Иванова И. К. Особенности распределения моноалкилбензолов состава  $C_{12}H_{18}$ – $C_{27}H_{48}$  в венд-кембрийских нефтях Сибирской платформы / И. К. Иванова, В. А. Каширцев // Геология и геофизика. — 2010. — Т.51. — №11. — С. 1539–1544.
11. Radke M. (1982) Geochemical study on a well in the Western Canada Basin: relation of the aromatic distribution pattern to maturity of organic matter / M. Radke, D. H. Welte, H. Willsch // Geochim. Cosmochim. Acta. — 1982. — V.46. — P. 1–10.

УДК 553.98 (561+561.26+552.14)  
DOI 10.25205/978-5-4437-1312-0-102-104

## **Метод определения величины максимальной палеотемпературы и степени катагенеза органического вещества пород при реконструкции процессов генерации углеводородов**

Р. Р. Имамов<sup>1</sup>, М. В. Смирнов<sup>1</sup>, Е. В. Мелихова<sup>1</sup>, С. Б. Остроухов<sup>2</sup>

<sup>1</sup> Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» ООО «ПермНИПИнефть», Волгоград

<sup>2</sup> Академия наук Республики Татарстан, Казань

**Аннотация.** Бассейновое моделирование (БМ) является общепризнанным эффективным инструментом при планировании геологоразведочных работ, позволяющим проводить анализ условий генерации углеводородов, процессов формирования их залежей, качественно и количественно оценивать перспективные объекты, планировать направления поисковых работ. Несмотря на развитость технологий БМ при практических исследованиях наблюдается ряд объективных трудностей, обусловленных недостатком фактических данных, особенно для новых или слабоизученных регионов. В связи с этим, вопросы качественного параметрического обеспечения процесса бассейнового моделирования являются актуальными.

**Ключевые слова:** палеотемпература, катагенетическая преобразованность органического вещества, тасманиты, Tasmanites, Rock-Eval, бассейновое моделирование.

## **Method for determining the value of the maximum paleotemperature and the degree of catagenesis of the organic matter of rocks during the reconstruction of hydrocarbon generation processes**

R. R. Imamov<sup>1</sup>, M. V. Smirnov<sup>1</sup>, E. V. Melihova<sup>1</sup>, S. B. Ostroukhov<sup>2</sup>

<sup>1</sup> LUKOIL-Engineering Limited. PermNIPIneft Branch Office in Perm, Volgograd

<sup>2</sup> Academy of Sciences of the Republic of Tatarstan

**Abstract.** Basin modeling (BM) is a generally recognized effective tool in planning exploration work, which allows analyzing the conditions for the generation of hydrocarbons, the processes of formation of their deposits, qualitatively and quantitatively assess promising objects, and plan directions for prospecting. Despite the development of BM technologies in practical research, there are a number of objective difficulties due to the lack of actual data, especially for new or poorly studied regions. In this regard, the issues of qualitative parametric support of the basin modeling process are relevant.

**Key words:** paleotemperature, catagenetic transformation of organic matter, tasmanations, Tasmanites, Rock-Eval, basin modeling.

При реконструкции процессов генерации углеводородов в пределах участков недр активно применяют технологии бассейнового моделирования (БМ). Несмотря на их развитость существуют объективные трудности при практических исследованиях, обусловленные недо-

статком фактических данных. Поэтому вопросы параметрического обеспечения процесса бассейнового моделирования в настоящее время являются актуальными, особенно для новых или слабоизученных регионов. В связи с этим, предлагается к обсуждению подход к определению палеотемпературы и степени катагенетической преобразованности ОВ пород, основанный на коэффициенте цветового изменения тасманацев, на их особенности менять свою цветовую гамму от термического воздействия в процессе геологической истории. Особенно это становится актуальным при отсутствии в составе пород витринита — основного показателя стадии катагенеза ОВ.

Наиболее информативными объектами являются *Tasmanites*, представляющие собой планктонные организмы морской среды обитания, распространенные с докембрия, являющиеся интересным объектом исследования ввиду приуроченности их массовых скоплений к нефтеносным комплексам и которые служат определенными природными маркерами. Они имеют ряд преимуществ перед другими палинологическими группами, связанных как с широким стратиграфическим распространением от архея и до настоящего времени, так и с простой морфологией. При этом они являются показателями морских условий, характеризуя сапропелевый тип органического вещества. Это важно поскольку морская среда их обитания, в отличие от континентальной, положительно сказывается на начальных параметрах данных объектов. В первую очередь это касается теплового воздействия. Если биологические объекты на континентальной поверхности могут подвергаться тепловому воздействию до 80 °С, то в водной среде не более 30 °С.

Как обитатели морской среды *Tasmanites* очень чувствительны к тепловому воздействию, изменяющего цвет их цист за счёт структурного изменением углеводородного состава. В первую очередь это связано с активизацией процесса карбонизации, выраженного в уплотнении их углеводородной структуры под действием теплового поля. Степень данного воздействия пропорциональна степени карбонизации углеводородных полимеров и соответственно интенсивности их цветовой гаммы: чем выше температура воздействия, тем выше степень цветовой изменчивости цист. Это свойство было положено в основу создания цветовой шкалы (от светло-желтого с зеленоватым оттенком — желтого — оранжевого — коричневого и до черного) по результатам специальных исследований в температурном интервале от 80 до 220 °С [1]. Здесь особо необходимо отметить, что в отличие от существующих показателей стадии катагенеза, данный метод более точен поскольку отражает палеотемпературу в °С, что значительно повышает качество определения стадии катагенеза. Ранее на возможность определения палеотемператур на основе биологических объектов высказывалась и другие исследователи (Ровнина Л.В., 1994, 2005гг).

В качестве практической апробации предлагаемого подхода приведены результаты комплексного анализа толщи песчаниково-алевролитового состава, формирующей готерив-барремские отложения из разреза месторождения им. Ю. Корчагина, приуроченного к Карпинско-Мангышлакскому валу. Образцы для исследования были отобраны из скважин №№ 316, 317 и 318 месторождения. Литолого-минералогические особенности пород и состав биофоссилий указывают на трансгрессивные нормально-морские мелководные и прибрежные условия накопления отложений вблизи всхолмленной островной суши.

В процессе анализа образцов керна и шлама были получены фотоизображения, остатков *Tasmanites*, приуроченных к в готерив-барремским отложениям (см. рисунок). Как следует из фотографий *Tasmanites* имеют хорошую сохранность, указывающую на спокойных характер их осаждения, отсутствие пиратизации и равномерную цветовую гамму поверхности. Окраска микрофоссилий изменяется от светло-коричневой до рыжеватой-светлокоричневой, что соот-



ветствует коэффициентам СТ от 0.4 до 0.5, а по предлагаемой методике указывает на степень преобразования пород соответствующей стадиям МК<sub>1</sub> — МК<sub>2</sub>.

Результаты исследования остатков *Tasmanites* были сопоставлены с результатами пиролитического анализа шлама (Rock-Eval), показавшего степень катагенетической преобразованности органического вещества глинистых пород неокомских отложений изученных частей разрезов соответствующей градации катагенеза МК<sub>1</sub>.


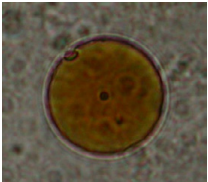
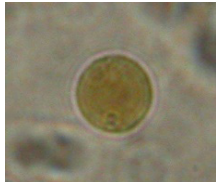
Номер скважины	316	317	318
Внешний вид (цветовое изменение)			
Глубина отбора (md), м	3160	3130	4300

Рис. 1. Фотоизображения остатков *Tasmanites* в готерив-барремских отложениях месторождения им. Ю. Корчагина

Как следует из таблицы 1, только в одной (скв. 317) из трех скважин наблюдается расхождение значений степени катагенеза ОВ, имеющее при этом близкое, граничное значение. По другим скважинам результаты соответствуют друг другу. Выявленное расхождение не является критичным для методики и может, при дальнейшем пополнении фактической базы фотографий остатков *Tasmanites*, устранено. Между тем различия между ними могут быть связаны за счёт достаточно высокой чувствительности *Tasmanites* к условиям залегания.

### Сопоставление палинологических и пиролитических исследований

Номер скважины/ показатель	316	317	318
Коэффициент СТ	0,4	0,5	0,4
Палеотемпература, °С	120	135	120
Стадия катагенеза (коэффициент СТ)	МК <sub>1</sub>	МК <sub>2</sub>	МК <sub>1</sub>
Стадия катагенеза (Rock-Eval)	МК <sub>1</sub>	МК <sub>1</sub>	МК <sub>1</sub>

### Заключение

Представленный материал позволяет оценить использование предлагаемого метода по определению палеотемператур и степени зрелости рассеянного органического вещества в качестве нового и перспективного в области параметрического обеспечения процессов моделирования генерации углеводородов, а также в развитие перспективных цифровых технологий оцифровки шлифов.

### Список литературы

1. Здобнова Е. Н., Остроухов С. Б., Рагозина А. Л. Значение планктонных водорослей рода *Tasmanites* при определении степени зрелости органического вещества // Палеонтология, палеобиогеография и палеоэкология: Материалы LIII сессии Палеонтологического об-ва при РАН. Санкт-Петербург, 2007. С. 57–59.

УДК 553.98.061.17

DOI 10.25205/978-5-4437-1312-0-105-107

## Кинетические исследования органического вещества баженовской свиты

Р. С. Кашапов<sup>1,2</sup>, И. В. Гончаров<sup>1,2</sup>, Н. В. Обласов<sup>1</sup>, В. В. Самойленко<sup>1</sup>

<sup>1</sup>АО «ТомскНИПИнефть», Томск

<sup>2</sup>Томский политехнический университет, Томск

**Аннотация.** Зависимость между постоянной Аррениуса и энергией активации получена по результатам кинетических исследований пород баженовской свиты на различных стадиях катагенеза. На основе этой зависимости получен кинетический спектр, отражающий реализацию генерационного потенциала органического вещества в процессе термической эволюции.

**Ключевые слова:** кинетика, баженовская свита, Rock-Eval пиролиз

## Kinetic of the Bazhenov formation organic matter

R. Kashapov<sup>1,2</sup>, I. Goncharov<sup>1,2</sup>, N. Oblasov<sup>1</sup>, V. Samoilenko<sup>1</sup>

<sup>1</sup>JSC TomskNIPIneft, Tomsk

<sup>2</sup>Tomsk Polytechnic University, Tomsk

**Abstract.** Relationship between the Arrhenius constant and activation energies obtained based on the results of kinetic studies of the Bazhenov formation source rocks at various stages of catagenesis. Using this dependence, we calculated the kinetic spectrum reflecting the generation potential realization of organic matter during thermal evolution.

**Key words:** kinetics, the Bazhenov formation, Rock-Eval pyrolysis

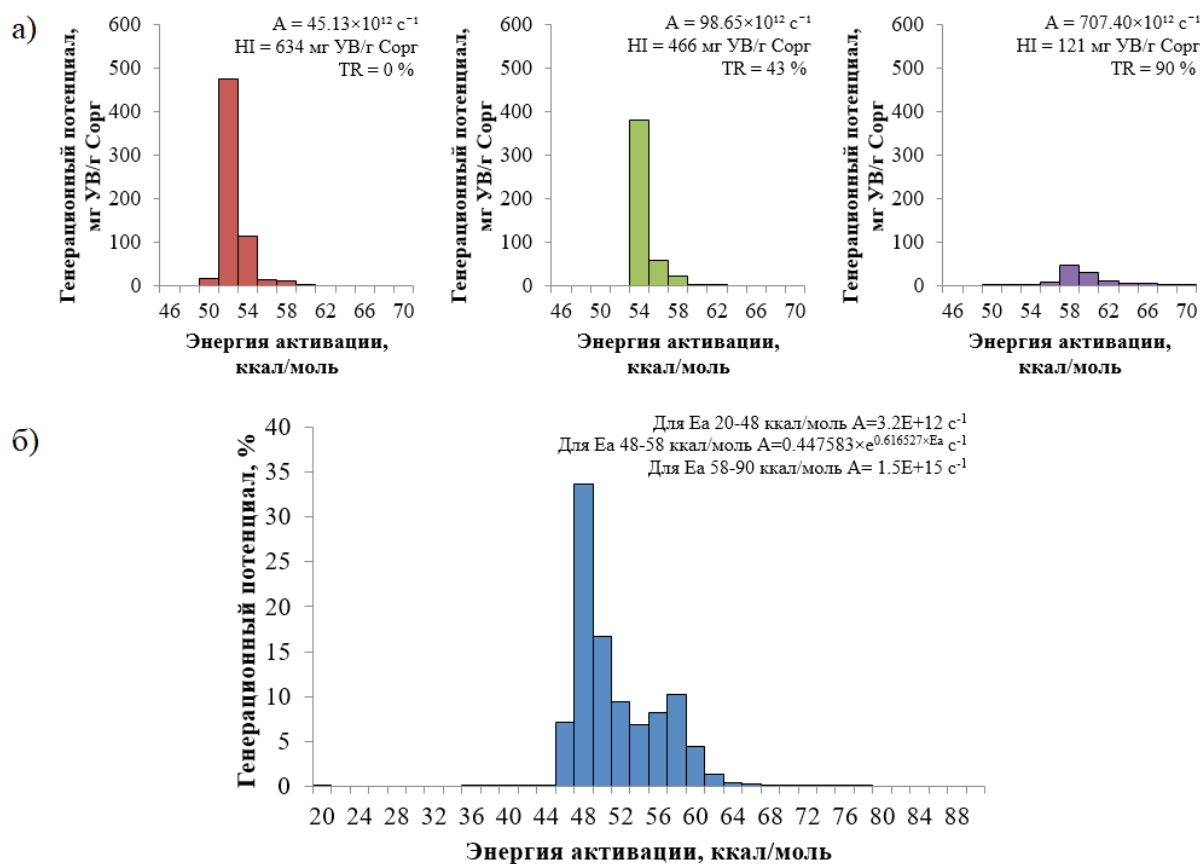
Существуют керогены, для которых результаты моделирования кинетики при переходе на геологические условия плохо коррелируют с процессом нефтегазогенерации в природе. Одним таких керогенов является органическое вещество баженовской свиты. Изначально для него нами был получен достаточно узкий кинетический спектр схожий со спектром для классического керогена I типа. Последующее изучение образцов пород баженовской свиты с разных месторождений, разной глубины залегания и разной термической зрелости давало нам похожие результаты — кинетический спектр подобен спектру керогена типа I. Однако было замечено, что с ростом термической зрелости образцов материнских пород, происходит смещение пика энергий активации ( $E_a$ ) в сторону больших значений и увеличение предэкспоненты (A). Подобное явление было отмечено и ранее, на него обращали внимание в своих работах [1–3]. С одной стороны, такое смещение может быть вполне обычным, т.к. в первую очередь происходит реализация генерационного потенциала, связанного с наименьшими значениями  $E_a$  и остаточным накоплением связей с высокими энергиями активации. Но в случае органического вещества баженовской свиты, происходит смещение  $E_a$ , которое полностью

выходит за рамки начальной кинетической модели (см. рисунок, а). Поэтому было сделано предположение, что в процессе нефтегенерации керогеном баженовской свиты, происходит не только термическая деструкция органического вещества с образованием низкомолекулярных углеводородов, но и внутрискелетное преобразование керогена с его уплотнением и образованием более сильных связей (поликонденсация).

Нами были использованы результаты Rock-Eval пиролиза более чем для 10000 образцов баженовской свиты, для 500 из которых были получены кинетические спектры с использованием Rock-Eval пиролиза. Из общего числа полученных спектров для последующей обработки было выбрано 78, посчитанных для 78 образцов пород баженовской свиты из 36 скважин с разной термической историей и зрелостью (степень трансформации исходного генерационного потенциала от 0 до 90 %). Совмещение и оптимизация всех кинетических спектров позволили установить взаимосвязь между энергией активации ( $E_a$ ) и константой Аррениуса ( $A$ ) для диапазона 48–58 ккал/моль, которая хорошо описывается следующей функцией:

$$E_a = 1.569756 \times \ln A + 2.957029$$

Эта зависимость использована для расчета комбинированного кинетического спектра (см. рисунок, б). Поскольку вклад в общую генерацию углеводородов реакций с  $E_a$  менее 48 ккал/моль и более 58 ккал/моль является очень незначительным, то для них были использованы неизменные значения коэффициента  $A$ .



Кинетический спектр для органического вещества баженовской свиты:

а — на различных этапах катагенеза; б — комбинированный спектр)

Если сравнивать между собой первый (см. рисунок, а) и второй (см. рисунок, б) варианты кинетических схем баженовской свиты, то очевидна очень большая разница между ними. Если в первом случае кероген баженовской свиты можно отнести к типу I, тогда как во втором он больше похож на кероген II типа. Соответственно и кривые, отражающие генерацию углеводородов в процессе термической эволюции, для спектров тоже будут сильно различаться.

Использованный подход может быть применён и к другим материнским породам. Однако, для его реализации необходимо наличие хорошей выборки образцов материнской породы с различной степенью естественной термической преобразованности (катагенеза).

### **Список литературы**

1. Jarvie D. M. Factors affecting Rock-Eval derived kinetic parameters / D. M. Jarvie // *Chemical Geology*. — 1991. — P. 79–99.
2. Гончаров И. В. Снижение рисков при поисках нефти / И. В. Гончаров, В. В. Самойленко, Н. В. Обласов, С. В. Носова // *Нефтяное хозяйство*. — 2006. — №8. — С. 28–33.
3. Галушкин Ю. И. Моделирование осадочных бассейнов и оценка их нефтегазоносности / Ю. И. Галушкин. — М.: Научный мир, 2007. — 456 с.

УДК 550.47

DOI 10.25205/978-5-4437-1312-0-108-110

## Этапы миграции углеводородов на юго-восточном склоне Анабарской антеклизы

В. А. Каширцев, Д. А. Новиков

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

**Аннотация.** Взаимоотношения нефтей и нафтидов с кимберлитовыми телами Далдыно-Алакитского района позволили выделить три основных этапа миграции углеводородов. Первый — до-эксплозивный этап представлен высокопарафиновыми нефтями слегка задетыми процессами катагенетических преобразований. Второй — синэксплозивный этап миграции (около 370 млн. лет) оставил следы нафтидов в кимберлитах и в зонах контактов. Степень катагенетических преобразований весьма различна. Третий тип нефтей — постэксплозивный наиболее широко распространен во вмещающих трубки кембрийских карбонатных породах. Не несет следов контактового метаморфизма. По геохимическим признакам третий тип существенно отличается от первых двух, и весьма близок к нефтям месторождений Мирнинского выступа Ботуобинской нефтегазоносной области.

**Ключевые слова:** Анабарская антеклиза, кимберлитовые трубки, нефти, нафтиды.

## Stages of hydrocarbon migration on the southeastern slope of the Anabar antecline

V. Kashirtsev, D. Novikov

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, Novosibirsk

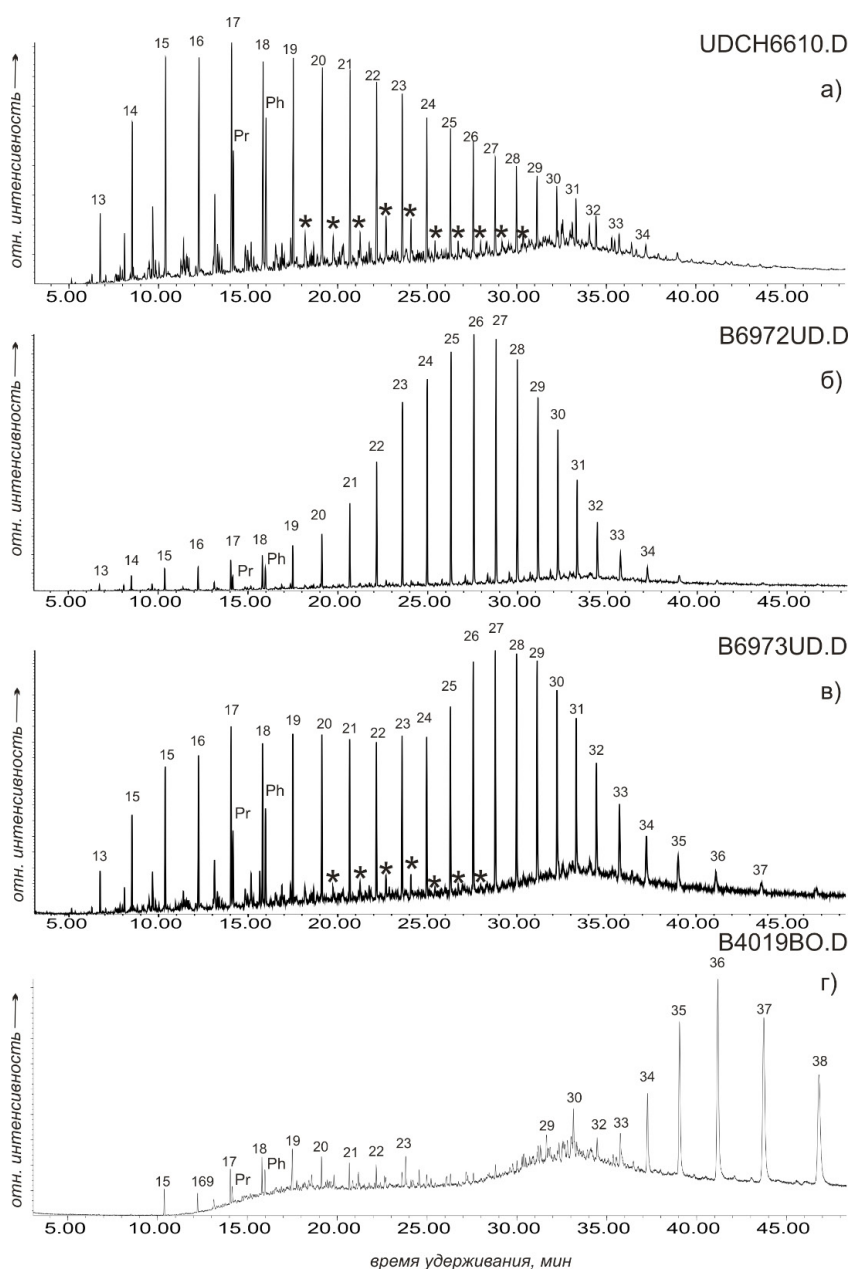
**Abstract.** The relationship of oils and naphthides with kimberlite pipes of the Daldino-Alakitsky district allowed us to distinguish three main stages of hydrocarbon migration. The first — preexplosive stage is represented by high-paraffin oils slightly affected by the processes of catagenetic transformations. The second — synexplosive stage of migration (about 370 million years) left traces of naphthides in kimberlites and in contact zones. The degree of catagenetic transformations is very different. The third type of oil, postexplosive, is most widespread in the Cambrian carbonate rocks containing the pipes. Does not bear traces of contact metamorphism. According to geochemical characteristics, the third type differs significantly from the first two, but is very close to the oils of the Mirninsky arch of the Botuobinsk oil and gas bearing region.

**Key words:** Anabar antecline, kimberlite pipes, oil, naphthides.

Изучая нефтепроявления и их взаимоотношения с изверженными и вулканическими телами на склонах Анабарской антеклизы и в Тунгусской синеклизе, И. С. Гольдберг и К. К. Марков [2] пришли к выводу, что на этой огромнейшей территории произошли два основных

этапа миграции углеводородных флюидов — дотрапповый и посттрапповый. Последний продолжался весьма продолжительное время и в конечном итоге был ответственен за все крупнейшие месторождения нефти под соляными толщами в зарифовой фациальной области и за уникальные битумные скопления в открытой морской фациальной области.

К югу и юго-востоку от Анабарской антеклизы известна целая серия кимберлитовых трубок (Далдыно-Алакитский район), вмещающие породы которых как и рудные тела содержат нефте- и битумопроявления различной консистенции, в том числе различающиеся по твердости и хрупкости [1,4]. Наиболее широко нефти и нафтиды распространены во вмещающих отложениях и иногда непосредственно в рудных телах трубки Удачная. По групповому составу и данным ИК- и УФ-спектроскопии проявления представлены нефтями, мальтами, и реже озокеритоподобными соединениями [3].



Масс-хроматограммы насыщенных углеводородов основных типов нафтидов района тр. Удачная

Pr - пристан  
Ph - фитан \* - 12 и 13 монометилалканы

Наиболее насыщены вмещающие породы северо-восточного фланга кимберлитового тела трубки Удачная. Здесь нефти и битумы фиксируются буквально от поверхности до глубины в 700 м, достигая наибольшей интенсивности в интервале 250–500 м. Толщина (мощность) нефтенасыщенных прослоев достигает 10–15 м. На западном фланге кимберлитового поля наибольшая нефтенасыщенность вмещающих пород фиксируется на глубинах 650–900 м.

Хромато-масс-спектрометрические исследования показали (см. рисунок, а), что широко распространенные нефти обычно не затронуты процессами контактового метаморфизма и содержат целый ряд углеводородов-биометок, типичных для нефтей Непско-Ботуобинской НГО и, в частности, для ближайших месторождений Мирнинского выступа [5]. Этот тип нефтей выделяется как постэксплозивный, (т.е. моложе 370 млн. лет — возраст трубки). И в конечном итоге был самым продолжительным на Сибирской платформе, который создал все крупнейшие месторождения нефти под соляными толщами в зарифовой фациальной области и уникальные битумные скопления в открытой морской фациальной области.

Нефти доэксплозионного типа (см. рисунок, б) приурочены к удачинской свите в интервале глубин 1130–1430 м. Для них характерен высокомолекулярный максимум нормальных алканов на С26–С27 и отсутствие 12 и 13 монометилалканов. Некоторые из этих нафтидов на контакте с кимберлитами изменены: деасфальтизированы и отличаются необычно высокомолекулярными парафинами с максимумом распределения на С36 (м. рисунок, з). Определенная часть углеводородных флюидов проникла в полость трубки совместно с кимберлитовым расплавом, оставляя внутри рудного тела нафтиды, измененные до нефтяного кокса (синэксплозионный тип следов миграции).

### Список литературы

1. Бодунов Е. И., Белецкий В. Л., Фрадкин Г. С., Зуева И. Н. Геология, гидрогеология и геохимия нефти и газа южного склона Анабарской антеклизы. — Якутск: ЯФ СО АН СССР, 1986. — 176 с.
2. Гольдберг И. С., Макаров К. К. Основные этапы и стадии миграции нефти в Тунгусской синеклизе и Анабарской антеклизе (Сибирская платформа) // Геология и геофизика. — 1966. — № 3. — С. 3–19.
3. Зуева И. Н., Уткина Н. А., Бодунов Е. И. Химическая структура нафтидов Далдыно-Алакитского района (по данным ИК- и УФ-спектроскопии) // Геология и геохимия нефтеносных и угленосных районов Якутии. — Якутск: ЯФ СО АН СССР, 1987. — С. 99–110.
4. Каширцев В. А., Парфенова Т. М., Моисеев С. А., Черных А. В., Новиков Д. А., Бурштейн Л. М., Долженко К. В., Рогов В. И., Мельник Д. С., Зуева И. Н., Чалая О. Н. Прямые признаки нефтегазоносности и нефтематеринские отложения Суханского осадочного бассейна Сибирской платформы // Геология и геофизика. — 2019. — Т. 60. — № 10. — С. 1472–1487.
5. Чалая О. Н., Зуева И. Н., Каширцев В. А., Трущелева Г. С., Лифшиц С. Х., Карелина О. С. Состав и свойства нефтей Иреляхского месторождения // Физико-технические проблемы добычи, транспорта и переработки нефти и газа в северных регионах. — Якутск: ЯФ Изд-ва СО РАН, 2002. — С. 202–207.

УДК 550.4:552.578+551.76

DOI 10.25205/978-5-4437-1312-0-111-113

## **Геохимия рассеянного органического вещества юрско-меловых пород Южно-Тамбейской площади (п-ов Ямал)\***

Н.С. Ким

Институт нефтегазовой геологии и геофизики  
им. А.А. Трофимука СО РАН, Новосибирск  
Новосибирский государственный университет, Новосибирск

**Аннотация.** Методами органической геохимии исследован керновый материал, отобранный на Южно-Тамбейской площади. На основании анализа содержаний органического углерода в породах, пиролиза, состава и распределения углеводородов-биомаркеров, изотопного состава углерода нерастворимого органического вещества определены тип исходного органического вещества и степень его преобразованности, оценен нефтегазогенерационный потенциал изученных юрско-меловых пород.

**Ключевые слова:** органическая геохимия, пиролиз, углеводороды-биомаркеры, нефтегазоматеринские породы, север Западной Сибири

## **Geochemistry of Dispersed Organic Matter in Jurassic-Cretaceous Rocks of the South Tambey Area (Yamal Peninsula)**

N. Kim

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, Novosibirsk  
Novosibirsk State University, Novosibirsk

**Abstract.** The core material taken in the South Tambey area have been studied using organic geochemistry methods. Based on the analysis of organic carbon content in rocks, pyrolysis, composition and distribution of biomarker hydrocarbons, carbon isotopic composition of kerogen, the type of initial organic matter and the degree of its transformation were determined, and the oil and gas generation potential of the studied Jurassic-Cretaceous rocks was estimated.

**Key words:** organic geochemistry, pyrolysis, hydrocarbons-biomarkers, potential source rock, north of Western Siberia

Территория исследования расположена на северо-востоке полуострова Ямал. Несмотря на недостаточную изученность северных районов Западной Сибири, в особенности глубокопогруженных юрских отложений, эта территория рассматривается как достаточно перспективная в плане прироста запасов углеводородов. На месторождениях Тамбейской группы были открыты газоконденсатные залежи и залежи с нефтяными оторочками. На сегодняшний день опу-

---

\* Работа выполнена в рамках проекта ФНИ FWZZ-2022-0011.

© Н.С. Ким, 2022



бликован ряд исследований, посвященных изучению органического вещества пород, нефтей и конденсатов в этом районе [1–3 и др.].

Целью проведенного исследования было выявление потенциально нефтегазоматеринских толщ в юрско-меловом разрезе с использованием методов органической геохимии. Изученная коллекция, отобранная сотрудниками ИНГГ СО РАН, в основном А.Н. Фоминым, представлена 117 образцами аргиллитов и алевролитистых аргиллитов среднеюрско-позднемелового возраста из четырех скважин Южно-Тамбейской площади. Средние концентрации органического углерода в юрских породах выше (2,35 % на породу по 76 пробам), чем в меловых (1,82 % по 41 пробе). Повышенные содержания  $C_{\text{орг}}$  (5–14 % на породу), связанные с наличием растительного детрита в составе пород, зафиксированы как в среднеюрских вымской и малышевской свитах, так и верхнемеловой марресалинской свите.

В исследованном разрезе были обнаружены миграционные битумоиды в ахской и березовской свитах. По распределению углеводородов-биомаркеров источником аллохтонных битумоидов в ахской свите являлось аквагенное ОВ, в березовской — смешанное ОВ. Зрелость ОВ отвечает главной зоне нефтеобразования.

Большая часть образцов с автохтонными битумоидами (21 шт.) содержит ОВ, связанное с высшей наземной растительностью, и характеризуется невысокими значениями водородного индекса ( $<175$  мг УВ/г  $C_{\text{орг}}$ ), преобладанием стерана  $C_{29}$  (49–72 % на сумму гомологов  $C_{27-29}$ ,  $C_{29}/C_{27}=1,90-5,79$ ) и низкомолекулярных трицикланов  $C_{19}$ ,  $C_{20}$  (трициклановый индекс  $I_{\text{TC}}$  варьирует от 1,69 до 11,17). В 11 образцах диагностировано преобладание исходного аквагенного ОВ. Для них свойственен широкий диапазон значений водородного индекса (от 87 до 406 мг УВ/г  $C_{\text{орг}}$ ), приблизительно равные содержания гомологов стеранов  $C_{29}/C_{27}=0,89-1,30$ , трициклановый индекс  $I_{\text{TC}}$  преимущественно меньше или близок к 1, за исключением битумоидов ахской свиты ( $I_{\text{TC}}$  до 3,10). Главным образом аквагенный тип ОВ свойственен малышевской и ахской свитам. Прослой пород с аквагенным ОВ выявлены так же в вымской, абалакской, марресалинской свитах. Кроме того, в двух образцах из абалакской свиты обнаружен смешанный тип исходного ОВ.

Условия в диагенезе для битумодов всех типов были субокислительные. На это указывают значения отношения Pr/Ph большие или близкие к 1, преобладание гомогпана  $C_{34}$  над гопаном состава  $C_{35}$ , присутствие диагопана  $C_{30}$ .

В 33 % изученных аргиллитов абалакской свиты органический углерод содержится в концентрациях ниже кларковых, среднее значение  $C_{\text{орг}}$  для 9 образцов составляет 1,18 % на породу. Наряду с низкими значениями водородного индекса, варьирующего от 20 до 73 и достигающего 103 мг УВ/г  $C_{\text{орг}}$  в скважине № 170, это не позволяет рассматривать абалакскую свиту в качестве нефтегазогенерационной.

Зрелость большей части изученного ОВ отвечает главной зоне нефтеобразования ( $T_{\text{max}}=436-464$  °С, CPI=1,07–1,21, стерановые коэффициенты для  $C_{29}$   $20S/20R=0,60-1,31$ ,  $\beta\beta 20S+R/\alpha\alpha 20R=1,13-7,06$ ,  $Ts/Tm=0,45-25,55$ ). Исключение составляет незрелое ОВ марресалинской и березовской свит ( $T_{\text{max}}=422-432$  °С, CPI=2,56, для стеранов  $20S/20R=0,20$ ,  $\beta\beta 20S+R/\alpha\alpha 20R=0,75$ , присутствие биогпанов и гопенов).

Из 4 образцов (вымская, малышевская, ахская и марресалинская свиты) скважины № 170 были выделены керогены. По содержанию водорода (4,3–5,0 % на ОВ) все они относятся к ОВ террагенного типа, тогда как распределение биомаркеров в битумоидах террагенный тип ОВ показало только для образца вымской свиты. Для меловых керогенов свойственны повышенные содержания азота — 2,6 и 3,5 % на ОВ. В юрских керогенах азот содержится в меньших количествах (1,7 и 1,8 %). На связь исходного ОВ с высшей наземной растительностью

указывает и тяжелый изотопный состав углерода нерастворимого органического вещества, вне зависимости от состава битумоидов он варьирует от -26,9 до -23,1‰. Вероятно, различия в диагностике типа ОВ по битумоидам и керогенам связаны с присутствием доли террагенного ОВ во всех образцах, источником битумоидов являются главным образом липидно-липоидные компоненты исходного живого вещества. Так же, скорее всего, оказал влияние процесс фракционирования изотопов углерода в диагенезе, зависящий от обстановок захоронения.

К сожалению, среди изученной коллекции кернового материала не представлены отложения баженовского стратиграфического горизонта. В работе [1] приводятся данные по образцу баженовской свиты из расположенного рядом Северо-Тамбейского месторождения. Органическое вещество содержится в достаточно высокой концентрации ( $C_{\text{орг}} = 2,9\%$  на породу), связано с исходным морским сапропеливым ОВ (доминирование низкомолекулярных нормальных алканов  $C_{13}$ - $C_{21}$ , высокое содержание стеранов  $C_{27}$ ), которое захоронялось при субокислительных условиях ( $\text{Pr/Ph}=2,6$ , гомогопаны  $C_{35}<C_{34}$ ), и достигло по уровню зрелости главной фазы нефтеобразования [1].

Исследование нефтей и конденсатов Тамбейских месторождений показало [1, 2], что обнаружены нафтиды, как смешанного генотипа, так и связанные с исходным ОВ аквагенного и террагенного типов.

Суммируя всю опубликованную и полученную информацию по составу ОВ и нефтей можно предположить следующее: 1. Нефти «морского» типа с легким изотопным составом углерода (-30,2‰ [2]) имеют своим источником ОВ баженовской свиты, для которой, вероятно, привнос ОВ с суши был минимальным. 2. Нефти «неморского» типа могут быть связаны с обогащенными террагенным ОВ среднеюрскими лайдинской и вымской свитами. 3. Нефти смешанного генотипа, широко распространенные в этом районе, были генерированы ОВ с значительной долей аквагенного вещества, рожденного в бассейне осадконакопления — малышевской и ахской свитами.

### Список литературы

1. Чахмахчев А.В. Углеводороды-биомаркеры при геохимической оценке перспектив нефтегазоносности Ямала / А.В. Чахмахчев, Н. Сузуки, В.А. Чахмахчев // Геохимия. — 1995. — №5. — С. 665–675.
2. Фурсенко Е.А. Геохимия нефтей и конденсатов месторождений Тамбейской группы (полуостров Ямал, Западная Сибирь) / Е.А. Фурсенко, А.И. Бурухина // Химия в интересах устойчивого развития. — 2021. — Т.29. — №4. — С. 507–522.
3. Фурсенко Е.А. Современные представления о геохимии органического вещества и нафтидов мезозойских отложений арктических районов Западной Сибири / Е.А. Фурсенко, А.И. Бурухина, Н.С. Ким, А.П. Родченко // Геохимия. — 2021. — Т.66. — №12. — С. 1077–1105.
4. Лопатин Н.В. Пиролиз в нефтегазовой геохимии / Н.В. Лопатин, Т.П. Емец. — М.: Наука, 1987. — 144 с.
5. Peters K. E. Guidelines for Evaluating Petroleum Source Rock Using Programmed Pyrolysis / K. E. Peters // The American Association of Petroleum Geologists Bulletin. — 1986. — V.70. — №13. — P. 318–329.

УДК 553.98

DOI 10.25205/978-5-4437-1312-0-114-117

## **Свободные и сорбированные углеводородные и неуглеводородные газы углеродисто-терригенных пород золоторудных месторождений Енисейского кряжа**

А.А. Ковалев

Институт горного дела, геологии и геотехнологий СФУ, Красноярск

**Аннотация.** Изучение современного дегазационного потока газов из рудовмещающих пород и залегающих ниже литологических разностей на территории Енисейского кряжа — актуальное направление геохимических исследований. Результаты изучения могут быть использованы в перспективных исследованиях генезиса золоторудных месторождений и разработки критериев их прогноза. Одним из направлений применения является обеспечение эффективной безопасности труда на объектах добычи полезных ископаемых. Авторами впервые определен компонентный состав, количественные показатели, качественные и генетические критерии газовых систем свободного выделения из рудовмещающих золотоносных пород, а также сорбированных в них газов.

**Ключевые слова:** Углеводородные и неуглеводородные газы, геохимия, современный дегазационный поток, золотоносные месторождения, Енисейский кряж

## **Free and sorbed hydrocarbon and non-hydrocarbon gases of carbonaceous-terrigenous rocks of gold deposits of the Yenisei Ridge**

A. Kovalev

Institute of mining, geology and geotechnologies  
of the Siberian Federal University, Krasnoyarsk

**Abstract.** Study of modern ore-hosting rock and underlying lithological varieties degassing on the territory of Yenisei Ridge is a topical area of geochemical research. Results of the present work could be of use in many promising studies which aim to investigate the genesis of gold-bearing deposits and to develop criteria for their forecast. One of the areas of application has to do with effective security at mining sites. The authors were the first to determine the component constitution of gas systems, quantitative indicators, qualitative and genetic criteria of ore-hosting rock degassing and sorbed gases.

**Key words:** Hydrocarbon and non-hydrocarbon gases, geochemistry, modern degassing flow, gold deposits, Yenisei Ridge

### **Введение**

В рамках работ, посвященных изучению рудогенеза золотоносных месторождений Енисейского кряжа, локализованных в углеродисто-терригенных породах [1,2], зафиксирован широкий диапазон содержаний углеводородных (УВ) и неУВ газов флюидных включений в кварце и сульфидах рудовмещающих пород: CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub>, N<sub>2</sub>, низко- и высокомолекулярных

углеводородов, S-, N- и галогенсодержащих (F, Cl) соединений. Вопрос о их генезисе остается дискуссионным. Отмечается, что смещение изотопного состава суммарного углерода флюида близко к значениям изотопного состава органического вещества (ОВ) углеродистых сланцев, что объясняется взаимодействием растворов и вмещающих отложений [3]. С другой стороны,  $\delta^{13}\text{C}_{\text{орг}}$  включений, с повышенным содержанием  $\text{CO}_2$  в кварце свидетельствует об эндогенной природе последних [2]. Исследователями зафиксирован факт современной углеводородной дегазации на месторождениях, подробное изучение параметров которой не производилось до настоящего времени.

### Объект и методы исследования

На одном из золотодобывающих объектов Енисейского кряжа авторами впервые изучены газовые системы свободного выделения из буровзрывных скважин (БВС), а также, сорбированные газы в образцах керна геологоразведочной скважины. Газовой хроматографией и масс-спектрометрией изучены: компонентный состав, количественные показатели, качественные и генетические критерии обозначенных выше газовых систем.

### Результаты

Определен метаново-кислородно-азотный и углекислотно-кислородно-азотный состав свободных газов БВС. Неуглеводородная часть газов представлена, главным образом, азотом (от 67,4 до 78,8 % об.), кислородом (14,35–20,89 % об.),  $\text{CO}_2$  (0,11–0,84 % об.), водородом (от 0,0008 до 0,073 % об.) и гелием (0,0002–0,36 % об.).

УВ часть газовых систем состоит из метана (от 2,20 до 14170 % об.  $n \times 10^{-3}$ ), газообразных  $\text{C}_2$ - $\text{C}_4$  (от 0,26–674,28 % об.  $n \times 10^{-3}$ ) и парообразных  $\text{C}_5$ - $\text{C}_6$  (0,02–7,36 % об.  $n \times 10^{-3}$ ) его гомологов, включая изомерные соединения бутана, пентанов и гексанов. Отмечается отсутствие непредельных УВ с молекулярной массой по углероду больше 3-х, а объемная доля этилена и пропилена находится на уровне разрешающей способности аналитической аппаратуры.

Средняя объемная доля метана составляет 0,34 %, и на несколько порядков превышает значение фоновой концентрации такового в приземной атмосфере —  $2 \times 10^{-4}$  % об. (по данным доклада международной группы экспертов по изменению климата (МГЭИК)).

Относительное содержание  $\text{CH}_4$  в УВ части газовых систем изменяется от 70,1 до 97,1 % отн., при среднем значении 92,7 % отн. Таковые для газообразных и парообразных гомологов метана варьируют от 2,88 до 27,43 и 0,01–5,02 % отн. соответственно; а среднестатистический коэффициент жирности углеводородных газов буровзрывных скважин составляет  $\approx 8$  у.е. — показатель «полужирного» состава (по И. С. Старобинцу) [4].

Выполнена математическая обработка газо-геохимических данных и определена тесная корреляционная связь между гелием, водородом, метаном, газообразными и парообразными его гомологами, а также отрицательная зависимость перечисленных выше компонентов с кислородом и азотом.

Изучение качественного состава и количественных показателей сорбированных породой газов произведено методами термовакуумной дегазации и газовой хроматографии.

Сорбированные газовые системы характеризуются углекислотно-кислородно-азотным составом с вариациями объемного содержания неУВ компонентов: азота — от 77,11 до 93,83 %, кислорода (5,15–20,91 %),  $\text{CO}_2$  (0,11–0,91 %), водорода — от 0,0005 до 0,0067 % и гелия (0,00052–0,0024 %).

Углеводородная составляющая представлена метаном (2,52–328,4 % об.  $n \times 10^{-3}$ ) газообразными (0,08–51,02 % об.  $n \times 10^{-3}$ ) и парообразными (0,03–4,69 % об.  $n \times 10^{-3}$ ) его гомоло-

гами, включая изомерные соединения, а также непредельные УВ: этилен, пропилен и бутен, что является отличительной чертой сорбированных от спонтанно выделяющихся газов буровзрывных скважин.

Согласно геологическому материалу геологоразведочной скважины, вскрывшей породы кординской свиты (RF<sub>1</sub>kd), основная часть разреза сложена литифицированными и метаморфизованными осадками углеродистых сланцев, представленных тремя чередующимися литологическими разностями пород (пачками): 1-я пачка, кварц-слюдистые сланцы; 2-я — кварц-карбонатные сланцы и третья — черные углеродистые сланцы.

Выполнен корреляционный анализ по данным газовой хроматографии сорбированных газов. Установлена значимая связь между гелием, метаном, газообразными УВ; азотом, гелием и парообразными гомологами метана. Слабая корреляционная зависимость — между гелием и азотом. Отмечается значимая отрицательная зависимость между кислородом и парообразными соединениями, а также между кислородом и азотом.

В представительных по содержанию объемной доли CO<sub>2</sub> пробах газовых систем ядра исследован изотопный состав δ<sup>13</sup>C, вариации изотопных соотношений — от 15,8 до 6,2 ‰.

### Заключение

Обобщая результаты проведенных исследований установлено:

- изученные породы склонны к газопроявлению, что подтверждается наличием современного газообразного и парообразного флюидного потока;
- состав газовых систем характеризуется наличием углеводородных и неуглеводородных компонентов; УВ часть состоит из метана и его гомологов; парообразные высококипящие УВ представлены пентанами и гексанами, а также их изомерами; неуглеводородная составляющая состоит в различных соотношениях из азота, кислорода, двуокиси углерода, водорода и гелия;
- в формировании газовых смесей принимают участие, главным образом, свободные газы диссипации из буровзрывных скважин, а также газовые составляющие открытых и/или полуоткрытых пор и трещин рудовмещающих пород; два последних морфо-генотипа содержат в углеводородной части однотипный компонентный состав;
- полигенность газовых систем, а в частности CO<sub>2</sub> и CH<sub>4</sub>, и их генезис связывается с процессами смешивания при миграции в различных соотношениях атмосферного и ювенильного CO<sub>2</sub>, водорастворенной углекислоты и углекислого газа нижней зоны каталитической преобразованности ОВ морского генезиса и в меньшей степени с флюидами закрытых пор или газовыми включениями в горных породах; диапазон δ<sup>13</sup>C метана характерен для аквагенного ОВ, находящегося в нижней термокаталитической, газоконденсато-генерирующей зоне.

### Список литературы

1. Гибшер, Н. А. Рудоносные флюиды золоторудного месторождения Эльдorado (Енисейский край, Россия) [Электронный ресурс]. / Н. А. Гибшер, А. А. Томиленко, А. М. Сазонов [и др.] // Геология и геофизика: электрон. науч. журнал. — 2018б. — Т. 59. — №8-18 с. — Режим доступа: <https://www.sibran.ru/journals/issue.php?ID=174318>.
2. Сазонов А. М. и др. Рудогенез месторождения золота Олимпиада (Енисейский край, Россия) [Электронный ресурс]. / А. М. Сазонов, Е. А. Звягина, С. А. Сильянов, К. В. Лобанов и др. // Геосферные исследования. — 2019. — №. 1. — 26 с. — Режим доступа: [http://journals.tsu.ru/geo/&journal\\_page=archive&id=1802](http://journals.tsu.ru/geo/&journal_page=archive&id=1802).

3. Кряжев С. Г. Генетические модели и критерии прогноза золоторудных месторождений в углеродисто-терригенных комплексах: автореф. дис. док-ра геол.-минерал. Наук / С. Г. Кряжев — Москва: ФГУП ЦНИГРИ. — 2017. — 52 с.

4. Старобинец И. С. Газогеохимические показатели нефтегазоносности и прогноз состава углеводородных скоплений. — М.: Недра, 1986. — 200 с.

УДК 553.983:547.721

DOI 10.25205/978-5-4437-1312-0-118-120

## Кислородсодержащие соединения органического вещества горючего сланца Дмитриевского месторождения\*

Е. Ю. Коваленко<sup>1</sup>, В. Байшибилова<sup>1</sup>, И. С. Король<sup>2</sup>, Т. А. Сагаченко<sup>1</sup>, Р. С. Мин<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Институт химии нефти СО РАН, Томск

<sup>2</sup>Институт нефтегазовой геологии и геофизики  
им. А. А. Трофимука СО РАН, ТФ, Томск

**Аннотация.** Методом селективной химической деструкции изучен состав «эфиро-» и «серосвязанных» соединений смолисто-асфальтеновых и масляных компонентов битумоида образца дмитриевского горючего сланца. Показано, что в структуре асфальтенов и смол присутствуют фрагменты, представленные насыщенными, ароматическими и кислородсодержащими соединениями, которые связаны между собой или с поликонденсированным ядром их молекул через эфирные и алкилсульфидные мостики. Состав кислородсодержащих соединений, находящихся в свободном виде в маслах исследуемого образца, идентичен составу кислородсодержащих соединений, находящихся в связанном виде, как в маслах, так и в смолисто-асфальтеновых компонентах.

**Ключевые слова:** растворимое органическое вещество, масла, смолы, асфальтены, кислородсодержащие соединения, структурные фрагменты.

## Oxygen-Containing Compounds of Organic Matter in Oil Shale from the Dmitrievskoye Oilfield

E. Kovalenko<sup>1</sup>, V. Bayshibilova<sup>1</sup>, I. Korol<sup>2</sup>, T. Sagachenko<sup>1</sup>, R. Min<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Institute of Petroleum Chemistry SB RAS, Tomsk

<sup>2</sup>Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, TF, Tomsk

**Abstract.** A composition of 'ether- and 'sulphur-bound' compounds of resin-asphaltene and oil components of bitumen in a sample of Dmitrievsky oil shale is investigated by the method of selective chemical destruction. It is shown that the structure of asphaltenes and resins contains fragments of saturated, aromatic and oxygen-containing compounds, which are linked to each other or to the polycondensed core of their molecules through ether and alkyl sulfide bridges. The composition of oxygen-containing compounds that are present in the free form in oil components of the sample under study is identical to that of oxygen-containing compounds that are present in the bound form both in oils and in resin-asphaltene components.

**Key words:** soluble organic matter, oils, resins, asphaltenes, oxygen-containing compounds, structural fragments.

\* Работа выполнена в рамках государственного задания ИХН СО РАН, финансируемого Министерством науки и высшего образования Российской Федерации (НИОКТР 1210312000185-6).

© Е. Ю. Коваленко, В. Байшибилова, И. С. Король, Т. А. Сагаченко, Р. С. Мин, 2022

В докладе представлены данные о составе низко- и высокомолекулярных кислородсодержащих соединениях, находящихся в свободном и связанном виде в растворимом органическом веществе (битумоиде) горючего сланца (ГС) Дмитриевского месторождения.

Методом хроматомасс-спектрометрии (ГХ-МС) изучены масляные компоненты ОВ и жидкие продукты химической деструкции эфирных и сульфидных мостиков в макромолекулах смол и асфальтенов битумоида и его масляных компонентов. Для анализа масел битумоида дополнительно использовали метод двумерной газовой хроматографии с времяпролетным масс-спектрометрическим детектором (ГХ-ГХ-МС).

Кислородсодержащие низкомолекулярные компоненты масел исследуемого битумоида представлены ароматическими и алифатическими соединениями. Среди ароматических соединений идентифицированы  $C_0-C_1$  флуорен-9-оны ( $m/z$  180), бензо[b]-, бензо[c]- и бензо[a]-флуорен-9-оны ( $m/z$  230), дибензофуран ( $m/z$  168) и его алкилгомологи состава  $C_1-C_3$ , бензонафто[1,2-d]-, безонафто[2,3-d]- и бензонафто[2,1-d]фураны ( $m/z$  218) и их метилпроизводные, динафто[1,2-b:1',2'-d]-, динафто[2,1-b:1',2'-d]фураны ( $m/z$  268), фенилдибензофураны ( $m/z$  244) и бензобисбензофураны ( $m/z$  258), а также 1-, 2-, 3-, 4- и 9-гидроксифенантрены ( $m/z$  194) и  $C_0-C_3$ -гидроксифлуореноны ( $m/z$  196). Среди алифатических соединений установлен гомологический ряд монокарбоновых кислот ( $m/z$  60) состава  $C_{10}-C_{16}$  с преобладанием соединений с четным числом атомов углерода в молекуле. С использованием ГХ-ГХ-МС в маслах битумоида дмитриевского ГС однозначно установлено присутствие 4-метилдибензофурана, 1,2-диметилнафто[2,1-b]фурана и 4-метил-1-нафталдегида.

Методом селективной химической деструкции с использованием бромиды бора и бориды никеля показано, что в молекулах низкомолекулярных (масел) и высокомолекулярных (асфальтены и смолы) компонентов ОВ дмитриевского ГС, присутствуют фрагменты, связанные через эфирные и сульфидные мостики. Установлено, что через эфирные мостики в их структуре связаны алифатические и ароматические соединения (см. таблицу). Среди О-связанных насыщенных соединений идентифицированы сходные по молекулярно-массовому распределению алканы и терпаны. Отличительной особенностью смолисто-асфальтеновых компонентов является присутствие в их составе «эфиросвязанных» моноциклических ароматических углеводородов. При этом фенилалканы являются структурными фрагментами только молекул асфальтенов, а алкилзамещенные бензолы — структурными фрагментами молекул смол. В отличие от смол для макромолекул асфальтенов характерен более широкий набор тетра- и пентациклических ароматических углеводородов. Также в составе смолисто-асфальтеновых компонентов через эфирные мостики связаны соединения, содержащие в структуре один или два атома кислорода — дибензофуран, бензонафто[1,2-d]-, безонафто[2,3-d]- и бензонафто[2,1-d]фураны, фенилдибензофураны, бензо[a]-флуорен-9-он, гидроксифенантрены и бензобисбензофураны.

«Серосвязанные» кислородсодержащие соединения установлены только в составе макромолекул высокомолекулярных компонентов. И в смолах и в асфальтенах они представлены алифатическими монокарбоновыми кислотами состава  $C_{15}-C_{24}$ . В продуктах десульфуризации асфальтенов дополнительно идентифицированы изомеры бензонафтофурана и его метилпроизводные и фенилдибензофураны.

Накопление и обобщение информации о составе кислородсодержащих соединений органического вещества ГС имеет существенное значение для решения проблем, связанных с их рациональным использованием. С одной стороны, они являются реликтовыми биомаркерами, а с другой — представляют собой ценное сырье для химической промышленности.



**Состав «эфиросвязанных» углеводородов и кислородсодержащих соединений  
в структуре смолисто-асфальтеновых и масляных компонентов ОВ дмитриевского ГС**

Общая формула, m/z	Соединения	Асфальтены	Смолы	Масла
<b>Насыщенные углеводороды</b>				
$C_n H_{2n+2}$ , 71	алканы	$C_{15}-C_{53}$	$C_{16}-C_{30}$	$C_{16}-C_{53}$
$C_n H_{2n-8}$ , 191	терпаны	$C_{27}-C_{55}$	$C_{27}, C_{29}-C_{55}$	$C_{27}-C_{53}$
<b>Моноциклические ароматические углеводороды</b>				
$C_n H_{2n-6}$ , 91	алкилбензолы	-	$C_{18}-C_{28}$	-
	фенилалканы	$C_{16}-C_{19}$	-	-
$C_n H_{2n-6}$ , 105	алкилтолуолы	-	$C_{18}-C_{28}$	-
$C_n H_{2n-6}$ , 119	алкилсилолы	-	$C_{19}-C_{31}$	-
$C_n H_{2n-6}$ , 133	тетраметилзамещенные бензолы	-	$C_{20}-C_{23}$	-
<b>Бициклические ароматические углеводороды</b>				
$C_n H_{2n-12}$ , 128+14n	нафталины	-	-	$C_3-C_4$
$C_n H_{2n-14}$ , 154+14n	дифенилы	$C_0$	-	$C_2-C_4$
<b>Трициклические ароматические углеводороды</b>				
$C_n H_{2n-16}$ , 166+14n	флуорен	-	-	$C_2-C_3$
$C_n H_{2n-18}$ , 178+14n	фенанрены	$C_0-C_4$	$C_0-C_4$	$C_0-C_4$
$C_n H_{2n-20}$ , 204+14n	фенилнафталины	$C_0-C_1$	-	$C_0-C_3$
<b>Тетрациклические ароматические углеводороды</b>				
$C_n H_{2n-22}$ , 202+14n	флуорантены	$C_0-C_2$	$C_0-C_2$	$C_0-C_2$
	пирены	$C_0-C_2$	$C_0-C_2$	$C_0-C_2$
$C_n H_{2n-22}$ , 216	бензофлуорены	$C_0$	-	-
$C_n H_{2n-24}$ , 228+14n	хризены	$C_0-C_2$	-	$C_0-C_2$
	трифенилены	$C_0-C_2$	-	$C_0-C_2$
	бензоантрацены	$C_0-C_2$	-	$C_0-C_2$
	нафтацены	$C_0-C_2$	-	$C_0-C_2$
	бензофенантрены	$C_0-C_2$	-	$C_0-C_2$
<b>Пентациклические ароматические углеводороды</b>				
$C_n H_{2n-28}$ , 252+14n	перилены	$C_0-C_1$	-	$C_0-C_1$
	бензо[e]пирены	$C_0-C_1$	-	$C_0-C_1$
<b>Кислородсодержащие соединения</b>				
$C_{12}H_8O$ , 168	дибензофуран	$C_0$	$C_0$	-
$C_{16}H_{10}O$ , 218	бензонафтофураны	$C_0$	$C_0$	-
$C_{18}H_{12}O$ , 244	фенилдибензофураны	$C_0$	$C_0$	-
$C_{17}H_{10}O$ , 230	бензо[a]-флуорен-9-он	$C_0$	$C_0$	-
$C_{14}H_9OH$ , 194	гидроксифенантрены	$C_0$	$C_0$	-
$C_{18}H_{10}O_2$ , 258	бензобисбензофураны	$C_0$	$C_0$	-

УДК 550.4

DOI 10.25205/978-5-4437-1312-0-121-123

## **Условия формирования углеродных парагенезов в позднем докембрии**

Д. Д. Кожанов, М. А. Большакова, Н. В. Пронина

Московский государственный университет им. М. В. Ломоносова, Москва

**Аннотация.** В данной работе показано, что во многих нефтегазоносных бассейнах мира области распространения осадочных толщ докембрия, обогащенных органическим веществом, зачастую совпадают с крупнейшими алмазоносными провинциями и рудными полями. Эти природные ассоциации — совокупность пород, обогащенных органическим веществом, самого органического вещества и его производных, алмазов, карбонатов и металлических руд названы углеродными парагенезами. В связи с этим, проблема выявления условий формирования подобных углеродных парагенезов в позднем докембрии представляется весьма актуальной. В материалах тезисов представлена одна из возможных непротиворечивых, но требующих проведения дальнейших исследований моделей.

**Ключевые слова:** парагенезы, органическое вещество, докембрий.

## **Late Precambrian Carbon Parageneses Conditions Formation**

D. Kozhanov, M. Bolshakova, N. Pronina

Lomonosov Moscow State University, Moscow

**Abstract.** This paper shows that in many oil and gas basins of the world, the areas were Precambrian organic rich sedimentary rocks spread often coincide with the largest diamond-bearing provinces and ore fields. These natural associations — a set of rocks enriched with organic matter, organic matter itself, diamonds, carbonates and metal ores are called carbon parageneses. The problem of identifying the conditions suitable for the formation of such carbon parageneses in the late Precambrian seems to be very important. One of the possible and consistent models is shown in this work.

**Key words:** paragenesis, organic matter, Precambrian.

### **Введение**

В этой работе авторы попытались осмыслить и описать одно из интереснейших геологических явлений позднего протерозоя — дегазацию мантии и связанные с ней гидротермально-флюидноэксплозивные процессы, следы которых наблюдаются практически на всех континентах Земного шара.

Нашей целью было показать геологически обоснованную, непротиворечивую модель парагенетического образования месторождений алмазов, ценных металлов, твердых и жидких горючих полезных ископаемых в осадочных породах позднего протерозоя.

### Объект исследования

Объектом исследования, послужили кочешорские отложения Ефимовской площади северо-востока Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна.

Ефимовская площадь расположена на стыке Тимана и Уральского горно-складчатого сооружения. В тектоническом плане объект приурочен к Полюдово-Колчимскому надвику южного Притиманья. Стратиграфически отложения кочешорской свиты ( $V_2$ кс) приурочены к верхнему отделу вендской системы.

### Обсуждение результатов

Под углеродными парагенезами в данной работе авторы понимают естественные ассоциации углеродсодержащих минералов, металлических руд, органического вещества и его производных, встречающихся в прибортовых зонах докембрийских авлакогенов.

Описание элементов углеродных парагенезов лучше начать с их литологической характеристики, а затем рассмотреть биомаркерные характеристики остаточного органического вещества.

Кочешорские толщи представлены переслаиванием песчаников, алевролитов и аргиллитов. Черные углеродистые сланцы развиты локально (зачастую линзовидно), характеризуются пиритовой и биотит-мусковитовой минерализацией. Общая мощность кочешорских отложений достигает 630 м (Паковский, 2019).

Углетрографический анализ показал, что исследуемые образцы можно условно разделить на две группы: условно нефтематеринские и еще более условно — коллекторы.

Породы первой группы представляют собой аргиллиты с высоким содержанием *органического вещества* (ОВ) и характеризуются следующими особенностями: органическое вещество присутствует в виде «твердых битумов или остаточного ОВ» и вторичных битумных пленок; степень преобразованности относительно высокая (начальные подстадии апокатагенеза).

Два образца условно отнесенные к «коллекторам», представлены мелко-среднезернистыми песчаниками и алевролитами. В породе много мелких «рудных» и других минералов. Органического вещества мало, оно встречается в виде битумных пленок, возможно, аллохтонных.

Пиролиз Rock-Eval показал, что изучаемые породы характеризуются содержаниями Сорг (ТОС) — до 3,95 % (в среднем 0,43 %), высокой зрелостью ОВ ( $T_{max}$  до 600 °С), крайне низкими показателями  $S_1$  (до 0,03 мгУВ/г породы) и  $S_2$  (до 0,13 мгУВ/г породы).

Несмотря на такие низкие значения пиролитических параметров, мы предприняли попытку экстракции этих образцов. В результате чего был получен битумоид, содержание которого составило менее 1 % на 150 г породы. Был проанализирован молекулярный и изотопный состав полученного битумоида.

По изотопному составу битумоиды могут быть охарактеризованы как преобразованное сапропелевое докембрийское ОВ ( $\delta^{13}C$  = от -29,3 до -30,38 ‰).

По результатам биомаркерного анализа, исходное органическое вещество определяется как морское, накопленное в относительно мелководных условиях в зонах карбонатно-глинистой седиментации. Формирование ОВ происходило за счет органических остатков бактериальных сообществ.

Мы предполагаем, что ОВ изучаемых углеродистых сланцев является преимущественно сингенетичным вмещающим породам, исходный тип органического вещества — сапропелевый. При этом, отложения кочешорской свиты практически полностью реализовали свой нефтегенерационный потенциал.

Говоря об углеродных парагенезах, необходимо также рассказать об основных генетических особенностях *карбонатных образований* (прожилков, гнезд и т.д.).

В работе И. И. Чайковского (2001) показан относительно легкий изотопный состав углерода и тяжелый — кислорода в карбонатных прожилках экзоконтактов пирокластитов, схожих с кочешорскими алмазоносными докембрийскими осадочно-метаморфизованными породами. Изотопный состав кислорода карбонатов свидетельствует об их осадочной природе. Возможно это результат захвата углерода из углекислого газа, образованного при выщелачивании карбонатов и окислении ОВ и углеводородов вмещающих толщ.

Во флюидогенных брекчиях встречаются зоны оруденения (Fe-Au-Cu-U и Mo-Cu-порфиновые, а также зоны с оловянным и золотым оруденением), которые образуют устойчивые парагенезы с ОВ, представленным графитом.

В ряде объектов были также обнаружены алмазы, аметисты и гранаты с углеводородными включениями, изотопный состав углерода которых значительно легче ( $\delta^{13}\text{C}$  до  $-26\text{‰}$ ) (Чайковский, 2001).

Такие парагенезы (органическое вещество, карбонаты, ассоциации металлов и алмазы) встречаются в протерозойских отложениях разных континентах земного шара (Евразия, Африка, Южная Америка, Австралия), что может указывать на происходившее в это время глобальное событие, связанное с образованием углеродных парагенезов, а также массовым вымиранием живых организмов (?).

### **Заключение**

Выполненная работа по обобщению опубликованных материалов и анализу собственных результатов проведенных исследований привели нас к пониманию того, что в различных бассейнах в докембрии видимо накапливались/формировались схожие ассоциации пород и минералов, содержащих углерод. Этот факт представляется весьма интересным и заслуживающим дальнейших исследований. До конца не ясными остаются многие вопросы, основной из них: какая же именно последовательность процессов приводит к формированию углеродистых парагенезов, связаны ли эти процессы напрямую с обстановками докембрия — обстановками, вероятно разительно отличающимися от современных, что не позволяет нам в полной мере применять метод актуализма при реконструкциях. Связаны ли события и процессы, приведшие к формированию углеродистых парагенезов с эволюцией органического мира, который активно развивался в докембрии?!

### **Список литературы**

1. Пактовский Ю. Г. Стадийность геологического развития территории Южного Притиманья в позднем протерозое // Вестник Пермского Университета. Геология, 2019. №2 (18). С. 108–124.
2. Пучков В. Н. Геология Урала и Приуралья (актуальные вопросы стратиграфии, тектоники, геодинамики и металлогении). — Уфа: ДизайнПолиграфСервис, 2010. — 280 с.
3. Соколов Б. А., Абля Э. А. Флюидодинамическая модель нефтегазообразования. — М.: ГЕОС, 1999. — 76 с.
4. Чайковский И. И. Петрология и минералогия интрузивных алмазоносных пирокластитов Вишерского Урала. — Пермь: Изд-во Перм. Ун-та, 2001. — 324 с.
5. Эндогенные рудоносные брекчиевые образования. Методические рекомендации по выявлению эндогенных брекчиевых образований различных генетических типов и оценке их потенциальной рудоносности применительно к задачам Госгеолкарт. — СПб.: Изд-во ВСЕГЕИ, 2018. — 104 с.

УДК 550.4

DOI 10.25205/978-5-4437-1312-0-124-127

## **Характеристика органического вещества вендских отложений Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна**

Д. Д. Кожанов, М. А. Большакова, Н. В. Пронина, Ю. В. Широбокова

Московский государственный университет им. М. В. Ломоносова, Москва

**Аннотация.** В тезисах представлены краткие выводы о литологии кочешорских отложений верхнего венда, а также о характеристике заключенного в ней органического вещества. Авторы делают выводы о том, что изучаемое органическое вещество, к настоящему времени катагенетически зрелое накопилось в прибрежно-морских условиях и имеет бактериальную природу. В заключении приводятся данные об исходных Сорг и HI, которые позволяют сделать вывод о том, что кочешорские отложения вероятно обладали благоприятными для генерации углеводородов характеристиками.

**Ключевые слова:** Волго-Урал, кочешорская свита, венд, органическое вещество.

## **Characteristics of the organic matter of the ancient Riphean-Vendian deposits of the Volga-Ural oil and gas basin**

D. Kozhanov, M. Bolshakova, N. Pronina, J. Schirobokova

Lomonosov Moscow State University, Moscow

**Abstract.** Lithological and geochemical characteristics of Volga-Ural Upper Vendian Kocheshora fm. are presented. Kocheshora organic matter is mature, was accumulated in shallow marine conditions and has bacterial origin. Reconstruction of initial TOC and HI are presented Kocheshora fm. had good source rock potential and generated predominantly oil.

**Key words:** Volga-Urals, Kocheshor Formation, Vendian, organic matter.

### **Введение**

В настоящее время рифей-вендские отложения представляют немалый интерес при проведении поисково-разведочных работ на территории Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна (НГБ). Некоторые области распространения этих отложений до сих пор практически не изучены.

Целью авторов являлось описание геолого-геохимических условий образования и преобразования органического вещества в отложениях кочешорской свиты верхнего венда ( $V_2$ кс) Ефимовской площади (северо-восток Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна). Актуальность темы исследования состоит в необходимости выявления геолого-геохимических особенностей накопления органического вещества (ОВ) в докембрии.

Образцы керн из поисковых скважин Ефимовской (Красновишерской) площади были проанализированы методами углепетрографии, хромато-масс-спектрометрии и изотопного

анализа. Для углепетрографических исследований и геохимического анализа были выбраны образцы из скважин 2, 4, 8 и 301, а именно: 2.3 — алевроитовый аргиллит, 2.6 — песчаник, 4.2 — алевроитовый аргиллит, 8.7 — алевролит, 8.10 — песчаник, 8.11 — аргиллитовый песчаник, 8.12 — алевролит, 301.16 — аргиллит, 301.24 — аргиллит.

В тектоническом плане Ефимовская площадь находится в зоне Полюдово-Колчимского надвига южного Притиманья. Изучаемые образцы представлены черными углеродистыми терригенными отложениями верхнего отдела венда ( $V_2$ кс) кочешорской свиты. Общая мощность кочешорских отложений достигает 630 м (Паковский, 2019).

Литологически темноцветные породы кочешорской свиты верхнего венда представлены алевролитами, аргиллитами, а также аркозовыми песчаниками с присутствием в породе битуминозно-глинистого вещества.

### **Результаты и их обсуждение**

Углепетрографический анализ пород кочешорской свиты ( $V_2$ кс) показал, что исследуемые образцы условно можно разделить на две группы. В первую группу (условно «нефтематеринские») вошли образцы 301.16, 301.24 и 8.12. Вторая группа представлена образцами 2.6 и 8.7. Эта группа еще более условно может быть названа «коллектор».

Породы первой группы представляют собой аргиллиты с высоким содержанием органического вещества (ОВ) и характеризуются следующими особенностями:

- Органическое вещество присутствует в виде «твердых битумов или остаточного ОВ» и вторичных битумных пленок;
- Степень преобразованности может быть оценена лишь по косвенным, качественным показателям и она относительно высокая (начальные подстадии апокатагенеза).
- Мацеральный состав изучаемых отложений представлен в виде «твердых битумов» или остаточного ОВ — твердых обуглероженных остатков ОВ после полной генерации ими жидких и газообразных продуктов.

В образцах 301.16 и 301.24 наблюдались участки включений твердых битумов, по морфологии зоны скопления напоминающие исходный битуминит, который полностью потерял целостность и четкие контуры. Размеры таких скоплений достигают 0,02 x 0,8 мм, они сопровождаются замещающими глобулами пирита, плотно покрывающими участки породы. Битумные пленки в прямом смысле являются пленками — оболочками, которые равномерно покрывают минеральный матрикс породы и придают ей коричневый цвет в отраженном свете. Это всегда подвижные (жидкие) новообразованные продукты, сопровождающие трансформацию ОВ. Их присутствие в породе свидетельствует о проходящем или прошедшем уже процессе нефтеобразования.

Два образца условно отнесенные к «коллекторам», представлены мелко-среднезернистыми песчаниками и алевролитами, содержат меньше ОВ, минеральный и гранулометрический состав их отличается от описанных выше образцов. Образец 2.6 представляет плохо сортированную породу с цементом, который был существенно изменен. В породе много мелких «рудных» и других минералов, расцветивающих породу разными цветами. Органического вещества мало, встречается в виде битумных пленок, возможно, аллохтонных. Образец 8.7 представлен довольно однообразным сильно уплотненным песчаником (мало пор) с прослоями аргиллитов, содержащих ОВ. Толщина таких прослоев — до 0,02 мм.

Поскольку замерить показатель отражения по какому-либо мацералу не представлялось возможным, можно предположить, что уровень катагенеза исследованных пород довольно высок и находится на стадии начального апокатагенеза. Вывод основывается на анизотропии

твердых включений ОВ, названных «твердыми битумами» и отсутствии люминесцентного свечения битумных пленок. Для рассеянного органического вещества (РОВ) такое состояние характерно после прохождения ГФН и далее.

При пиролитическом анализе образцов, методом Rock-Eval было показано, что изучаемые породы характеризуются значительными содержаниями Сор<sub>г</sub> — до 3,95 % (в среднем 0,43 %), высокой зрелостью ОВ (Т<sub>max</sub> до 600°C), крайне низкими показателями S<sub>1</sub> (до 0,03 мгУВ/г породы) и S<sub>2</sub> (до 0,13 мгУВ/г породы). Водородный индекс низкий (до 50 мг УВ/г ТОС) за счет выявленной ранее высокой преобразованности ОВ и пород изучаемого комплекса отложений.

Тем не менее, при холодной экстракции были получены битумоиды, которые в дальнейшем анализировались с использованием методов хромато-масс-спектрометрии и изотопного анализа. По результатам биомаркерного анализа исходное органическое вещество определяется как смешанное накопленное в мелководных (озерно-морских) бедных серой условиях в зонах преимущественно глинистой седиментации. Также, по результатам проведенного анализа, некоторые образцы тяготеют к карбонатному (по литологии НМТ) источнику ОВ. Но, поскольку в вендских отложениях изучаемого региона карбонатные прослои не встречены, выявленный факт может свидетельствовать о вкладе ОВ и углеводородов, генерированных нижележащими нефтематеринскими породами рифея.

Предположительно, формирование ОВ происходило за счет органических остатков бактериальных сообществ, а также фитопланктона. Это подтверждается проведенным ранее (Кожанов и др., 2021; Шумилова и др., 2000) анализом распределения n-алканов, а также высокими значениями отношения показателей t<sub>28</sub>+t<sub>29</sub>/T<sub>s</sub> (>1) и низкими t<sub>19</sub>/t<sub>23</sub> (<<1).

Интересно, что при анализе отношения стеранов C<sub>27</sub>:C<sub>28</sub>:C<sub>29</sub> в их составе нередко преобладают стераны C<sub>29</sub>, что характерно для гумусового ОВ. При этом условия седиментации определяются как мелководно морские, близкие к континентальным. Наличие гаммацеранов (G) указывает на то, что исходное ОВ исследуемых образцов было накоплено в водах с повышенной соленостью.

По результатам исследования показано, что битумоиды, экстрагированные из отложений кочешорской свиты верхнего венда схожи между собой по характеру изотопно-фракционных кривых и могут быть охарактеризованы как значительно преобразованное сапропелевое ОВ (серповидная форма кривой, δ<sup>13</sup>C = от -29,3 до -30,38 ‰).

Таким образом, учитывая обстановку формирования кочешорских отложений, мы предполагаем, что ОВ изучаемых углеродистых сланцев является преимущественно сингенетичным вмещающим породам, исходный тип органического вещества — сапропелевый. При этом, можно рассматривать отложения кочешорской свиты в качестве исходно нефтематеринских, реализовавших свой нефтегенерационный потенциал, так как изначально они обладали всеми необходимыми параметрами для генерации углеводородов (maxТОС<sub>0</sub> и maxНН<sub>0</sub> при пересчете (Справочник..., 1999) на катагенетически непреобразованное состояние, примерно равны 12 % и 600 мг УВ/г ТОС соответственно).

## Список литературы

1. Кожанов Д. Д., Большакова М. А., Хопта И. С., Мордасова А. В., Ступакова А. В., Заглядин Я. А., Борисова М. С., Завьялова А. П., Чупахина В. В., Сахабов Т. Р. (2021). Геолого-геохимические условия формирования нефтегазоносности рифей-вендских отложений северной части Вол-

го-Уральского нефтегазоносного бассейна. Георесурсы, 23(2), с. 73–86. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2021.2.7>.

2. Пактовский Ю. Г. Стадийность геологического развития территории Южного Притиманья в позднем протерозое // Вестник Пермского Университета. Геология, 2019. №2 (18). С. 108–124.;

3. Справочник по геохимии нефти и газа. Под ред. С. Г. Неручева — СПб: ОАО «Издательство «Недра», 1998. — 576 с.;

4. Шумилова Т. Г., Тетерин И. П., Морозов Г. Г. Углеродистое вещество Вишерских алмазонасных углеродистых пород // Геология и полезные ископаемые Западного Урала: материалы регион, науч.-практ. конф. / Перм. ун-т. Пермь: Изд-во Перм. ун-та, 2000. С. 97–98.



УДК 553.983

DOI 10.25205/978-5-4437-1312-0-128-131

## **Развитие методики пиролитического анализа пород нетрадиционных коллекторов и уточненные критерии нефтенасыщенности \***

Е. В. Козлова, Т. Д. Булатов, Е. А. Леушина, М. Ю. Спасенных

Сколковский институт науки и технологий, Москва

**Аннотация.** В работе обсуждается применение пиролитических методик для оценки нефтенасыщения осадочных пород, обогащенных органическим веществом. Приводится сравнение разных температурных программ и метода двойного пиролиза образца до и после экстракции органическими растворителями. На примере отложений хадумской свиты Предкавказья показана эффективность использования предложенного комплекса пиролитических исследований органического вещества и пиролитических индексов для выделения интервалов естественных и технически стимулируемых коллекторов, дополненная кинетическими исследованиями и биомаркерным анализом.

**Ключевые слова:** пиролиз Рок-Эвал, кероген, экстракция, битумоид, биомаркеры, хадумская свита

## **Improved technique of programmed temperature pyrolysis for unconventional reservoir rocks and criteria for oil saturation**

E. V. Kozlova, T. D. Bulatov, E. A. Leushina, M. Yu. Spasennykh

Skolkovo Institute for Science and Technology, Moscow

**Abstract.** The paper discusses the application of pyrolytic techniques based on Rock-Eval pyrolysis for assessing the oil saturation of sedimentary rocks enriched in organic matter (oil shales). A comparison of different temperature programs and the method of two-step pyrolytic analysis of the sample before and after extraction with organic solvents are given. The benefits of two-stage pyrolysis technique and the suggested pyrolytic indices to identify accumulating intervals and technically stimulated reservoirs is shown on the example of the Khadum Formation of Ciscaucasia, and the results are supplemented by kinetic and biomarker studies.

**Key words:** pyrolysis Rock-Eval, kerogen, extraction, extractable organic matter, biomarkers, Khadum Formation

Поиски новых источников углеводородного сырья привели к развитию технологий освоения «нефтяных сланцев» — пород, обогащенных органическим веществом с ультранизкими фильтрационно-емкостными характеристиками. На территории России к ним относятся породы доманиковой формации, баженовской, хадумской свит и т. д. Среди актуальных направлений

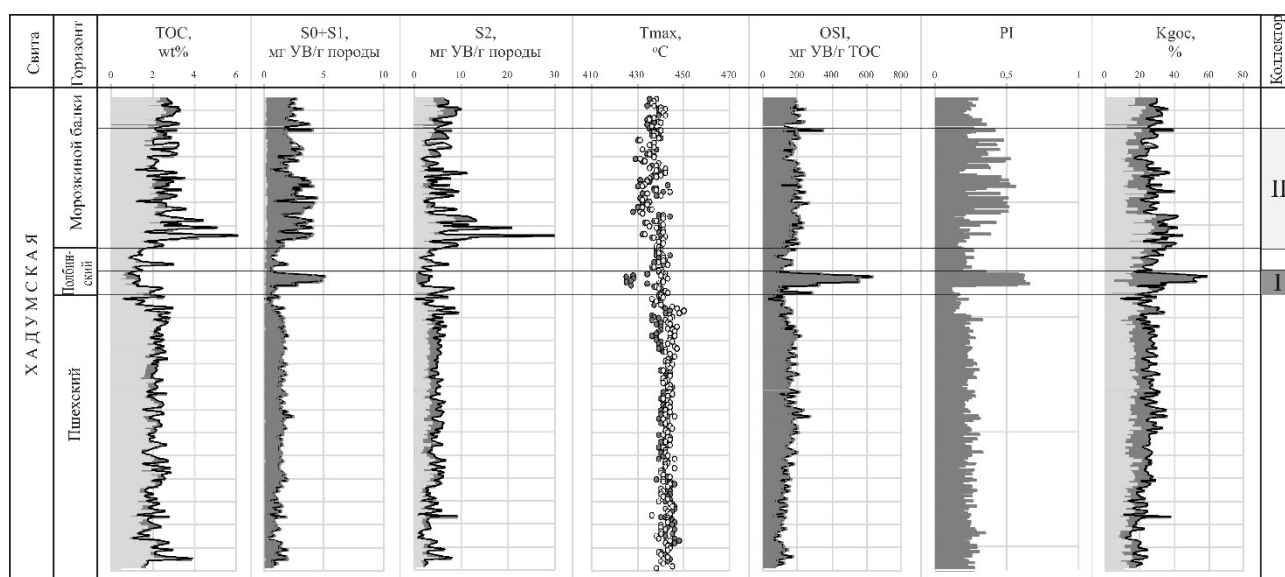
---

\* Работа выполнена при финансовой поддержке Министерства науки и высшего образования Российской Федерации по соглашению № 075-10-2020-119 в рамках программы развития НЦМУ.

© Е. В. Козлова, Т. Д. Булатов, Е. А. Леушина, М. Ю. Спасенных, 2022

исследований следует отметить выделение в этих толщах интервалов естественных коллекторов, подбор участков для технического стимулирования пласта и выбор критериев для обоснования метода разработки. В лабораторных исследованиях керна, пиролиз Рок-Эвал позволяет определить характеристики органического вещества пород, необходимые для оценки генерационных характеристик и нефтенасыщенности, но для интерпретации данных для «нефтяных сланцев» необходимо принимать во внимание наличие значительного количества автохтонных и параавтохтонных битумоидов в керогеносыщенной породе. При исследовании пород баженовской свиты Западно-Сибирского НГБ было отмечено несовершенство массового применения ранее разработанных методик reservoir, PAM и др. [1, 2] и авторами предложено интегрирование пиролитических и химико-битуминологических методов — двойной пиролиз породы до и после исчерпывающей экстракции хлороформом [3].

Для коллекции пород хадумской свиты Восточно-Предкавказского НГБ, обогащенных органическим веществом, проведено сравнение пиролитических методик и выявлены параметры и индексы, в комплексе указывающие на нефтенасыщенные прослои в «нефтяных сланцах». Успешность применения пиролитических индексов нефтенасыщения подтверждена лабораторными кинетическими исследованиями, биомаркерным анализом экстрактов и сравнением с результатами испытаний скважин.



Интервалы нефтенасыщения по пиролитическим характеристикам

### Объект и методы исследования

В осадочном разрезе Восточно-Предкавказского НГБ выделяется несколько нефтегазоматеринских толщ, среди которых для палеогеновых отложений наиболее обогащены органическим веществом отложения кумской и хадумской свит [4]. Несмотря на доказанную нефтегазоносность, коллекторы в пределах этих свит характеризуются сложным строением и низкой продуктивностью выявленных залежей. Хадумская свита, представленная темно-серыми до черных плитчатыми карбонатными глинами, мергелями буровато-серыми с прослоями некарбонатных аргиллитов, подразделяется на три горизонта: нижний — пшехский, средний — полбинский, верхний — Морозкиной балки [5].

Пиролитические исследования (пиролиз Рок-Эвал) с использованием различных температурных программ и методики двойного пиролиза и однокомпонентные кинетические исследования термического разложения керогена пород проведены на пиролизаторе HAWK фирмы Wildcat Technology [3]. Исследование молекулярного и биомаркерного состава экстрагируемого вещества породы изучены путем термической десорбции — пиро-ГХхГХ-МС при температуре 350 °С на приборе Pegasus 4D.

### Результаты и выводы

Показано, что в породах хадумской свиты количество органического углерода (ТОС), в среднем, составляет 2÷3 вес.%. Породы содержат кероген II типа, согласно значениям водородного индекса HI до 470 мг УВ/г ТОС при невысокой степени преобразованности (Тmax 440–442 °С).

По комплексу пиролитических параметров и индексов образцов до и после экстракции можно судить о нефтенасыщении: к таким параметрам относятся большое количество легких углеводородов (S0+S1) (более 2 мг УВ/г породы); высокий индекс нефтенасыщенности OSI (выше 100 мг УВ/г ТОС); большая разница (дельта) при сравнении образцов до и после экстракции для Tmax и  $K_{\text{гос}} = \text{GOC}/\text{ТОС} \times 100 \%$ ; индекс продуктивности PI более 0,5 для коллектора и более 0,3 для керогенонасыщенной породы с повышенным нефтенасыщением, «тяжелых», смолисто-асфальтеновых соединений до и после экстракции ( $\Delta S_2 = S_2 - S_{2\text{ex}}$ ) важен для разработки пластов — при высоких  $\Delta S_2$ , у нефти повышается вязкость и понижается миграционная способность. Для отложений хадумской свиты нефтенасыщение отмечено в горизонтах полбинский и Морозкина балка. Пшехский горизонт не представляет интереса для разработки. В карбонатном полбинском горизонте (с низкими значениями ТОС и высокими S0+S1) нефтенасыщение отложений подтверждается высокими значениями индекса нефтенасыщенности  $\text{OSI} > 300$ ,  $\text{PI} > 0,5$  и свечением керна в ультрафиолете. В отложениях горизонта Морозкина балка ТОС и HI наиболее высокие по хадумскому разрезу со значительными вариациями, количество легких УВ достигает 4,5 мг/г при средних значениях 2 мг УВ/г породы. Неравномерное содержание органического вещества и литологическая неоднородность обусловили возможность миграции углеводородов внутри пласта. По признакам нефтенасыщенности (OSI, PI, S0+S1/ $\Delta S_2$  по всему интервалу горизонта Морозкиной балки выделяются небольшие (от десятков сантиметров до метра) прослой, которые могут дать притоки при технической стимуляции.

Рассмотрены генерационные и продуктивные характеристики хадумского разреза одной из скважин Восточно-Предкавказского НГБ по разработанной для изучения нефтяных сланцев методике. По комплексу пиролитических параметров внутри керогенонасыщенных хадумских отложений выделяются потенциально продуктивные интервалы естественных и технически стимулируемых коллекторов. Полученные количественные характеристики рекомендовано использовать для оценки продуктивности низкопроницаемых керогенонасыщенных коллекторов и в качестве корректных входных данных для бассейнового моделирования.

### Список литературы

1. Behar F. Rock-Eval 6 Technology: Performances and Developments / F.Behar, V. Beaumont, B. De, H. L. Penteadó // Oil & Gas Science and Technology.
2. Jarvie D. M. Shale resource systems for oil and gas // AAPG Memoir.

3. Spasennykh M. Geochemical trends reflecting hydrocarbon generation, migration and accumulation in unconventional reservoirs based on pyrolysis data / M. Spasennykh, P. Maglevannaya, E. Kozlova // Geosciences.

4. Яндарбиев Н. Ш. Геология и геохимия хадумской свиты Предкавказья — как потенциального источника «сланцевых» углеводородов / Н. Ш. Яндарбиев, Н. П. Фадеева; Е. В. Козлова // Георесурсы.

5. Сивальнева О. В. Литологическая характеристика и строение разрезов хадумских отложений Восточного Предкавказья / О. В. Сивальнева и др. // Геофизика.

УДК 550.4

DOI 10.25205/978-5-4437-1312-0-132-135

**Влияние цикличности осадконакопления на характеристики органического вещества верхнеюрско-нижнемелового комплекса западной части шельфа Баренцева моря**

Т. О. Колесникова, Е. А. Краснова, А. А. Сулова

Московский государственный университет им. М. В. Ломоносова, Москва

**Аннотация.** Обобщение, анализ и интерпретация фактических и литературных данных о характеристике и распределении органического вещества в верхнеюрско-нижнемеловых отложениях западной части Баренцевоморского нефтегазоносного бассейна указали на основополагающую роль цикличности в формировании нефтегазоматеринского потенциала данных отложений в пределах области исследований. Проведенные геохимические исследования подтвердили данный факт, а также дали информацию в целом о типе, количестве и качестве органического вещества образцов каждого циклита.

**Ключевые слова:** цикличность, органическое вещество, нефтегазоматеринская толща, арктический шельф

**Influence of sedimentation cyclicity on the characteristics of organic matter in the Upper Jurassic-Lower Cretaceous complex of the western part of the Barents Sea shelf**

T. O. Kolesnikova, E. A. Krasnova, A. A. Suslova

Lomonosov Moscow State University, Moscow

**Abstract.** Generalization, analysis and interpretation of actual and literature data on the characteristics and distribution of organic matter in the Upper Jurassic-Lower Cretaceous deposits of the western part of the Barents Sea oil and gas basin indicated the fundamental role of cyclicity in the formation of the oil and gas source potential of these deposits within the study area. The geochemical studies carried out confirmed this fact, and also provided information in general on the type, quantity, and quality of organic matter in the samples of each cyclite.

**Key words:** cyclicity, organic matter, source rock, arctic shelf

**Введение**

Цикличность процесса осадконакопления тесно связана с изменениями относительного уровня моря. В начале цикла происходит постепенное повышение уровня моря, что приводит к расширению области морской седиментации, что приводит к формированию трансгрессивной морской толщи, представленной, как правило, глинами и аргиллитами. Трансгрессивный этап завершается формированием поверхности максимального затопления. По вещественному

составу в этой фазе цикла накапливаются конденсированные, нередко обогащенные ОВ, глинистые отложения [2].

Целью данной работы является выделение интервалов потенциальных НГМТ в пределах верхнеюрско-нижнемеловой толщи циклического строения в западной части Баренцевоморского шельфа, посредством определения обстановок осадконакопления для различных фаз циклов и сопоставления с геохимической информацией для уточнения обстановок накопления исходного ОВ и определения углеводородного потенциала выделенных толщ.

### **Объект и методы исследования**

Объектом исследования является верхнеюрско-меловая толща западной части шельфа Баренцева моря, в прогибе Хаммерфест и прилегающих районах (прогиб Харстад, поднятие Лоппа, прогиб Бьорная, моноклинал Финмарк). В разрезе данных отложений выделяются крупные циклиты (II порядка), разделенные несогласиями: барремским, нижнеальбским и турон-сеноманским. Внутри крупных циклов выделяются циклиты III порядка, разделенные внутрiformационными несогласиями и коррелятивными им согласными поверхностями (поверхностями затопления): J3(J3ox-K1b), S0(K1b-v), S1(K1h-br), S2(K1br-a), S3(K1a-al), S4,(K1al-K2c), S5(c) [1]. В данной работе проводится выделение и геохимическая характеристика пяти циклитов: верхнеюрский J3 и нижнемеловые S0, S1, S2, S3.

Было проанализировано 30 образцов кернa нижнемелового возраста, а также литературные геохимические данные по юрско-меловому комплексу (nrd.no) по 11 скважинам норвежского сектора Баренцева моря. Для 12 образцов кернa были проведены литологические исследования, для 30 — комплекс геохимических исследований, включающий пиролиз (Rock-Eval), газожидкостную хроматографию, определение концентрации микроэлементов (ICP-MS), определение изотопного состава углерода фракций (IRMS), газовую хроматографию — масс-спектрометрию (GC-MS).

### **Результаты**

В ходе работы было проведено выделение циклитов по 11 скважинам с помощью данных ГИС, литологических исследований фактического материала и литературных данных литологического описания кернa. Выделение цикличности проводилось с целью определения интервалов с наиболее высоким нефтегазоматеринским потенциалом, в виду образования наиболее обогащенных ОВ отложений в условиях максимальной трансгрессии.

По результатам литологических исследований было выявлено, что схожие характеристики имеют образцы, как разных циклитов, так и различных тектонических элементов, что указывает на основополагающую роль цикличности в формировании особенностей вещественного состава пород в пределах области исследований.

Полученные отношения концентраций микроэлементов показывают на небольшие различия условий среды для образцов разных тектонических элементов, а также внутри циклов осадконакопления. Так отношение  $V/(V+Ni)$  составляет 0,71–0,73 в регрессивной части цикла, 0,76 в начале трансгрессии и до 0,87 в максимуме трансгрессии. Такие значения характерны для переходных обстановок, и только значения в образце максимума трансгрессии могут быть интерпретированы, как восстановительные. Похожая картина наблюдается для других отношений (Mo/Mn, Ti/Zr, Sr/Ba и др.), которые не показывают кардинальных различий в условиях среды и в дальности источников сноса, но отражают тенденции изменения концентраций микроэлементов в условиях трансгрессивно-регрессивного режима.

По результатам Rock-Eval для юрских отложений характерны значения HI (в среднем до 350–400 мг УВ/г Сорг), что указывает на преимущественно II тип ОВ. В меловых

образцах преобладают III и смешанный II-III вещества, тяготеющий к III (HI в среднем до 200–250 мг УВ/г Сорг). Однако даже при одинаковой зрелости образцов внутри циклов диапазон изменений водородного индекса довольно широк. Так в прогибе Хаммерфест значения HI для циклита верхнеюрского циклита изменяются от 200 до 510 мг УВ/г п Сорг, S0 — от 30 до 210 мг УВ/г Сорг, а для циклита S2 от 50 до 410 мг УВ/г Сорг. Похожие тенденции прослеживаются и в прогибе Бьорная, где для циклита S1 значения HI варьируют от 35 до 450 мг УВ/г Сорг, для S2 от 40 до 180 мг УВ/г Сорг. Внутри каждого циклита наблюдается изменение Сорг и HI в зависимости от фазы цикла: самые высокие значения параметров приурочены к переходу от трансгрессии к регрессии. Также характерным для исследуемой толщи является уменьшение значений данных параметров, и, соответственно, ухудшение качества НГМТ от верхнеюрского циклита J3 к самому молодому изучаемому циклиту S3, что обусловлено более крупным циклом осадконакопления, к регрессивной фазе которого относятся изучаемые отложения.

Анализ изотопного состава углерода также показал различие образцов в зависимости от принадлежности к той или иной фазе цикла. Для образцов максимума трансгрессии наиболее характерен наиболее легкий изотопный состав фракций (от -32 до -28‰) и керогена (от -29,4 до -28,1‰), что указывает на наибольшую приближенность к морскому типу ОВ. Для образцов переходных фаз циклов, наблюдается утяжеление изотопного состава: для фракций битумоида от -29,6 до -26,3‰ для керогена от -27,6 до -27,1‰. Наиболее тяжелым изотопным составом обладают образцы максимума регрессии, здесь для фракций значения  $\delta^{13}\text{C}$  могут достигать -25,9‰, для керогена — от -26,4 до -25,9‰.

Весь комплекс геохимических анализов указывает на преобладание морского ОВ в образцах верхней юры и на смешанный тип ОВ в образцах нижнего мела. Изменение обстановок осадконакопления внутри циклов, обусловленное сменой трансгрессий и регрессий, ожидаемо отражается на типе ОВ. На эти изменения указывают различия значений водородного индекса, описанные выше, биомаркерные коэффициенты, изотопный состав углерода битумоидов.

Таким образом, Органическое вещество наиболее потенциальных интервалов каждого циклита имеет схожие характеристики. Самые явные различия в ОВ анализируемых образцов являются отражением смены трансгрессивных и регрессивных фаз циклов 3-го порядка. Наиболее обогащенные ОВ отложения приурочены к переходной части каждого цикла — максимуму трансгрессии-началу регрессии, исходя из чего на основании анализа каждого циклита в разрезе верхнеюрско-нижнемелового комплекса было выделено 5 потенциальных НГМТ: в циклитах J3 (преимущественно морское ОВ), S0 (смешанное ОВ), S1, S2 и S3 (преимущественно гумусовое ОВ).

### **Заключение**

По результатам работы были выявлены закономерности изменения геохимических характеристик изучаемых отложений в разрезе и по латерали. Вертикальная изменчивость свойств обусловлена в первую очередь циклическим строением толщи — сменой трансгрессивных и регрессивных фаз осадконакопления, что подтверждается геохимическими исследованиями. По итогам исследований было выделено 5 потенциальных НГМТ в каждом изученном циклите верхнеюрско-нижнемелового комплекса, соответствующие максимумам трансгрессии в области исследований. Исключением здесь является верхнеюрская толща, характеристики которой позволяют выделить ее в качестве НГМТ даже к самому концу регрессивной фазы цикла осадконакопления.

### **Список литературы**

1. Ступакова А. В. Перспективы нефтегазоносности мезозойского разреза Баренцевоморского бассейна / А. В. Ступакова, Т. А. Кирюхина, А. А. Сулова, Д. А. Норина, Н. М. Майер, Н. В. Пронина, А. В. Мордасова // Георесурсы. — 2015. — №2. — С. 13-27.
2. Кародин Ю. Н. Ритмичность осадконакопления и нефтегазоносность / Ю. Н. Кародин. — М.: Недра, 1974. — 176 с.



УДК 550.4(470.55)

DOI 10.25205/978-5-4437-1312-0-136-138

## Генерационный потенциал органического вещества абалакской свиты в пределах Карабашской зоны

И. К. Комков<sup>1</sup>, С. В. Можегова<sup>2</sup>, М. В. Дахнова<sup>2</sup>

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

<sup>2</sup> Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт, Москва

**Аннотация.** Приведены результаты исследований нефтегазоносного потенциала абалакской свиты Карабашской зоны Западной Сибири. Рассмотрены вопросы содержания органического вещества в породах, уровня его зрелости, нефтегазогенерационного потенциала.

**Ключевые слова:** Карабашская поисковая зона, абалакская свита, нефтематеринские отложения, масштабы генерации УВ

## Generative potential of organic matter of the Abalak Formation within the Karabash zone

I. Komkov<sup>1</sup>, S. Mozhegova<sup>2</sup>, M. Dakhnova<sup>2</sup>

<sup>1</sup> Petroleum Geology Department Lomonosov Moscow State University, Moscow

<sup>2</sup> All-Russian Scientific Research Geological Petroleum Institute (FGBU "VNIGNI"), Moscow

**Abstract.** The results of studies of the oil and gas potential of the Abalak Formation of the Karabash zone of Western Siberia are presented. The issues of organic matter content in rocks, its maturity level, and oil and gas generation potential are considered.

**Key words:** Karabash prospecting area, Abalak formation, oil source rocks, HC generation

Исследования по оценке нефтегазогенерационного потенциала юрских и меловых нефтегазопроизводящих толщ Западно-Сибирской НГП особенно интенсивно начала проводиться с 70-х годов XX века. Наибольшее внимание было уделено баженовской свите, считавшейся основным нефтегенерационным источником для неокомского и верхнеюрского продуктивных комплексов. Однако, геохимические исследования последних лет показали, что нефтепроизводящими, хотя и в значительно более скромных масштабах, являются и другие, преимущественно глинистые горизонты юры и неокома. К числу подобных нефтематеринских отложений возможно отнести и абалакскую свиту.

Наиболее богатые и хорошо изученные материнские толщи на территории Карабашской зоны — это отложения баженовской свиты. Предметом изучения данной работы является абалакская свиты, как самостоятельная материнская толща, нефтегазогенерационные характеристики которой описаны для района исследований.

Работа основана на результатах изучения керна 25 скважин, расположенных в северо-восточной части Карабашской поисковой зоны. Материалом для выполненных работ послужили результаты более 240 образцов пород методом пиролиза.

В начале келловейского века произошла бореальная морская трансгрессия, охватывающая огромную площадь Западно-Сибирской низменной заболоченной аллювиальной равнины. Келловейское море в отдельных палеовпадинах было сравнительно глубоким. В конце келловейского века и в оксфорд-раннекемериджское время имело место частичная регрессия, в результате которой в восточной и центральной частях бассейна накапливались мелководно-морские осадки. В Берёзовском и Шаимском районах келловейские глины замещаются песчаниками в зонах выклинивания среднеюрских отложений на склонах выступов фундамента. На рассматриваемой же территории в позднекелловей-кимериджское время продолжалось накопление тёмноцветных тонкоотмученных, местами алевритовых глин абалакской свиты [1].

Абалакская свита ( $J_2к-J_3к$ ) на территории исследования трансгрессивно залегает на отложениях тюменской свиты и согласно перекрывается баженовской (тутлеймской) свитой. Характеризуется существенно глинистым составом пород. Отложения свиты представлены аргиллитами темно-серыми до черных с буроватым или зеленоватым оттенком, алевритистыми с линзовидно-волнистой слоистостью, с обилием обломков и целых ростров белемнитов, раковин пелеципод и отпечатков аммонитов. В верхней части свиты встречаются многочисленные конкреции железисто-марганцево-кальцитового состава, с включениями глауконита. Хрупкие разновидности пород кремнистого и карбонатного состава являются трещинными и трещинно-кавернозными коллекторами пласта ЮК<sub>1</sub>. Отложения свиты прослеживаются на всей территории Карабашской поисковой зоны, выклиниваясь только к сводам крупных поднятий в районе Шугурской мегатеррасы (Новокатышский выступ) и Тавдинского мегавыступа на северо-востоке Иусского НГР. Толщина отложений составляет 30–40 м до полного выклинивания. [2].

Нефтематеринские отложения абалакской свиты в большинстве изученных образцов меньше обогащены ОВ по сравнению с баженовской свитой. В большинстве изученных разрезов модальные концентрации Сорг составляют 1–5 %.

Однако в разрезах некоторых скважин, например Молодежная 6, Ташинская 4, Севериная 40 и др., в верхней части абалакской свиты присутствуют обогащенные ОВ породы, которые не отличаются по генерационным характеристикам от пород баженовской свиты. Наиболее обогащенные ОВ прослойки, содержание Сорг в которых иногда может достигать 10 % и более, развиты в верхней переходной к баженовской свите части отложений абалакской свиты. Причем концентрации Сорг увеличиваются в северо-восточном направлении по мере приближения к более глубоководной части бассейна седиментации. Концентрация Сорг в породах нижней части абалакской свиты, как правило, не превышает 2–3 %.

Зрелость ОВ пород абалакской свиты по пиролитическому показателю зрелости  $T_{max}$  меняется от 425°C (градация протокатагенеза) на юге изучаемой зоны (площади Средневайская, Северо-Вайская и др.) до 450°C ( $МК_2/МК_3$ ) на севере (площадь Молодежная).

ОВ нижней и верхней частей абалакской свиты хорошо различаются по типу вещества по водородному (HI) и кислородному (OI) индексам. Верхняя часть характеризуется значительным генерационным потенциалом, водородный индекс здесь составляет 600–300 мг УВ/г Сорг. Остаточный генерационный потенциал ОВ нижней части разреза ( $S_2$ ) пород в большинстве образцов не превышает 10 мг УВ/г породы; водородный индекс — 200–300 мг УВ/г Сорг. ОВ нижней части свиты характеризуется также повышенным индексом кислорода, вероятно,

свидетельствующим о более окислительных условиях седиментации и накопления ОВ в раннеабалакское время.

В связи с вышесказанным основной вклад в генерацию УВ материнскими отложениями абалакской свиты вносили отложения именно из ее верхней части. Юго-западная граница ОНГО в нефтематеринских отложениях верхней части абалакской свиты проведена нами по области распространения абалакских отложений, представленных фациями открытого шельфа. Мощность материнской толщи верхней части абалакской свиты обычно не превышает 10 м.

Площадь ОНГО верхней части абалакской свиты составляет 45 км<sup>2</sup>. Плотности генерации УВ меняются от 0,1 млн. т/км<sup>2</sup> на юге очага до 0,8 млн. т/км<sup>2</sup> на севере, в районе Молодежной площади. Суммарное количество генерированных УВ составляет 13,0 млрд. т УВ

Зоны максимального объема генерированных углеводородов приурочены главным образом к областям повышенного катагенеза органического вещества на севере территории исследования.

### **Список литературы**

1. Нефтегазоносные комплексы Западно-Сибирского бассейна / М. Я. Рудкевич, Л. С. Озеранская, Н. Ф. Чистякова и др. — М.: Недра, 1988. — 303 с.
2. Атлас Геология и нефтегазоносность Ханты-Мансийского автономного округа. / Научно-аналитический центр рационального недропользования им. В. И. Шпильмана. — Ханты-Мансийск: Издат-НаукаСервис, 2004. — 146 с.

УДК 553.98:551.23

DOI 10.25205/978-5-4437-1312-0-139-142

## **Бициклические сесквитерпаны в нефтепроявлениях кальдеры вулкана Узон (Камчатка)**

**И. В. Коноплева, В. С. Севастьянов**

Институт геохимии и аналитической химии  
им. В. И. Вернадского РАН, Москва

**Аннотация.** Показано, что состав и распределение бициклических сесквитерпанов в нефтепроявлениях кальдеры влк. Узон могут быть использованы в качестве индикаторов степени зрелости нефтей.

**Ключевые слова:** кальдера влк. Узон, нефть, углеводороды-биомаркеры, бициклические сесквитерпаны

## **Bicyclic sesquiterpanes in oil from the Uzon caldera (Kamchatka)**

**I. V. Konopleva, V. S. Sevast'yanov**

V. I. Vernadsky Institute of Geochemistry and Analytical Chemistry RAS, Moscow

**Abstract.** It is shown that the composition and distribution of bicyclic sesquiterpanes in oil from the Uzon caldera can be used as indicators of oil maturity.

**Key words:** Uzon caldera, oil, biomarker hydrocarbons, bicyclic sesquiterpanes

### **Введение**

В современных геохимических исследованиях для определения генезиса и катагенетической зрелости нефтей и органического вещества пород широко применяются биомаркеры группы стеранов и терпанов. К настоящему времени из группы терпанов наименее изучены бициклические структуры — сесквитерпаны. В ранних исследованиях было отмечена связь термической зрелости нефтей с соотношением некоторых сесквитерпанов [1, 2]. Для того, чтобы проследить трансформацию бициклических углеводородов (УВ) в процессе нефтеобразования представляет интерес изучение сесквитерпанов в нефтях ранней катагенетической зрелости.

С этой точки зрения уникальным объектом являются нефтепроявления кальдеры вулкана Узон на Камчатке. В этой кальдере, расположенной в зоне активного вулканизма, в районе гидротерм обнаружены выходы молодой нефти.

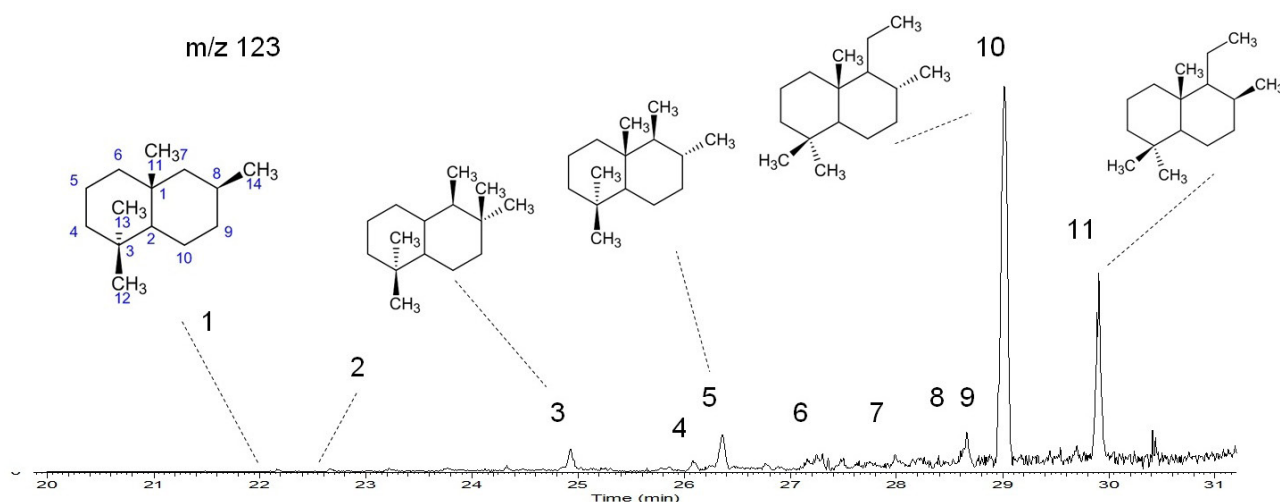
Целью настоящей работы было изучение путей трансформации бициклических сесквитерпанов в процессе нефтеобразования. В задачу исследования входило проведение анализа состава и распределения бициклических сесквитерпанов нефтепроявлений кальдеры вулкана Узон, представляющих собой нефть ранней стадии генерации, и определение их геохимической значимости.

### Объект и методы исследования

На территории кальдеры, в пределах Центрального гидротермального поля, были отобраны нефтяные пленки с поверхности воды, заполнявшей свежие закопущки. Образцы нефти были деасфальтированы, затем подвергнуты элюированию на хроматографической колонке. Хроматографический анализ насыщенной фракции проводился на газовом хроматографе Perkin-Elmer с использованием капиллярной колонки, фаза ES-30, газ-носитель — гелий. Хромато-масс-спектрометрический анализ насыщенной фракций был выполнен на газовом хроматографе (Thermo Scientific Trace), соединенном с ионной ловушкой (Polaris Q). В работе использовали кварцевую капиллярную колонку TR-5MS длиной 30 м, внутренним диаметром 0.25 мм, толщиной неподвижной фазы 0.25 мкм, газ-носитель-гелий. Температурная программа: начало от 45 °С, нагрев до 315 °С со скоростью 4 °С/мин. Сканирование проводили по ионам  $m/z$  123, 179, 193 и 207. Гопаны и стераны идентифицировали по ионам  $m/z$  191 и 217.

### Результаты

Хромато-масс-спектрометрический анализ позволил идентифицировать в образцах нефти сесквитерпаны ряда дримана. Пики были идентифицированы как  $C_{14}$  (пики 1 и 2),  $C_{15}$  (пики 3, 4, 5, 6) и  $C_{16}$  (пики 7, 8, 9, 10, 11) бициклические сесквитерпаны (см. рисунок).



Масс-хроматограмма бициклических сесквитерпанов насыщенной фракции узонской нефти

В составе сесквитерпанов  $C_{16}$  обнаружен  $8\alpha(H)$ -гомодриман (пик 11) — соединение «биологической конфигурации», которое обычно не встречается в зрелых нефтях. Из-за неблагоприятных стерических взаимодействий метильных групп  $8\alpha(H)$ -гомодриман представляет собой термодинамически малоустойчивую структуру, которая легко трансформируется в более стабильный  $8\beta(H)$ -эпимер. В составе сесквитерпанов преобладает  $8(H)$ -гомодриман ( $C_{16}$ ), представленный суммой эпимеров, в то время как остальные гомологи дримана ( $C_{15}$ ) и ( $C_{16}$ ) присутствует в небольших, а бицикланы состава  $C_{14}$  — в следовых количествах.

В геохимии при оценке термической зрелости нефтей и ОВ пород используются параметры на основе стеранов и гопанов, а также соотношение суммы пристана и фитана, и близких по временам удерживания  $n$ -алканов. В таблице представлены геохимические индексы зрелости, а также соотношения сесквитерпанов узонских нефтепроявлений.

### Геохимические индексы зрелости и соотношения сесквитерпанов узонских нефтей

Образец	Индексы зрелости			Сесквитерпаны		
	Алканы *	Стераны	Гопаны			
	$(Pr+Ph)/(n-C_{17}+n-C_{18})$	$kC_{29}$	$kC_{31}$	$kC_{16}$	$8\beta(H)- / 8\alpha(H)\text{-гомодриман}$	$\Sigma C_{14-16} / 8(H)\text{-hDr}$
Узон-1	2.20	0.18	0.29	0.72	2.61	0.18
Узон-2	1.24	0.35	0.30	0.76	3.10	0.31

\* Данные получены методом газовой хроматографии;

$(Pr+Ph)/(n-C_{17}+n-C_{18})$  — изопреноидный индекс;

$kC_{29} = \alpha\alpha 20S / (\alpha\alpha S + \alpha\alpha R)$ ;  $kC_{31} = \alpha\beta 22S / (\alpha\beta S + \alpha\beta R)$ ;  $kC_{16} = 8\beta(H)- / [8\alpha(H)- + 8\beta(H)\text{-гомодриман}]$

$\Sigma C_{14-16}$  — сумма гомологов дримана за исключением  $[8\alpha(H)- + 8\beta(H)\text{-гомодриман}]$ ;

$8(H)\text{-hDr} = 8\alpha(H)\text{-гомодриман} + 8\beta(H)\text{-гомодриман}$ .

Полученные данные показывают, что стерановые, гопановые и дримановые индексы  $kC_{29}$ ,  $kC_{31}$  и  $kC_{16}$  узонских нефтей далеки от равновесных значений. Для сравнения, равновесные коэффициенты  $kC_{29}$ ,  $kC_{31}$  и  $kC_{16}$  составляют 0.55, 0.57 и 0.96, соответственно, причем равновесие эпимеров стеранов достигается только в условиях «нефтяного окна», а эпимеров гомогопанов и гомодриманов — до начала главного нефтеобразования [3].

Заметное различие в значениях стеранового и изопреноидного индексов демонстрируют неоднородность свойств образцов узонских нефтей: степень зрелости нефти Узон-2 выше, чем нефти Узон-1. Полученные результаты можно объяснить тем, что нефтематеринские отложения, могли испытывать, по-видимому, разную степень термального воздействия. Разноуровневая система газогидротерм кальдеры создает вариации температур на поверхности и в горизонтах пород, что и способствует возникновению зон с разными термическими условиями преобразования ОБ.

Соотношения бициклических сесквитерпанов:  $8\beta(H)\text{-гомодриман} / 8\alpha(H)\text{-гомодриман}$ ,  $8\beta(H) / [8\alpha(H) + 8\beta(H)\text{-гомодриман}]$  хорошо согласуются с традиционными индексами зрелости, поэтому их также можно рассматривать в качестве подобных показателей.

Отличительной особенностью гидротермальных нефтей является то, что процессы диagenеза при их образовании происходят «мгновенно» и микроорганизмы не оказывают сильного влияния на преобразование накапливающегося в осадках ОБ. Поэтому, определяющим фактором в первичной трансформации исходного биологического материала, продуцирующего углеводороды, является температура.

Полученные нами данные позволяют предположить, что гомологи дримана ( $C_{15}$  и  $C_{16}$ ) в узонских нефтях являются продуктами трансформации  $8\alpha(H)\text{-гомодримана}$ , образовываясь в результате реакций деметилирования и метильных перегруппировок в процессе нефтеобразования. Возможно, что бицикланы ( $C_{14}$ ), в свою очередь, являются производными от дриманов ( $C_{15}$ ) и при дальнейшем повышении степени термического преобразования нефтяных углеводородов их содержание также может увеличиваться.

#### Заключение

Результаты исследования состава и распределения бициклических сесквитерпанов в узонских нефтепроявлениях показали, что наряду с общепризнанными индексами, отноше-

ние эимеров  $8\beta(\text{H})$ -гомодриман/ $8\alpha(\text{H})$ -гомодриман,  $8\beta(\text{H})$ -/[ $8\alpha(\text{H})$ + $8\beta(\text{H})$ ]-гомодриман] и отношение суммарных концентраций гомологов дримана состава  $\text{C}_{14}$ - $\text{C}_{16}$  к сумме эимеров  $8(\text{H})$ -дримана могут быть полезными индикаторами определения степени катагенетической зрелости нефтей на ранней стадии генерации. Полученные нами данные позволяют с достаточной уверенностью утверждать, что гомологи дримана состава  $\text{C}_{14}$ - $\text{C}_{16}$  узонских нефтей являются продуктом термического преобразования одного исходного соединения —  $8\alpha(\text{H})$ -гомодримана, образовываясь в результате последовательных реакций деметилирования, метильных и этильных перегруппировок в процессе нефтеобразования.

### Список литературы

1. Гордадзе Г. Н. Нефтяные полиалкилзамещенные бицикло[4.4.0]деканы (сесквитерпаны)  $\text{C}_{15}$  — индикаторы степени созревания нефтей / Г. Н. Гордадзе, Т. В. Окунова, М. В. Гируц, О. Г. Эрдниева, В. Н. Кошелев // Нефтехимия. — 2011. — Т. 51. — № 2. — С. 128–133.
2. Ву Ван Хай. Особенности состава углеводородов в связи с генезисом нефтей и битумов в кристаллических породах на шельфе Вьетнама и севере Хакасии: : автореф. дис. канд. хим. наук / Ван Хай Ву — Томск: ИХН СО РАН, 2012. — 24 с.
3. Noble R. A. Configurational isomerization in sedimentary bicyclic alkanes / R. A. Noble, R. Alexander, R. I. Kagi // Organic Geochemistry. — 1987. — V. 11. — P. 151–156.

УДК 665.6.033

DOI 10.25205/978-5-4437-1312-0-143-146

## **Исследование соединений ванадия и никеля в горючих сланцах Дмитриевского месторождения**

И. С. Король<sup>1</sup>, Д. И. Чуйкина<sup>1</sup>, Т. В. Петренко<sup>2</sup>

<sup>1</sup> Институт нефтегазовой геологии и геофизики  
им. А. А. Трофимука СО РАН Томский филиал, Томск

<sup>2</sup> Институт химии нефти СО РАН, Томск

**Аннотация.** Исследован состав горючего сланца Дмитриевского месторождения. Определен выход трех типов битумоидов, показано содержание смол, масел и асфальтенов. Проведено картирование поверхности сланца методом рентгенофлуоресцентного анализа. Определено содержание ванадил- и никельпорфиринов не более 0.1 мас.%. и их распределение по фракциям.

**Ключевые слова:** горючий сланец, ванадил- и никельпорфирины, органическое вещество, рентгенофлуоресцентный анализ, электронная спектроскопия

## **Study of Vanadium and Nickel Compounds in Oil Shales of the Dmitrievsky Deposit**

I. Korol<sup>1</sup>, D. Chuikina<sup>1</sup>, T. Petrenko<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of Siberian Branch  
of the Russian Academy of Sciences (IPGG SB RAS), Tomsk Branch, Tomsk

<sup>2</sup> Institute of Petroleum Chemistry of Siberian Branch  
of the Russian Academy of Sciences (IPC SB RAS), Tomsk

**Abstract.** The composition of oil shale from the Dmitrievskoe deposit has been studied. The yield of three types of bitumoids was determined, the content of resins, oils and asphaltenes was shown. Mapping of the shale surface by X-ray fluorescence analysis was carried out. The content of vanadyl- and nickel-porphyrins no more than 0.1 wt.% and their distribution by fractions were determined.

**Key words:** oil shale, vanadyl- and nickelporphyrins, organic matter, X-ray fluorescence analysis, electron spectroscopy

Промышленное использование любых горючих сланцев (ГС) определяется тремя основными параметрами: содержанием органического вещества (ОВ), смолоотдачей ОВ, составом микрокомпонентов, с которыми связаны технологические, экономические, экологические и другие проблемы.

Дмитриевское сланцевое месторождение расположено на территории Кемеровской области (Кузбасс), общие геологические запасы которого оцениваются от 0.3 до 3.0 млрд. т, мощность пластов составляет от 20 до 55 м, разведанные запасы составляют 132 млн. т, условия разработки благоприятные, значительная часть запасов может добываться в карьерах и штольнях.



**Объект и методы исследования.** Для получения данных о содержании и форме металлов V и Ni в ГС Дмитриевского месторождения и его растворимом органическом веществе использовался комплексный подход, состоящий из: рентгенофлуоресцентного картирования поверхности образца ГС, атомно — эмиссионной спектроскопии с индуктивно-связанной плазмой для определения элементного состава ГС, экстракции растворенного органического вещества и электронной спектроскопии для количественного определения содержания никель (Ni-P) и ванадилпорфиринов. В табл. 1 приведены основные характеристики ГС [1].

Таблица 1

### Характеристика образца ГС Дмитриевского месторождения Кузбаса

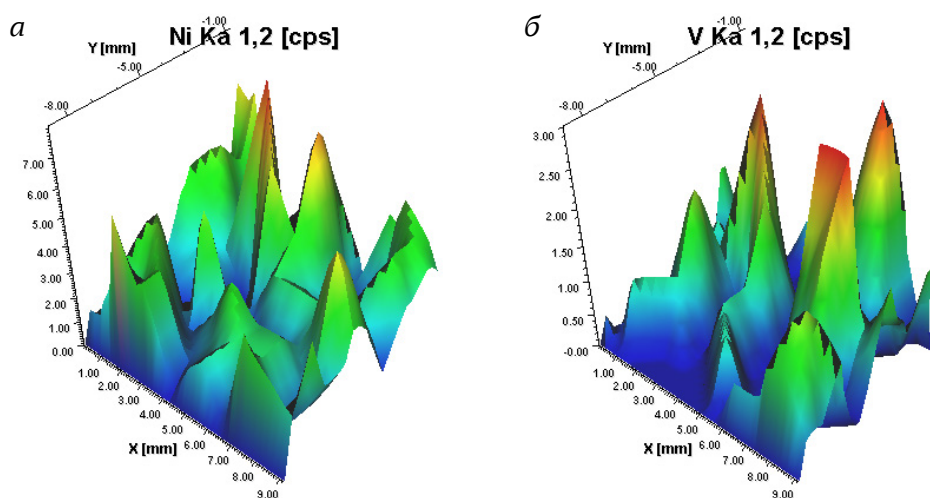
Технический анализ*, %			Элементный состав, % на <i>daf</i>				
$W^a$	$A^d$	$V^{daf}$	C	H	S	N	O
1,2	72,9	81,0	77,5	10,0	0,2	1,0	11,3

\* —  $W^a$  — влага аналитическая,  $A^d$  — зольность на сухое состояние топлива,  $V^{daf}$  — выход летучих веществ на сухое беззольное состояние топлива

### Результаты

В ГС концентрируются различные химические элементы среди которых Mo, Re, V, Ni и др., они давно изучаются для их возможного промышленного получения и использования.

Методом неразрушающего рентгенофлуоресцентного анализа проведено картирование поверхности сланца по элементам Ni и V с последующим построением трехмерных диаграмм распределения элементов в составе исследуемого объекта. На рисунке представлено распределение этих атомов, по поверхности исходного ГС Дмитриевского месторождения (область, окрашенная в красный цвет, соответствует наличию элемента на поверхности образца). После кислотного микроволнового разложения, установлено содержание Ni и V в исследуемом объекте — 381.4 и 1983.4 ppm соответственно. Полученные значения данных элементов согласуются с кларковыми (по Виноградову). Известно, что V и Ni могут находиться как в минеральной матрице горючего сланца, так и в его ОБ.



Распределение атомов Ni (а), V (б) на поверхности Дмитриевского ГС

По данным элементного анализа (см.табл. 1) ОВ дмитриевского ГС является сложной смесью углеводородных и гетероорганических соединений, среди которых преобладают структуры с повышенной степенью ароматичности ( $H/C=1.05$ ). Благодаря последовательной экстракции [Корчагина Ю. И., 1976] из горючего сланца было выделено три типа битумоидов, которые дополнительно были разделены на масла, смолы и асфальтены. Полученные результаты приведены в табл. 2.

Таблица 2

### Характеристика битумоидов ГС Дмитриевского

Битумоид	Содержание, мас. %			Выход, % мас.
	масла	смолы	асфальтены	
А	23.4	34.5	42.1	5.7
Б	18.8	27.1	54.1	3.1
С	14.2	21.1	64.7	2.4

Нами было изучено распределение металлокомплексов V и Ni при исчерпывающем экстрагировании битуминозной породы органическими растворителями (табл. 3). Следует отметить, что после выделения на первой стадии битумоида А в породе остается еще часть битуминозного вещества, которая может быть извлечена только после обработки кислотами HCl и HF, — битумоиды В и С — соответственно.

Таблица 3

### Содержание ванадил- и никельпорфиринов в органическом веществе горючего сланца

Образец	Битумоид А		Битумоид Б		Битумоид С	
	Ni-P	VO-P	Ni-P	VO-P	Ni-P	VO-P
Асфальтены	0.0037	0.0090	0.0026	0.0045	0.0020	0.0038
Смолы	0.0004	0.0680	0.0005	0.0004	0.0003	0.0005
Масла	0.0005	0.0013	0.0002	0.0037	0.0005	0.0037
Итого	0.0046	0.0770	0.0032	0.0086	0.0027	0.0080
Итого Ni-P	0.0105					
Итого VO-P	0.0936					

Согласно биогенной теории, металлопорфирины Ni и V образовались в процессе многоступенчатого замещения Cu в ее комплексах, а Fe и Mg в гемах и производных хлорофилла [3]. Известно, что никелевый комплекс, имеет нейтральный характер, его максимальное содержание определено в битумоиде А. Ванадиевый комплекс имеет кислотный характер, максимальное количество VO-P так же обнаруживается в битумоиде А. Таким образом, содержание металлопорфиринов зависит от типа битумоида и сосредоточено в основном в смолисто-асфальтеновой части органического вещества.

### Заключение

Суммарное содержание выделенных битумоидов составляет 11,2 мас. %, что относит ГС Дмитриевского месторождения к малоперспективным в качестве альтернативного источника углеводородов. Однако содержание V (1983.4 ppm) и Ni (381.4 ppm) достаточны для того, чтобы рассматривать данный горючий сланец как источник этих металлов.

### Список литературы

1. Патраков Ю. Ф. и др. Дмитриевское месторождение горючих сланцев Кузбасса — перспективы комплексного освоения // Вестник Кузбасского государственного технического университета. — 2016. — № 4. — С. 33–43.
2. Сергиенко С. Р. Высокомолекулярные неуглеводородные соединения нефти, смолы и асфальтены / С. Р. Сергиенко, Б. А. Таимова, Е. И. Талалаев. — М.: Наука, 1979. — 276 с.
3. Вельте Д., Тиссо Б. Образование и распространение нефти. — М.- Мир, 1981.- 504 с.
4. Перфильев В. А. Использование производной спектроскопии для изучения и анализа веществ в растворах сложного состава / В. А. Перфильев, В. Т. Мищенко, Н. С. Полуэктов // Журнал аналитической химии. — 1985. — Т-50. — Т8. — С.1349–1363.

УДК 553.98 (571.1)

DOI 10.25205/978-5-4437-1312-0-147-149

## **Геохимические критерии нефтегазоносности палеозойских отложений Западной Сибири\***

Е. А. Костырева

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

**Аннотация.** На основе результатов анализа детальных геохимических исследований органического вещества (ОВ) палеозойских отложений Западной Сибири установлена возможность обнаружения в них залежей легкой нефти, газоконденсата и газа.

**Ключевые слова:** палеозой, органическое вещество, битумоиды, углеводороды-биомаркеры, катагенез

## **Geochemical criteria for oil-and-gas bearing prospects of Paleozoic deposits of Western Siberia**

E. Kostyрева

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, Novosibirsk

**Abstract.** The result of detailed geochemical studies of organic matter in the Paleozoic deposits of Western Siberia have been analysed in order to define the possibility of discovering reservoirs of light oil, gas condensate and gas in them.

**Key words:** Paleozoic, organic matter, chloroform extracts, biomarker hydrocarbons, catagenesis

Исследование рассеянного органического вещества в палеозойских комплексах Западной Сибири проводилось на коллекции образцов пород различных литологических разновидностей (карбонаты (известняки, доломиты, мергели), аргиллиты, алевролиты + песчаники, сланцы). Определения возраста палеозойских отложений были выполнены специалистами ИНГГ СО РАН.

### **Материал и методика исследования**

Органическое вещество изучено, согласно схеме исследования, принятой в ИНГГ СО РАН из отложений: кембрия только на юго-востоке в скв. Восток-1, 3, 4; ордовика в единичных образцах с площадей Няргинская, Западно-Новогодняя и Лекосская; силура в единичных образцах Малоичской площади; девона по всей территории Западной Сибири (Щучьинском выступе Полярного Урала, на юго-востоке, юго-западе и в центральной части); карбона на юго-западе и юго-востоке Западной Сибири; перми в единичных образцах скв. Тюменская-СГ-6 и Ноябрьская-1.

---

\* Работа выполнена при финансовой поддержке проекта № FWZZ-2022-0011.

© Е. А. Костырева, 2022

**Характеристика органического вещества.** Максимальные концентрации органического углерода (до 4 % на породу, при средних 1,1–1,3 %) установлены в пайдугинской свите (возрастной и фациальный аналог углеродисто-кремнисто-карбонатно-глинистой куонамской формации на Сибирской платформе), аргиллитах раннедевонского и карбон-пермского возраста. В карбонатах средние содержания органического углерода ( $C_{\text{орг}}$ ) изменяются от 0,1 % в нижнем до 0,5 % на породу в верхнем палеозое. Концентрации  $C_{\text{орг}}$  в песчаниках и в алевролитах не превышают в среднем 0,2 % на породу. Наибольший интерес представляют девонские горючие сланцы ( $C_{\text{орг}}=22,10\text{--}33,32$  % на породу). Они характеризуются коричнево-черной окраской, распадаются на тонкие хрупкие пластинки, которые загораются от пламени спички [1]. В составе органического материала горючих сланцев доминируют остатки водорослей. Средние содержания органического углерода в аргиллитах закономерно уменьшаются с возрастом ( $D_1 \rightarrow D_2 \rightarrow D_3$ ) от 1,10 до 0,58 % на породу, в карбонатах от 0,45 до 0,32 %. Выход битумоидов в палеозойских отложениях не превышает 0,03 % на породу. В групповом составе палеозойских битумоидов, как правило, доминируют асфальтово-смолистые компоненты, при этом отмечаются образцы, обогащенные углеводородами (до 80 %), что свидетельствует о миграционных процессах.

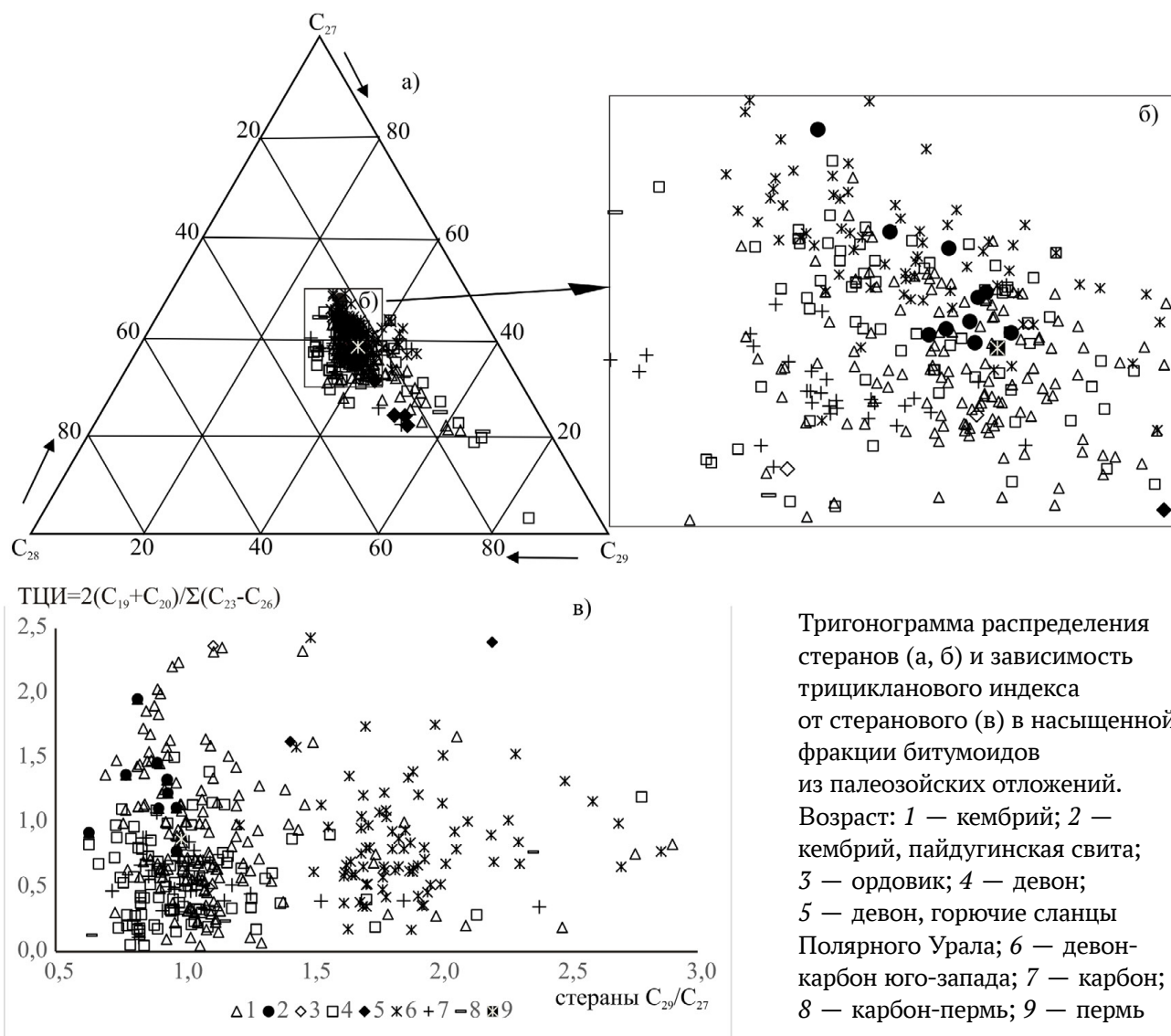
**Общая характеристика реликтовых насыщенных углеводородов.** Анализ состава реликтовых насыщенных углеводородов в палеозое Западной Сибири позволяет разделить изученные битумоиды на две группы. Для первой характерны следующие значения биомаркерных параметров: отношения:  $n\text{-}C_{27}/n\text{-}C_{17} < 0,5$ ;  $\text{Pr}/\text{Ph} < 2$ ; стеранов  $C_{29}/C_{27} \leq 1$ , хейлантанов  $\text{ТЦИ} = 2(C_{19} + C_{20})/\Sigma(C_{25}\text{--}C_{26}) < 1$ , высокие концентрации прегнанов и трицикланов (см. рисунок).

Эти показатели битумоидов кембрийско-карбонического возраста свидетельствуют об аквагенной природе ОВ, что подтверждается и соотношением изотопов углерода  $\delta^{13}\text{C}$  меняется от (-35) до (-29) ‰ [2, 3 и др.]. Во второй группе битумоидов преимущественно кембрийского и девонского возраста значения биомаркерных параметров иные: отношения:  $n\text{-}C_{27}/n\text{-}C_{17} \geq 1$ ;  $\text{Pr}/\text{Ph} < 1,5$ ; стеранов  $C_{29}/C_{27} > 1$ ; хейлантанов  $\text{ТЦИ}$  до 2,5; концентрации прегнанов и трицикланов невысокие (см. рисунок). Прокариоты и простейшие эукариоты с такой биохимией липидов зародились еще в докембрии [2 и др.], что также подтверждается изотопным составом углерода от (-35) до (-28) ‰).

Таким образом, по составу углеводородов-биомаркеров в палеозойских комплексах Западной Сибири может быть выделено несколько биогеохимических фаций, что обусловлено сложным взаимоотношением мелководной морской, рифогенной карбонатной, черносланцевой глубоководной морской, пелагической в палеозойских бассейнах, а также встречных потоков терригенного материала различного состава, направленных как со стороны приплатформенной островной суши, так и действующих вулканических дуг.

Высокий уровень катагенеза в палеозойских комплексах на большей части территории Западно-Сибирского мегабассейна ( $R_{\text{вт}}^{\circ} > 3,0$  %), а вследствие этого практически полностью исчерпанный генерационный потенциал ОВ этих толщ не позволяют рассчитывать на сохранение в них крупных сингенетических залежей углеводородов [4, 5 и др.]. Однако присутствие в палеозойских нефтях УВ-биомаркеров свидетельствует о том, что существуют зоны, в которых палеотермобарические условия недр не приводили к полной деструкции углеводородов. Так, на значительной части Нюрольского бассейна осадочные толщи среднего палеозоя до глубины 4,0 км находятся в главной зоне нефтеобразования ( $R_{\text{вт}}^{\circ} = 0,85\text{--}1,20$  %), и ОВ способно генерировать нефтяные УВ. Из этих отложений получены различные по интенсивности притоки конденсатного газа и легких нефтей, а также наблюдались многочисленные нефтегазопро явления. В толщах с катагенезом градаций  $\text{МК}_3^1\text{--AK}_1$  ( $R_{\text{вт}}^{\circ} = 1,15\text{--}2,50$  %) отмечались притоки

газообразных углеводородов в различных районах региона. В высокопреобразованных отложениях палеозоя ( $R_{vt}^o > 3,0 \%$ ) практически полностью исключается возможность сохранения сингенетичных залежей УВ.



### Список литературы

1. Фомин А. Н. Горючие сланцы Щучьинского синклиория (Восточный склон Полярного Урала) / А.Н Фомин., С. В. Сараев, В. П. Данилова // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. — 2004. — № 1. — С. 42–46.
2. Конторович А. Э. Эволюция нафтидогенеза в истории Земли // Геология и геофизика. — 2004. — Т. 45. — № 7. — С. 784–802.
3. Peters K. E., Walters C. C., Moldowan J. M. The biomarker guide — New York: Cambridge University Press, 2005. — V.2–1155 p.
4. Геология нефти и газа Западной Сибири. / под ред. А. Э. Конторовича, И. И. Нестеров, В. С. Суркова, А. А. Трофимука — М.: Недра, 1975. — 680с.
5. Фомин А. Н. Катагенез органического вещества и нефтегазоносность мезозойских и палеозойских отложений Западно-Сибирского мегабассейна — Новосибирск, ИНГГ СО РАН, 2011. — 331с

УДК 543:551.46.071(268.45)

DOI 10.25205/978-5-4437-1312-0-150-152

## **Геохимическая характеристика рассеянного органического вещества в породах Северо-Кильдинских скважин, западная часть баренцевоморского региона**

А. В. Куршева<sup>1</sup>, И. П. Моргунова<sup>1</sup>,  
И. В. Литвиненко<sup>1,2</sup>, А. К. Алексеева<sup>1</sup>, М. Н. Руденко<sup>1</sup>

<sup>1</sup> Всероссийский научно-исследовательский институт геологии и минеральных ресурсов Мирового океана им. акад. И. С. Грамберга, Санкт-Петербург

<sup>2</sup> Санкт-Петербургский государственный университет, Санкт-Петербург

**Аннотация.** Проведено детальное изучение рассеянного органического вещества (РОВ) в породах скважинного материала Северо-Кильдинской площади, расположенной в западной части Баренцева моря. Выявлено присутствие как автохтонных, так и эпигенетических битумоидов в составе РОВ. Показано, что состав и распределение молекулярных маркеров — н-алканов, изопреноидов, стеранов и терпанов указывает на преимущественно гумусово-сапропелевый генезис РОВ изученных пород, накопленного преимущественно в обстановках прибрежного мелководья. Оценка уровня термальной зрелости свидетельствует, что РОВ достигло стадий катагенеза МК1 — МК2, соответствующих главной зоне нефтеобразования (ГЗН).

**Ключевые слова:** Северо-Кильдинские скважины, РОВ, биомаркеры, н-алканы, изопрениоды, стераны, гопаны, ПАУ.

## **Geochemical characteristic of dispersed organic matter in the rocks of the Severo-Kildinskiye wells, the western part of the Barents Sea region**

A. Kursheva<sup>1</sup>, I. Morgunova<sup>1</sup>, I. Litvinenko<sup>1,2</sup>, A. Alekseeva<sup>1</sup>, M. Rudenko<sup>1</sup>

<sup>1</sup> Academician I.S. Gramberg All-Russia Scientific Research Institute for Geology and Mineral Resources of the Ocean, Saint-Petersburg

<sup>2</sup> Saint-Petersburg State University, Saint-Petersburg

**Abstract.** Detailed study of dispersed organic matter (DOM) in rocks of borehole (walls) material of Severo-Kildinskaya area located in the Western part of the Barents Sea was carried out. The presence of both autochthonous and epigenetic bitumoids (extractable organic matter) in the DOM has been identified. It is shown that the composition and distribution of molecular markers — n-alkanes, isoprenoids, steranes and terpanes indicates a predominantly humus-sapropel genesis of the DOM of the studied rocks, accumulated mainly in the conditions of coastal shallow waters. The assessment of the level of thermal maturity indicates that the DOM has reached the catagenesis stages MK1-MK2 corresponding to the main zone of oil formation (GZN).

**Key words:** Severo-Kildinskiye wells, dispersed organic matter; biomarkers, n-alkanes, isoprenoids, steranes, hopanes, polycyclic aromatic hydrocarbons.

Образцы пород Северо-Кильдинских скважин (80, 81,82), расположенных в западной части Баренцева моря, были проанализированы с целью актуализации материала по глубокому бурению, вскрывшему разрез осадочного чехла до триасовых отложений включительно: 13 образцов пород от нижнего ( $T_1i$ ) до среднего ( $T_2l$ ) триаса представленных в основном аргиллитовыми отложениями.

Аналитическая процедура изучения органической составляющей отложений (РОВ) включала: экстракцию битумоидов, определение их группового состава, хроматографическое фракционирование с выделением суммы метано-нафтеновой и ароматической фракций УВ, ГХ-МС анализ n-алканов, циклических и полиароматических (ПАУ) углеводородов [1,2].

В исследованных отложениях содержание Сорг варьирует в пределах от  $0.0 \div 1.1$  %, при этом минимальные и максимальные значения установлены для ладинского и анизийского ярусов среднего триаса ( $T_2$ ) скважины С-К\_81 (см. таблицу). Степень битуминизации ОВ (коэффициент  $\beta$ ) варьирует в широких пределах (2.6–34.5 %), указывая на присутствие в отдельных образцах пород как автохтонных, так и эпигенетичных битумоидов [3].

### Геохимическая характеристика триасовых пород Северо-Кильдинских скважин

Образец	Возраст	Сорг, %	Характеристика молекулярного состава РОВ			Rc по МР11, %	Градации катагенеза [4]
			TAR	Pr/Ph	I <sub>тс</sub>		
С-К_80-1547+7.5	$T_2l$	0.4	0.3	0.7	0.4	0.60	МК1
С-К_81-1565+1.1	$T_2l$	0.0	0.6	0.8	0.3	0.67	МК2
С-К_81-1565+3.9	$T_2l$	0.3	0.7	0.9	0.3	0.62	МК1
С-К_80-1920+3.5	$T_2a$	0.4	0.5	1.7	0.9	0.59	МК1
С-К_81-1755.9+1.9	$T_2a$	1.1	0.2	0.8	0.5	0.60	МК1
С-К_80-2471+0.5	$T_1o_2$	0.1	0.4	0.7	0.1	0.65	МК1-МК2
С-К_80-3318.3+3.5	$T_1o_1$	0.1	0.3	0.7	0.3	0.64	МК1-МК2
С-К_82-3012+1.4	$T_1i$	0.1	0.4	0.7	0.3	0.63	МК1
С-К_82-3346.5+1.9	$T_1i$	0.5	0.9	1.0	0.3	0.61	МК1
С-К_82-3346.5+6.65	$T_1i$	0.1	0.7	3.5	1.8	0.57	МК1
С-К_82-3412.6+1.6	$T_1i$	0.2	0.5	0.7	0.5	0.53	МК1
С-К_82-3773+7.2	$T_1i$	0.1	0.5	0.8	0.5	0.66	МК2
С-К_82-4415+7.2	$T_1i$	0.2	0.4	0.7	0.4	0.71	МК2

Отложения нижнего и среднего триаса ( $T_1$ - $T_2$ ) по составу n-алканов свидетельствуют о смешанном гумусово-сапропелевом генезисе РОВ с ведущей ролью гидробионтной составляющей (TAR=  $0.2 \div 0.7$ ) (см. табл.1.) [5]. Органическое вещество изученных пород, в целом, можно охарактеризовать как умеренно термально зрелое (СР11 ~1.1), сформированное преимущественно в слабо-восстановительных условиях (Pr/Ph $\leq$ 1). Высокое значение соотношения Pr/Ph=1.7 в анизийском ярусе скважины С-К\_80 может быть обусловлено как сугубо окислительными условиями накопления континентальных отложений, так и/или вторичной окислительной трансформацией РОВ в зоне гипергенеза. Наличие в породе С-К\_80-1920+3.5  $T_2a$  обугленного растительного детрита [6] согласуется с высказанным предположением. Керновый материал индского периода скважины С-К\_82-3346.5+6.65, представленный красноцветным аргиллитом, характеризуется максимальным для изученных пород соотношением изопреноидов Pr/Ph=3.5, что указывает на окислительные условия трансформации компонентов ОВ (табл.1) и связано, по-видимому, с регрессией моря в триасе [7].



Состав молекулярных маркеров — стеранов и терпанов указывает на преимущественно гумусово-сапропелевый состав РОВ изученных пород, накопленного в обстановках прибрежного мелководья (см. таблицу). При этом повышенный вклад гумусовых компонентов в состав РОВ (ИТС=0.9 и 1.18) — серого и красноцветного аргиллитов анизийского (С-К\_80) и индского ярусов (С-К\_82), выявленные по различным параметрам окислительные условия и высокий уровень гипергенной трансформации РОВ, подтверждаются высказанное ранее предположение о регрессивных морских обстановках осадконакопления в эти периоды.

В целом, оценка уровня термальной зрелости согласно расчётным данным отражательной способности витринита ( $R_c$ ) [8], свидетельствует, что РОВ достигло стадий катагенеза МК1 — МК2, соответствующих главной зоне нефтеобразования (ГЗН) (см. табл.1) Данные градации катагенеза подтверждаются стерановыми и гопановыми коэффициентами зрелости ( $C_{29} \alpha\beta/(\alpha\beta+\alpha\alpha) S \sim 0.5$ ;  $H_{29}/H_{30} \geq 0.5$ ;  $Ts/(Ts + Tm) \sim 0.3$ ).

### Список литературы

1. Petrova, V.I., Batova, G.I., Kursheva, A.V., Litvinenko, I.V. Geochemistry of organic matter of bottom sediments in the central arctic rises of the Arctic Ocean. *Russ. Geol. Geophys.* — 2010. — 51. — P.88–97. <https://doi.org/10.1016/j.rgg.2009.12.008>
2. Morgunova, I.P., Kursheva, A.V., Petrova, V.I. et al. Natural and anthropogenic organic matter inputs to intertidal deposits of the urbanized Arctic region: A multi-proxy approach. *Mar. Chem.* — 2021. — 234. — P. 1–15. <https://doi.org/10.1016/j.rgg.2009.12.008>
3. Баженова О.К. Геология и геохимия нефти и газа: Учебник / О.К. Баженова, Ю.К. Бурлин, Б.А. Соколов, В.Е. Хаин. Под ред. Б.А. Соколова. — 2-е изд., перераб. и доп. — М.: Издательство Московского университета, 2004. — 415 с. ISBN 5–211–04888
4. Вассоевич Н.Б., Неручев С.Г., Лопатин Н.В. О шкале катагенеза в связи с нефтегазообразованием // Проблемы геологии и геохимии нефтяных и битуминозных пород. — М.: Наука, 1976. — С. 47–62. (25 сессия МГК. Докл. сов. геологов).
5. Peters K. E., Walters C. C., Moldowan J. M., 2005. *The Biomarker Guide: vol. 2. Biomarkers and isotopes in petroleum systems and Earth history, second ed.* Cambridge University Press, Cambridge. <https://doi.org/10.1017/CBO9781107326040.004>
6. Арктикморнефтегазразведка, 2003. Отчет по теме 1–98–9м/1: «Создание единой информационной геолого-геофизической базы данных по континентальному шельфу РФ». Ответственный исполнитель Киреев Г.И.
7. Ступакова А.В., Кирюхина Т.А., Сулова А.А. и др. Перспективы нефтегазоносности мезозойского разреза Баренцевоморского бассейна // Георесурсы. — 2015. — Т.2. — № 61. — С. 13–27.
8. Radke M. Application of aromatic compounds as maturity indicators in source rocks and crude oils // *Marine and Petroleum Geology.* — 1988. — Vol. 5. — P. 224–236. [https://doi.org/10.1016/0264-8172\(88\)90003-7](https://doi.org/10.1016/0264-8172(88)90003-7).

УДК 553.98:550.84.094

DOI 10.25205/978-5-4437-1312-0-153-155

## **Глубинные сверхкритические флюиды как определяющий фактор в процессах миграции углеводородов в залежь\***

С.Х. Лифшиц

Институт проблем нефти и газа СО РАН, Якутск

**Аннотация.** Миграция углеводородов в залежь протекает в противовес законам рассеивания и для ее осуществления необходим дополнительный источник энергии. Такой источник энергии может обеспечить глубинный флюид, находящийся в сверхкритическом состоянии. На примере сверхкритического диоксида углерода показано, что сверхкритический флюид способен не только транспортировать нефтяные углеводороды, но и улучшать коллекторские свойства пород вследствие реакций глубинного карста. Это позволяет пересмотреть время формирования газонефтяных залежей вместо миллионов, до, возможно, сотен и десятков лет.

**Ключевые слова:** генезис нефти, миграция углеводородов, сверхкритический флюид, карст, коллекторские свойства пород

## **Deep supercritical fluids as a determining factor in the processes of hydrocarbon migration into the reservoir**

S. Lifshits

Institute of Oil and Gas Problems SB RAS, Yakutsk

**Abstract.** The migration of hydrocarbons into the reservoir runs counter to the laws of dissipation and requires an additional source of energy. Such a source of energy can be provided by a deep fluid in supercritical state. By the example of supercritical carbon dioxide it is shown that supercritical fluid can not only transport oil hydrocarbons, but also improve the reservoir properties of rocks due to deep karst reactions. This allows us to reconsider the time of formation of gas and oil deposits instead of millions, to perhaps hundreds and tens of years.

**Key words:** oil genesis, hydrocarbon migration, supercritical fluid, karst, rock reservoir properties

Вопросы, связанные с генезисом нефти и газа, давно волнуют специалистов и дискуссии на эту тему не прекращаются. Согласно осадочно-миграционной концепции происхождения нефти источником нефтяных углеводородов является преобразованное в диа- и катагенезе органическое вещество биогенного происхождения. Наличие тесной генетической связи нефти с фоссилизированным в осадочных породах органическим веществом и молекулярными структурами живого вещества, безусловно, подтверждает этот факт. Тем не менее, эта концепция не в силах объяснить многие простые явления. Например, почему в однотипных разновозрастных породах в одних случаях микронепфть мигрирует в залежь, а в других нет? Также сложно

---

\* Работа выполнена в рамках проекта Фундаментальных научных исследований №122011200369-1.  
© С.Х. Лифшиц, 2022

объяснить наблюдаемый в настоящее время факт притока нефти в отработанные и законсервированные скважины. Ведь временной масштаб, которым оперирует осадочно-миграционная концепция, измеряется миллионами, а не десятками или сотнями лет. Т.е. механизм миграции углеводородов в залежь, предлагаемый осадочно-миграционной концепцией, является на наш взгляд наименее исследованным и наиболее дискуссионным. Непонятно, как покидают плотные нефтематеринские породы нефтяные углеводороды и почему вместо рассеивания концентрируются в залежь. Для преодоления процессов диффузионного рассеивания (уменьшения энтропии в системе) необходима дополнительная сила или энергия, источник которой, по-видимому, кроется в открытости системы формирования залежи по потоку энергии и вещества.

Ранее нами была рассмотрена модель образования нефти [1, 2], согласно которой формирование газонефтяных залежей протекает в потоке глубинных флюидов, находящихся в сверхкритическом состоянии. Т.е. для формирования газонефтяной залежи необходимо, чтобы осадочный бассейн с рассеянным органическим веществом пронизывал глубинный флюид, находящийся в сверхкритическом состоянии. Почему так важно, чтобы глубинный флюид находился в сверхкритическом состоянии? Это связано с особыми свойствами сверхкритических флюидов, которые обладают огромной растворяющей способностью, сверхтекучестью и высокой химической активностью [3]. Это как раз те свойства, которые необходимы флюиду, чтобы извлечь из плотных нефтематеринских пород битуминозные вещества и транспортировать их в залежь. Поток глубинного флюида, несущий в своем составе микронезть, обладает тем напором, который не позволяет углеводородам рассеиваться в пространстве, а достичь пород-коллекторов. В процессе концентрирования в коллекторскую породу нефть должна вытеснить из породы воду. Согласно осадочно-миграционной концепции заполнение коллектора микронезтью осуществляется под влиянием гравитационного и гидравлического факторов. В обоих случаях, всплыванию капель или продвижению в гидродинамической системе в кровельную часть пласта будет препятствовать капиллярное давление, величина которого зависит от размеров пор, межпоровых каналов, трещин, степени гидрофильности породы, от сил, возникающих на поверхности раздела фаз нефть-вода и др. [4]. Однако эти проблемы даже не возникают, если предположить, что в коллектор внедряется глубинный флюид, находящийся в сверхкритическом состоянии. Вследствие сверхтекучести и высокой растворяющей способности сверхкритический флюид будет растворять находящуюся в порах коллекторской породы воду, проникая вглубь её. Заполнение сверхкритическим флюидом большого объема коллекторской породы приведет к падению его давления, к потере флюидом своих сверхкритических свойств и, как следствие, к снижению растворимости компонентов. Т.е. произойдет «разгрузка» флюида, которая будет сопровождаться выделением фаз: газообразной, жидкой углеводородной и жидкой водной, которые будут располагаться по высоте пласта в указанном порядке согласно их плотности. Вероятно, вследствие этого вода всегда подпирает газонефтяную залежь.

Можно предположить, что в потоке глубинного флюида идет преобразование не только органического вещества осадочных пород [2], но и самой минеральной составляющей. Эксперименты, в ходе которых проводилась обработка осадочных пород сверхкритическим диоксидом углерода, показали, что при этом увеличивалась проницаемость плотных нефтематеринских пород [5]. Было сделано предположение, что проницаемость пород возрастает вследствие протекания реакций глубинного карста, т.е. растворения карбонатов до бикарбонатов. Этот процесс может протекать не только в карбонатных, но и других породах, например, аргиллитах, которые часто являются нефтематеринскими. Это можно объяснить содержанием в их составе небольшого количества карбонатных включений. Кроме того, аргиллиты также подвержены процессам карста, только скорости этих процессов значительно ниже [6].

Способность сверхкритического флюида взаимодействовать с минеральной составляющей пород позволяет по-новому взглянуть на процессы вторичной миграции углеводородов [5]. Так, сверхкритический флюид по той же реакции растворения карбонатов до бикарбонатов может расширять поры и микротрещины пород, растворять перемычки, связывающие зерна породы, увеличивая тем самым проницаемость, а, возможно, и пористость коллекторских пород. Т.е. нет необходимости полагать, что газонефтяная залежь формировалась до уплотнения пород. Коллекторские свойства пород могут раскрываться непосредственно в процессе их заполнения нефтью вследствие указанного взаимодействия сверхкритического флюида с минеральной составляющей пород. Флюид сам прокладывает себе дорогу. Это в свою очередь позволяет пересмотреть время и длительность формирования газонефтяных залежей в сторону их значительного уменьшения.

Таким образом, рассматриваемая модель генезиса нефти опирается на основные постулаты сторонников биогенного синтеза нефти (генетическое родство углеводородов нефти с рассеянным органическим веществом осадочных пород) и абиогенного (региональная приуроченность скоплений нефти и газа к зонам глубинных разломов). Она позволяет объяснить многие вопросы, связанные с формированием газонефтяных залежей, в том числе и наблюдаемую в настоящее время их восполняемость в режиме реального времени (десятки или сотни лет).

### Список литературы

1. Лифшиц С. Х. Механизм образования нефти в сверхкритическом потоке глубинных флюидов / СХ. Лифшиц // Вестник РАН. — 2009. — Т. 79. — № 3. — С.261–265.
2. Лифшиц С. Х. Возможный механизм образования нефти в потоке сверхкритического флюида на примере диоксида углерода / С.Х. Лифшиц, О.Н. Чалая // Сверхкритические флюиды. Теория и Практика. — 2010. — Т.5. -№2. — С.45–55.
3. Леменовский Д. А. Сверхкритические среды. Новые химические реакции и технологии / Д. А. Леменовский, В.Н. Баграташвили // Соровский образовательный журнал. — 1999. — №10. — С. 36–41.
4. Сафронов А. Ф. Геология нефти и газа / А. Ф. Сафронов. -Якутск: ЯФ Изд-ва СО РАН, 2000. — 166 с.
5. Lifshits S.Kh. Deep fluids and their role in hydrocarbon migration and oil deposit formation exemplified by supercritical CO<sub>2</sub> / S.Kh. Lifshits // Earth and Environmental Science Transactions of the Royal Society of Edinburgh. -2021. -112(1). -P.1–11.
6. Ежов Ю. А. Карст в земной коре: распространение и основные типы / Ю. А. Ежов, Г. П. Лысенин, В. Н. Андрейчук, Ю. В. Дублянский. Новосибирск: Ротапринт Объед. ин-та геологии, геофизики и минералогии СО РАН. -1992. — 76 с.

УДК 553.98

DOI 10.25205/978-5-4437-1312-0-156-160

## **Органическая геохимия пород хатыспытской свиты венда (неопротерозоя) Оленекского поднятия (архивные и новые данные) \***

**Д. С. Мельник**

Институт нефтегазовой геологии и геофизики  
им. А. А. Трофимука СО РАН, г. Новосибирск  
Новосибирский государственный университет, Новосибирск

**Аннотация.** Выполнено обобщение архивных и новых материалов по геохимии пород и органического вещества (ОВ) хатыспытской свиты венда одного из обнажений бассейна р. Хорбусунка. В разрезе установлены уровни пород, аномально обогащенных и обедненных ОВ. Высказано предположение, что черносланцевые отложения простираются к северо-западу от Оленекского поднятия. Исследование биомаркеров показало, что в седиментогенезе окислительно-восстановительные условия в морском бассейне менялись. Накопление черносланцевых осадков происходило в слабо восстановительных условиях без сероводородного заражения вод. Установлено, что катагенез ОВ пород соответствует началу главной зоны нефтеобразования, ОВ хатыспытской свиты могло быть источником нефти и газа в отложениях неопротерозоя и палеозоя Суханской впадины и Лено-Анабарского прогиба.

**Ключевые слова:** Сибирская платформа, венд, потенциально нефтематеринские породы, хатыспытская свита, органическая геохимия углеводороды-биомаркеры

## **Organic geochemistry of the Vendian (Neoproterozoic) Khatyspyt Formation of the Olenek Uplift (archival and new data)**

**D. Melnik**

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, Novosibirsk  
Novosibirsk State University, Novosibirsk

**Abstract.** Archival and new data on geochemistry of rocks and organic matter (OM) from the Vendian Khatyspyt Formation from the outcrop along the Khorbusuonka River were generalised. In the section, levels of rocks anomalously enriched and depleted with OM were established. It is assumed, that the black shales are prolonged to the north-west from the Olenek Uplift. Biomarker analyses showed that redox state was changing in marine basin during sedimentogenesis. The formation of black shales was under weakly reducing conditions without euxinia. The catagenesis of the OM corresponds to the beginning of the main oil zone; the Khatyspyt OM could be the source of oil and gas in Neoproterozoic and Paleozoic of Sukhana Depression and Lena-Anabar Trough.

**Key words:** Siberian Platform, Vendian, potential source rock, Khatyspyt Formation, organic geochemistry, hydrocarbons-biomarkers

---

\* Работа выполнена в рамках проектов ФНИ FWZZ-2022-0011 и РФФИ (грант №20-35-90029).

© Д. С. Мельник, 2022

## Введение

Проблема выявления и изучения потенциально нефтегазоматеринских пород в разрезе венда на Сибирской платформе остается актуальной. На склонах Оленекского поднятия распространена хатыспытская свита венда. Исследование ее пород как части вендского регионального нефтегазоматеринского уровня является важной задачей нефтегазопоисковых работ в Арктическом регионе Сибири [1–5].

Хатыспытская свита в полном объеме не представлена ни в одном из известных обнажений. В работе рассмотрен наиболее полный единый разрез свиты (130 м) на р. Хорбусуонка. Цель работы — проанализировать распространение в разрезе органического вещества (ОВ) пород, реконструировать условия их накопления, оценить их участие в процессе нефтегазообразования на северо-востоке Сибирской платформы. Материалы для исследования (36 образцов пород): коллекция, собранная автором в 2018 году и архивные материалы (породы, отобранные в 2006–2009 гг., фракции битумоидов и результаты их анализов). Изучение пород и ОВ проводилось по методике, принятой в лаборатории нефти и газа ИНГГ СО РАН. Для оценки потенциально нефтематеринских пород использованы критерии, разработанные Н. Б. Вассоевичем [6], А. Э. Конторовичем [7], С. Г. Неручевым [8].

## Результаты

Содержание нерастворимого остатка (НО) в породах составляет 1,5–10,8 %, реже повышено до 13,2–49,2 % в глинисто-кремнисто-карбонатных породах и до 72,5–75,0 % в известковых аргиллитах (черных сланцах). Максимальные содержания органического углерода ( $C_{\text{орг}}$ ) зафиксированы в черных сланцах (9,73–10,17 %) и глинистых известняках (1,67–4,40 %). Обычно  $C_{\text{орг}}$  фиксируется на уровне 0,21–0,73 %, часто меньше кларковых значений (0,2 % для карбонатных пород по Н. Б. Вассоевичу [6]). Генерационный потенциал пород в среднем равен 3,88 мг УВ/г породы, достигает 25,13 мг УВ/г породы. Значения водородного индекса HI обогащенных ОВ пород, как правило,  $>150$  мг УВ/г  $C_{\text{орг}}$ , в ряде образцов повышаются до 350–560 мг УВ/г  $C_{\text{орг}}$ , температуры по пиролизу  $T_{\text{max}}$  лежат в интервале 436–443°C, индекс продуктивности PI, как правило,  $<0,1$ . Выходы битумоидов ( $b_{\text{хл}}$ ) составляют 0,006–0,681 % и возрастают с содержанием  $C_{\text{орг}}$  ( $r=+0,74$ ). Значения битумоидного коэффициента ( $\beta=b_{\text{хл}}/1,33C_{\text{орг}}$ ) обычно  $<10$  %, в нескольких образцах повышены до 11–29 %. В битумоидах содержание насыщенных углеводородов (УВ) главным образом на уровне 10–35 %, ароматических — 5–14 %, смол — 52–71 %, асфальтенов — до 11 %. С увеличением  $\beta$  растет доля насыщенных УВ до 38–66 % ( $r=+0,54$ ), PI до 0,14–0,22 ( $r=+0,53$ ).

Максимум распределения нормальных алканов часто приходится на  $n\text{-}C_{20}$ – $n\text{-}C_{25}$ , реже — на  $n\text{-}C_{17}$ – $n\text{-}C_{19}$ . В следовых количествах зафиксированы 12- и 13-монометилалканы. Отношение пристана (Pr) к фитану (Ph) варьирует от 0,3 до 1,1. Отношения  $\text{Pr}/n\text{-}C_{17}$  и  $\text{Ph}/n\text{-}C_{18}$  в среднем составляют 0,3 и 0,4 соответственно. Индекс CPI в среднем равен 1,1.

Среди стеранов  $C_{27}$ – $C_{30}$  преобладает  $C_{29}$  ( $C_{29}/C_{27}=2,04\text{--}3,90$ ), в нескольких образцах зафиксированы близкие концентрации  $C_{27}$  и  $C_{29}$  ( $C_{29}/C_{27}=1,04\text{--}1,81$ ). Отношение стеранов к прегнанам изменяется от 2 до 18 и возрастает с увеличением отношения  $C_{29}/C_{27}$  ( $r=+0,76$ ). Отношение диастеранов к регулярным стеранам варьирует в пределах 0,07–0,84 и не зависит от содержаний НО и  $C_{\text{орг}}$  в породах. Величины отношения изомеров  $C_{29}$  20S/(20S+R) и  $\beta\beta/(\alpha\alpha+\beta\beta)$  в среднем равны 0,46 и 0,43 соответственно. Во фракции терпанов преобладают гопаны и гомогопаны (в среднем — 79 % на сумму терпанов). Среднее содержание трицикланов — 15 %, тетрацикланов — 2 %, моретанов — 4 %. Отношение адиантана к гопану  $C_{29}/C_{30}$  в среднем равно 0,7, в одном образце достигает 1,1. По  $m/z$  191, 163, 369, 384 был идентифицирован 29,30-бисноргопан  $C_{28}$ . Отношение Ts/Tm составляет 0,21–1,20 (среднее=0,6), гомогопанов  $C_{33}/C_{34}$ –0,75–2,87. Кон-

центрации гаммацераана значительно варьируют от 0,1 до 9,9 % на сумму терпанов, значения гаммацераанового индекса (GI) [9] — от 0,07 до 4,93. С увеличением GI растёт отношение  $C_{35}/C_{34}$  ( $r=+0,63$ ).

**Обсуждение.** Породы хатыспытской свиты неравномерно обогащены ОВ. Среди карбонатных пород, обедненных ОВ, встречаются прослои глинисто-кремнисто карбонатных пород, глинистых известняков и известковых аргиллитов, обогащенных ОВ. Максимальные концентрации  $C_{орг}$  фиксируются во второй подсвите, повышенные — в первой, второй, редко в третьей подсвитах. Черные сланцы залегают в основании второй подсвиты. Литолого-седиментологические исследования показывают, что она представляет собой крупную трансгрессивную последовательность [10]. Это позволяет предполагать, что образование осадков, аномально обогащенных ОВ, происходило в сравнительно глубоководных обстановках. Ранее установлено, что отпечатки стеблевидных организмов в разрезе хатыспытской свиты простираются в северо-западном направлении, что по мнению исследователей свидетельствует о существовании направленных палеотечений [10]. Обобщая вышесказанное, можно предполагать более широкое распространение черносланцевых фаций к северо-западу от Оленекского поднятия.

Значительные вариации Pr/Ph,  $C_{35}/C_{34}$  и GI по разрезу свидетельствуют о колебании окислительно-восстановительных условий. Повышенные значения GI и  $C_{35}/C_{34}$  отмечены главным образом во второй подсвите и нижней части третьей подсвиты. Следовательно, при накоплении этой части разреза периодически возникала стратификация водной толщи и сероводородное заражение придонных вод [9]. В целом, это согласуется с выводом о развитии на этом уровне эвксинных условий, основанном на результатах изотопных исследований карбонатных пород хатыспытской свиты [11]. Формирование маломощных прослоев черных сланцев и глинистых известняков второй подсвиты, существенно обогащенных ОВ, происходило как правило в слабо восстановительных условиях без сероводородного заражения. Об этом свидетельствуют низкие значения GI и  $C_{35}/C_{34}$ .

Значения CPI, Ts/Tm,  $C_{29} 20S/(20S+20R)$  и  $\beta\beta/(\alpha\alpha + \beta\beta)$ ,  $T_{max}$  свидетельствуют о том, что ОВ достигло начала главной зоны нефтеобразования, его зрелость соответствует началу мезокатагенеза МК<sub>1</sub><sup>1</sup> (по А. Э. Конторовичу) [7], и согласуются с прежними оценками [2–3 и др.]. По изменению значений  $\beta$ , групповому составу, пиролизу ОВ пород большинство битумоидов автохтонные (сингенетичные). В нескольких образцах повышенные значения  $\beta$  (>10 %) и PI (0,14–0,22), как и содержание насыщенных УВ (38–66 %), указывают на первичную миграцию битумоидов [6–8].

По молекулярному составу (высокие концентрации гаммацераана, преобладание гомолога  $C_{29}$  среди стеранов и др.) подтверждается ранее установленная генетическая связь между ОВ свиты и битумами Центрально-Оленекского и Восточного-Анабарского скоплений [2,3,12]. Выявлены новые особенности состава и распределения УВ: присутствие 12- и 13-монометилалканов в следовых количествах, близкие концентрации стеранов  $C_{27}$  и  $C_{29}$ , низкое содержание гаммацераана (на уровне 0,1 %).

Согласно современным интерпретациям сейсмических данных вендские отложения погружаются в западном (Суханская впадина), северном и восточном направлениях (Лено-Анабарский прогиб) от Оленекского поднятия [4,5,13]. В этих районах катагенез ОВ вендских отложений может быть значительно выше и достигать градаций апокатагенеза [4,5]. Таким образом, породы хатыспытской свиты в этих районах могли генерировать как нефти, так и газы. Скопления УВ могут быть сосредоточены в коллекторах вендских и палеозойских отложений.

## Выводы

Хатыспытская свита представлена чередованием обедненных и обогащенных ОВ пород с редкими маломощными интервалами аномально обогащенных ОВ известковых аргиллитов и глинистых известняков. На Оленекском поднятии ОВ достигло начала главной зоны нефтеобразования (катагенез МК<sub>1</sub><sup>1</sup>), отмечены признаки первичной миграции битумоидов. Расширен комплекс биомаркерных характеристик ОВ пород и возможных связанных с ними нафтидов. Обосновано предположение, что черные сланцы простираются в северо-западном направлении. С учетом представлений о строении осадочного чехла северо-востока платформы ожидается, что породы хатыспытской свиты генерировали нефть и газ в его погруженных частях (Суханская впадина, Лено-Анабарский прогиб).

## Список литературы

1. Конторович А. Э. Биогопаны в отложениях докембрия северо-востока Сибирской платформы / А. Э. Конторович, В. А. Каширцев, Р. П. Филп // Доклады РАН. — 1995. — Т. 345. — № 1. — С. 106–110.
2. Парфенова Т. М. Геохимия органического вещества хатыспытской свиты (венд, северо-восток Сибирской платформы) / Т. М. Парфенова, Б. Б. Кочнев, К. Е. Наговицин, Е. Н. Иванова, В. А. Каширцев, А. Э. Конторович // Всероссийская научная конференция «Успехи органической геохимии» (11–15 октября 2010 г.): материалы конференции. — Новосибирск: ИНГГ СО РАН, 2010. — С. 265–268.
3. Каширцев В. А. Прямые признаки нефтегазоносности и нефтематеринские отложения Суханского осадочного бассейна Сибирской платформы / В. А. Каширцев, Т. М. Парфенова, С. А. Моисеев, А. В. Черных, Д. А. Новиков, Л. М. Бурштейн, К. В. Долженко, В. И. Рогов, Д. С. Мельник, И. Н. Зуева, О. Н. Чалая // Геология и геофизика. — 2019. — Т. 60. — № 10. — С. 1472–1487.
4. Соболев П. Н., Лежнин, Д. С., Панарин, И. А. Гаврилова Е. Н., Пименова А. М. Геохимические критерии нефтегазоносности рифей-палеозойских отложений Лено-Анабарского регионального прогиба и сопредельных территорий // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. — 2019. — № 8. — С. 62–74.
5. Лежнин Д. С., Афанасенков А. П., Соболев П. Н., Найденов Л. Ф. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности Рифей-Палеозойских отложений Хатангско-Ленского междуречья // Геология нефти и газа. — 2021. — № 4. — С. 7–28.
6. Вассоевич Н. Б. Теория осадочно-миграционного происхождения нефти (исторический обзор и современное состояние). — Изв. АН СССР. — 1967. — с. 137–142.
7. Конторович А. Э. Геохимические методы количественного прогноза нефтегазоносности. — М.: Недра. — 1976. — 250 с.
8. Неручев С. Г. Нефтепроизводящие свиты и миграции нефти. — Л.: Гостоптехиздат. — 1962. — 224 с.
9. Peters K. E. The biomarker guide / K. E. Peters, C. C. Walters, J. M. Moldowan. — New York, Cambridge University Press. — 2005. — 1155 p.
10. Гражданкин Д. В., Рогов В. И. История развития верхневендского моря северо-востока Сибирской платформы // Фундаментальные проблемы изучения вулканогенно-осадочных, терригенных и карбонатных комплексов: Материалы Всероссийского литологического совещания, посвященного памяти А. Г. Коссовской и И. В. Хворовой (г. Москва, 11–12 ноября 2020 г.) — ГЕОС — М. — 2020. — С. 45–49.



11. Cui H., Grazhdankin D.V., Xiao S., Peek S., Rogov V.I., Bykova N.V., Sievers N.E., Liu X.-M., Kaufman A. J. Redox-dependent distribution of early macro-organisms: Evidence from the terminal Ediacaran Khatyspyt Formation in Arctic Siberia // *Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology*. — 2016. — V. 461. — P. 122–139.

12. Каширцев В. А. Природные битумы северо-востока Сибирской платформы. — Якутск: ЯФ СО АН СССР. — 1988. — 104 с.

13. Конторович В. А., Калинин А. Ю., Калинина Л. М., Соловьев М. В. Геологическое строение и сейсмогеологическая характеристика континентальной окраины Сибирской платформы и шельфа моря Лаптевых [Электронный ресурс] // *Нефтегазовая геология. Теория и практика* — том 15 — № 4 — с.1–15–2020.

УДК 550.84

DOI 10.25205/978-5-4437-1312-0-161-163

## **Оценка генерационного потенциала и особенностей происхождения органического вещества трудноизвлекаемых запасов Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна**

А. Р. Минсафин, Р. М. Сиразиева, Е. В. Морозова,  
А. Н. Мухамедьярова, Р. А. Мударисова

Институт геологии и нефтегазовых технологий КФУ, Казань

**Аннотация.** Одними из объектов, играющих важную роль в поддержании текущих уровней добычи и обеспечение прироста запасов, являются нетрадиционные трудноизвлекаемые запасы Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна. В ходе работы был применен комплексный подход к изучению их геохимических показателей: генерационного потенциала и особенностей происхождения органического вещества. Были проведены пиролитические исследования по методике Rock-Eval, а также ГХ-МС анализ экстрактов геологических образцов, что позволило получить информацию о происхождении нефти и условиях осадконакопления органического вещества.

**Ключевые слова:** Органическое вещество, генерационный потенциал, происхождение нефти, условия осадконакопления, Волго-Уральский бассейн, Rock-Eval, ГХ-МС.

## **Generation potential assessment and organic matter input of hard-to-recover reserves of the Volga-Ural oil and gas basin**

A. R. Minsafin, R. M. Sirazieva, E. V. Morozova,  
A. N. Mukhamed'yarova, R. A. Mudarisova

Institute of Geology and Oil and Gas Technologies KFU, Kazan

**Annotation.** One of the objects that play an important role in preserving current production levels and ensuring the growth of reserves are unconventional hard-to-recover reserves of the Volga-Ural oil and gas basin. In this work it is shown that an integrated approach was applied to the study of geochemical parameters of Volga-Ural basin source rock: generation potential and organic matter input. Pyrolytic studies using the Rock-Eval technique and GC-MS analysis of geological samples extracts were carried out. It is allowed obtaining information about the oil origin and the sedimentation conditions of organic matter.

**Key words:** Organic matter, generation potential, oil origin, sediment conditions, Volga-Ural basin, Rock-Eval, GC-MS.

### **Введение**

Трудноизвлекаемые запасы — это отложения с низкими показателями пористости и проницаемости с повышенным содержанием органического вещества, способные как производить углеводороды собственными нефтегазоматеринскими толщами, так и концентрировать их в от-

дельных пластах и зонах, выполняющих роль резервуара. В связи с этим актуальным становится изучение нефтегенерационного потенциала разных территорий Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна, выявление их геохимических особенностей и условий образования. [1,2]

### Объект и методы исследования

Проводилось исследование образцов доманиковых пород Кузьминовского участка (Республика Татарстан) и Малышевского месторождения (Оренбургская область), а также горючих сланцев Ундорского месторождения (Ульяновская область) Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна пиролитическим методом Rock-Eval с помощью пиролитической ячейки EGA/PY-3030D, совмещенной с хроматографом Agilent 7890B и масс-селективным детектором Agilent 5977B и ГХ-МС при помощи газового хроматографа «Хроматэк-Кристалл 5000» с масс-селективным детектором ISQ, Thermo.

### Результаты

Очень хорошего генерационного потенциала достигают горючие сланцы Ундор (4,6-88,6 г УВ/г породы), в то время как доманик Малышевского месторождения и Кузьминовского участка обладает от умеренного до хорошего потенциалом (3,4-35,6 г УВ/г породы) (рис. 1, а). Вместе с тем индекс продуктивности доманика составляет 13,7-26,9 %, что значительно выше, чем в случае горючих сланцев (Ундоры) (8,3 %) (рис.1б). Степень катагенетической преобразованности изученных доманиковых пород также существенно выше (МК1-МК3) зрелости образцов горячих сланцев (<ПК3). [3]

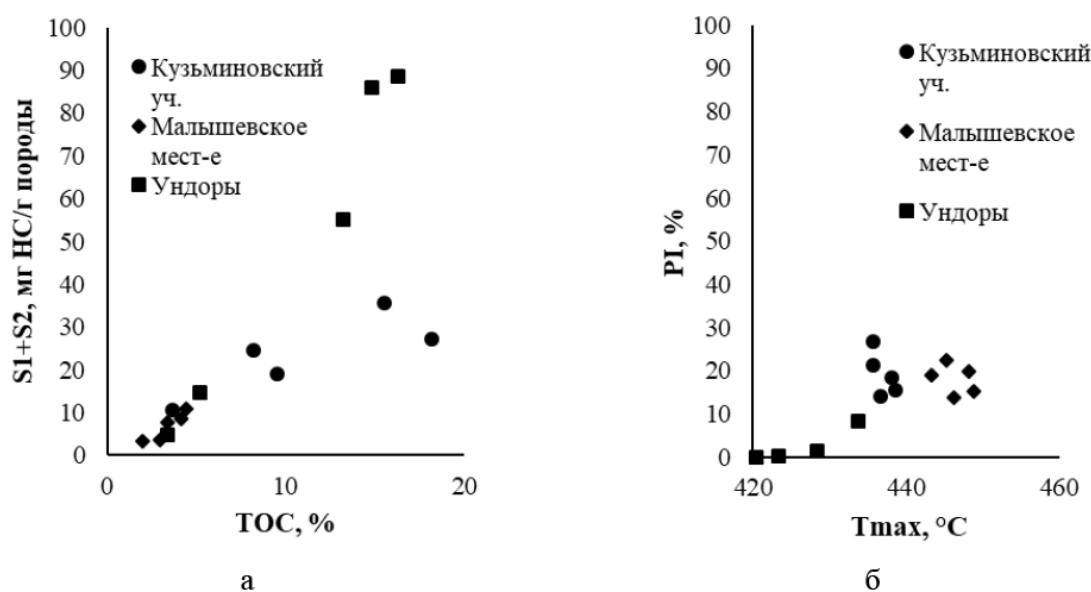


Рис. 1. Зависимости полного генерационного потенциала ( $S_1 + S_2$ ) от органического углерода ( $C_{орг}$ ) (а), а также индекса продуктивности (PI) от максимальной температуры ( $T_{max}$ ) (б) отложений Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна

Изученные образцы Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна относятся к сапропелевому органическому веществу (ОВ) от глубоководно морских до лагунных восстановительных условий осадконакопления согласно диаграмме Кеннона-Кессоу (рис. 2).

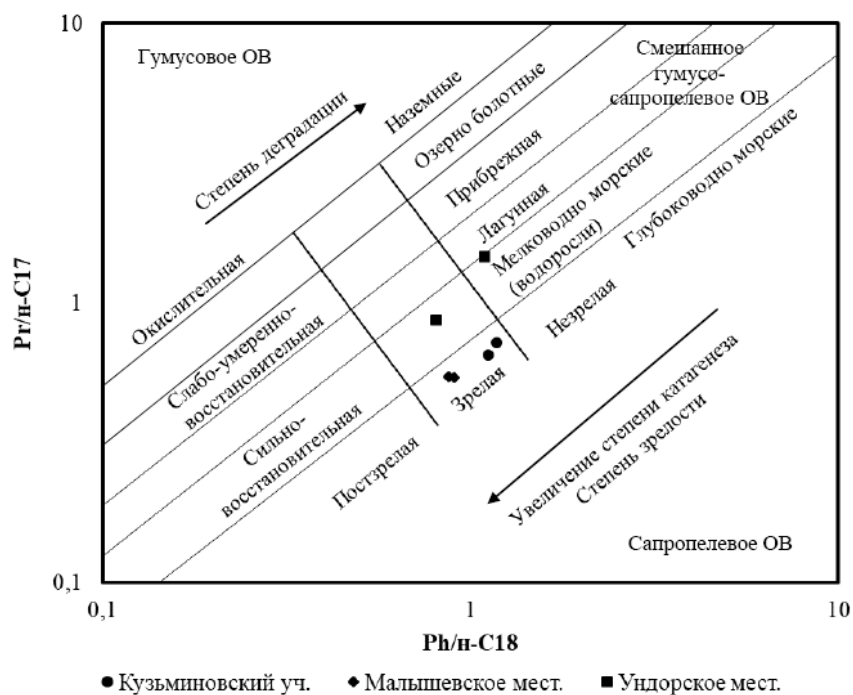


Рис. 2. График Кеннона-Кессоу (соотношения Pr/n-C17 и Ph/n-C18) для отложений Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна

### Заключение

Органическое вещество исследуемых образцов имеет преимущественно сапропелевый характер происхождения, является зрелым и относится преимущественно к сильно-восстановительной обстановке. Генерационный потенциал Кузьминовского участка и Мальшевского месторождения преимущественно имеет низкие значения, исключение составляют образцы Ундорского месторождения. Индекс продуктивности для всех территорий невысок, что говорит о низкой степени выработанности керогена.

### Список литературы

1. Б. Тиссо, Д. Вельге Образование и распространение нефти. М.: Мир, 1981. 501 с.
2. Лопатин Н. В., Емец Т. П. Пиролиз в нефтегазовой геологии. М.: Наука, 1987. 143 с.
3. Баженова О. К., Бурлин Ю. К., Соколов Б. А., Хаин В. Е. Геология и геохимия нефти и газа. М.: МГУ, 2000. 384 с.

УДК 553.98

DOI 10.25205/978-5-4437-1312-0-164-166

## Геохимическая характеристика органического вещества доманиковых отложений Южно-Татарского свода\*

Е. В. Морозова, А. Н. Мухамедьярова,  
А. А. Губайдуллина, Ю. А. Дуглав, В. П. Морозов

Институт геологии и нефтегазовых технологий,  
Казанский федеральный университет, Казань

**Аннотация.** Проведено исследование органического вещества доманиковых отложений Южно-Татарского свода. Показано, что вмещаемое органическое вещество незрелое, с очень хорошим и отличным генерационным потенциалом, содержит кероген II типа. В составе хлороформных битумоидов преобладают смолисто-асфальтеновые компоненты. В насыщенной фракции битумоидов при помощи ГХ/МС удалось идентифицировать ряд алканов, стеранов, гопанов, в ароматической фракции — ряд фенантронов, нафталинов, дибензотиофен и его гомологи. Значения биомаркерных коэффициентов указали на восстановительные морские условия осадконакопления без признаков биodeградации.

**Ключевые слова:** доманиковые отложения, пиролиз, генерационный потенциал, зрелость, катагенез, битумоид, ГХ/МС, стераны, гопаны

## Geochemical characteristics of the Domanik deposits organic matter of the of the South Tatar arch

E. V. Morozova, A. N. Mukhamed'yarova,  
A. A. Gubaidullina, J. A. Duglav, V. P. Morozov

Institute of geology, oil and gas technologies, Kazan Federal University, Kazan

**Abstract.** A study of the Domanik deposits organic matter of the of the South Tatar Arch was carried out. It was shown that the hosted organic matter is immature with good and excellent generation potential and contains type II kerogen. Resinous-asphaltene components predominate in the composition of chloroform bitumen. Using GC/MS it was possible to identify a number of alkanes, steranes, hopanes in the saturated fraction of bitumen and a number of phenanthrenes, naphthalenes, dibenzothiophene and its homologues in the aromatic fraction. The values of biomarker parameters indicated the reductive, lacustrine conditions of sedimentation without signs of biodegradation.

**Key words:** domanic deposits, pyrolysis, generation potential, maturity, catagenesis, bitumen, GC/MS, steranes, hopanes

\* Работа выполнена при поддержке Министерства науки и высшего образования Российской Федерации по соглашению № 075-15-2020-931 в рамках программы развития НЦМУ «Рациональное освоение запасов жидких углеводородов планеты».

© Е. В. Морозова, А. Н. Мухамедьярова, А. А. Губайдуллина, Ю. А. Дуглав, В. П. Морозов, 2022

## Введение

Доманиковые отложения представляют собой битуминозные, кремнисто-карбонатные породы с примесью глинистого материала черного и темно-коричневого цвета за счет вмещаемого органического вещества. Отложения доманикового типа охватывают достаточно большую территорию Волго-Уральской, Тимано-Печорской нефтегазоносной провинций и обладают большой потенциальной практической значимостью, что объясняется высоким содержанием вмещаемого органического вещества весьма высокими геологическими ресурсами [1]. Подобные нефтеперспективные отложения и органическое вещество, заключенное в них, требуют детального изучения с точки зрения генерационных характеристик, зрелости, качественного состава образующихся углеводородов с целью прогноза рентабельности исследуемых толщ, также качества добываемого сырья.

## Объекты и методы исследования

В данной работе рассматриваются доманиковые отложения семилукского горизонта франского яруса верхнего девона Южно-Татарского свода (ЮТС) Волго-Уральской антеклизы. Генерационные характеристики, зрелость нефтематеринских толщ оценивались с помощью пиролитической установки EGA/PY-3030D на базе хроматографа Agilent 7890B и масс-селективного детектора Agilent 5977B.

Для более детального изучения органического вещества, а также для оценки битумонасыщенности образцов доманиковых отложений была проведена хлороформенная экстракция доманиковых отложений в аппарате Сокслета. Выделенные битумоиды были подвергнуты SARA-анализу с выделением насыщенных, ароматических углеводородов, смол и асфальтенов.

При помощи газового хроматомасс-спектрометра Хроматэк-Кристалл 5000 с масс-селективным детектором ISQ Thermo произведен биомаркерный анализ насыщенной и ароматической фракций битумоидов.

## Результаты

По результатам пиролитических исследований доманиковые отложения семилукского горизонта Южно-Татарского свода имеют очень хороший-отличный генерационный потенциал (см. таблицу). Содержание органического углерода ТОС (%) варьируется от 1.4 % до 20.2 %.

### Результаты пиролитических исследований доманиковых отложений ЮТС

Место отбора образцов	S <sub>1</sub> , мг УВ/ г породы	S <sub>2</sub> , мг УВ/ г породы	T <sub>max</sub> , °C	HI, мг УВ/ г ТОС	ТОС, %
Агбязовский участок	$\frac{0,8-2,5}{1,7}$	$\frac{10,1-75,8}{33,5}$	$\frac{423-429}{427}$	$\frac{377-542}{433}$	$\frac{2,7-20,1}{8,0}$
Ерсубайкинское месторождение	$\frac{0,2-2,0}{0,7}$	$\frac{9,6-98,0}{55,8}$	$\frac{425-435}{429}$	$\frac{378-537}{472}$	$\frac{2,6-20,2}{11,4}$
Алькеевская площадь	$\frac{1,1-2,2}{1,6}$	$\frac{9,7-27,3}{16,9}$	$\frac{429-433}{432}$	$\frac{306-450}{385}$	$\frac{2,4-7,5}{4,4}$
Березовская площадь	$\frac{0,4-4,0}{2,0}$	$\frac{8,8-47,1}{21,5}$	$\frac{425-430}{427}$	$\frac{397-631}{455}$	$\frac{1,4-11,9}{5,0}$

Примечание: в числителе приведены минимальные и максимальные значения, в знаменателе — среднее.

По полученным значениям  $T_{max}$  органическое вещество доманиковых отложений ЮТС незрелое, находится на стадии ранней зрелости, что отвечает градации катагенеза ПКЗ-МК1. Согласно значениям водородного индекса,  $HI$  мг УВ/г ТОС, кероген нефтематеринских толщ ЮТС относится ко II типу, что свидетельствует о сапропелевой природе органического вещества [2].

Ввиду низкой проницаемости нетрадиционного доманикового коллектора выход хлороформенного битумоида занижен по сравнению с традиционными коллекторами и составляет от 0.4 до 4.6 %. По данным SARA-анализа содержание насыщенной фракции хлороформенного битумоида варьируется в диапазоне 1.8–16.3 %, доля смолисто-асфальтеновых компонентов принимает максимальное значение 93.9 %. Преобладание высокомолекулярных соединений обусловлено низкой катагенетической преобразованностью органического вещества доманиковых отложений.

Соотношение пристан/фитан насыщенной фракции битумоида —  $Pr/Ph < 1$ , что свидетельствует о восстановительных условиях осадконакопления [3]. Причем изменение данного отношения зафиксировано в небольшом интервале значений 0.2–0.5, вероятно, это может указывать на отсутствие смены обстановок осадконакопления во время формирования толщи семилукского горизонта. Максимум распределения  $n$ -алканов приходится на  $C_{17}$ - $C_{20}$ . Преобладание низко- и среднемолекулярных  $n$ -алканов характерно для биомассы морского бассейна [4]. Среди стеранов незначительно преобладают изомеры  $C_{29}$ , что указывает на малое присутствия в осадке липидов высшей растительности [5]. Среди тритерпеноидных углеводов были идентифицированы гопаны состава  $C_{19}$ - $C_{35}$ , в числе которых присутствует гаммацеран, указывающий на седиментацию в нормально соленых водах. Согласно значениям отношений,  $DBT/P$  и  $Pr/Ph$  формирование осадка доманиковых отложений изучаемых объектов происходило в морских условиях бедных серосодержащими соединениями [6].

### Заключение

Таким образом, доманиковые отложения Южно-Татарского свода еще не достигли окна нефтегенерации, что обуславливает высокий генерационный потенциал органического вещества, преобладание в составе битумоидов смол и асфальтенов. Осадконакопление происходило в морской восстановительной обстановке, о чем свидетельствуют биомаркерные соотношения.

### Список литературы

1. Кирюхина Т. А. Доманиковые отложения Тимано-Печорского и Волго-Уральского бассейнов / Т. А. Кирюхина, Н. П. Фадеева, А. В. Ступакова, Е. Н. Полудеткина, Р. С. Сауткин // Геология нефти и газа. — 2013. — №3. — С. 76–87.
2. Баженова О. К. Геология и геохимия нефти и газа: Учебник / О. К. Баженова, Ю. К. Бурлин, Б. А. Соколов, В. Е. Хаин; Под ред. Б. А. Соколова. — 2-2 изд., перераб. и доп. — М.: Издательство Московского университета; Издательский центр «Академия», 2004. — 415 с.
3. Peters K. E. The Biomarker Guide: II. Biomarkers and isotopes in petroleum systems and earth history / K. E. Peters, C. C. Walters and J. M. Moldovan. — Cambridge University Press, 2004. — P. 680.
4. Петров А. А. Углеводороды нефти. — М.: Наука, 1984. — 264 с.
5. Фадеева Н. П. Генерационный потенциал пород доманиковой формации Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна / Н. П. Фадеева, Е. В. Козлова, Е. Н. Полудеткина, Т. А. Шарданова, Н. В. Прошина, А. В. Ступакова, Г. А. Калмыков, А. Н. Хомяк // Вестник Московского университета. Серия 4. Геология. — 2015. — №6. — С. 44–52.
6. Соболева Е. В. Химия горючих ископаемых: Учебник / Е. В. Соболева, А. Н. Гусева. — М.: Издательство Московского университета, 2010. — 312 с.

УДК 550.47

DOI 10.25205/978-5-4437-1312-0-167-169

## **Геохимические особенности меловых отложений Узбекистана \***

А. Н. Мухамедьярова, Ю. А. Дуглав, Б. И. Гареев, Г. А. Баталин, Д. К. Нурғалиев

Институт геологии и нефтегазовых технологий,  
Казанский федеральный университет, Казань

**Аннотация.** Доказанные запасы нефти Узбекистана составляют около 81 млн тонн. Большой интерес представляет Юго-Западный Узбекистан, с которым связаны газовые и нефтяные месторождения Газли, Караулбазар, Карабаир и др. В данной работе изучены геохимические особенности меловых отложений Бухаро-Хивинского региона Юго-Западного Узбекистана. Сложенные песчаниками и гравелитами образцы характеризуются морским генезисом органического вещества от глубоководного до лагунного и восстановительной обстановкой осадконакопления. Сапропелевое происхождение органического вещества способствует благоприятным условиям для формирования залежей нефти и газа, что подтверждается результатами пиролитических исследований.

**Ключевые слова:** генерационный потенциал, пиролитические исследования, Rock-Eval, Бухаро-Хивинский регион, органическое вещество, биомаркерный анализ, сапропелевый генезис.

## **Geochemical characterization of Cretaceous source rock of Uzbekistan**

A. Mukhamed'yarova, J. Duglav, B. Gareev, G. Batalin, D. Nurgaliev

Institute of geology, oil and gas technology KFU, Kazan

**Abstract.** Oil reserves of Uzbekistan are about 81 million tons. South-West Uzbekistan which the gas and oil fields of Gazli, Karaulbazar, Karabair and etc. is of main interest. In this paper, the geochemical characterization of the Cretaceous deposits of the Bukhara-Khiva region of SouthWest Uzbekistan are studied. The samples composed of sandstones and gravelites are characterized by the marine genesis of organic matter from deep-sea to lagoon and the anoxic sedimentation environment. The sapropelic organic matter input contributes to favorable conditions for the formation of oil and gas deposits, which is confirmed by the results of pyrolytic studies.

**Key words:** generation potential, pyrolysis, Rock-Eval, Bukhara-Khiva region, organic matter, biomarker analysis, sapropel genesis.

### **Введение**

Узбекистан обладает существенными запасами топливно-энергетических ресурсов. Доказанные запасы нефти в Узбекистане, по состоянию на начало 2016 г., составляли 81 млн

---

\* Работа выполнена при поддержке Министерства науки и высшего образования Российской Федерации по соглашению № 075-15-2020-931 в рамках программы развития НЦМУ «Рациональное освоение запасов жидких углеводородов планеты».

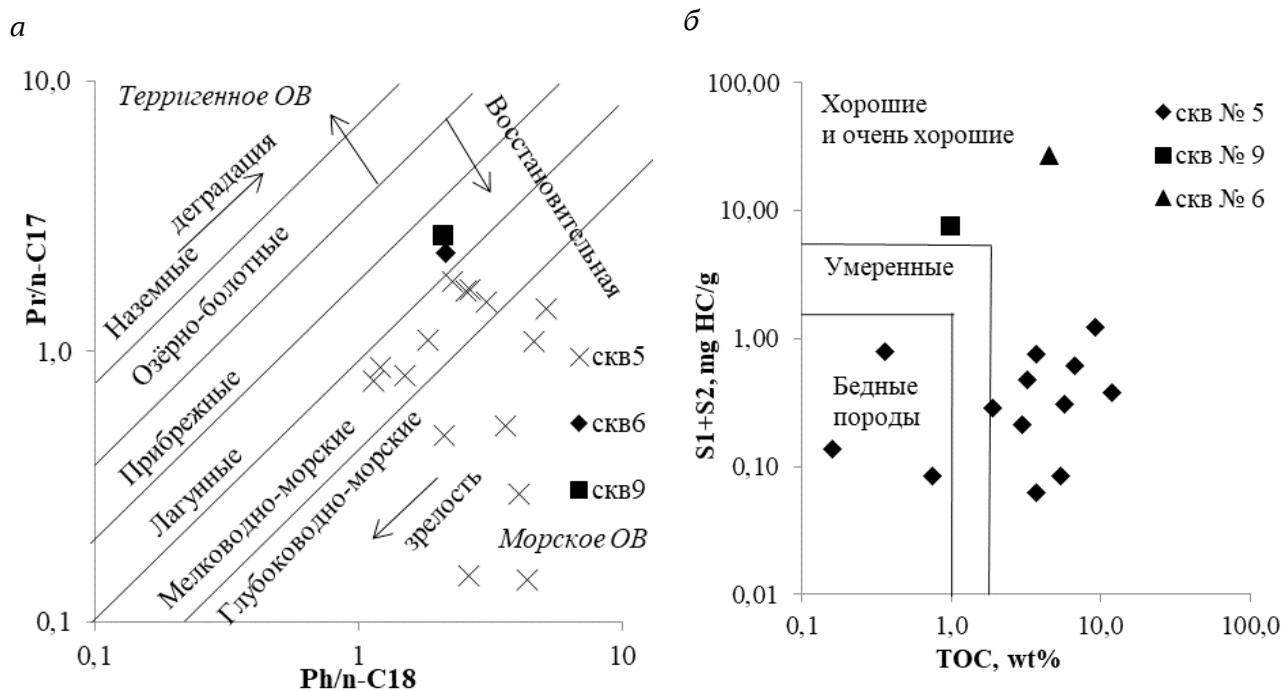
© А. Н. Мухамедьярова, Ю. А. Дуглав, Б. И. Гареев, Г. А. Баталин, Д. К. Нурғалиев, 2022



тонн. Месторождения нефти разведаны во многих административных областях, в числе которых находится Кашкадарьинская область, где сосредоточен основной объём запасов (месторождение Кокдумалак) [1]. Вместе с тем поиск и разработка новых месторождений нефти Узбекистана остаётся актуальной задачей. С точки зрения нефтегазоносности большой интерес представляет Бухаро-Хивинский регион Узбекистана [2]. В Бухаро-Хивинском регионе с неомом-аптскими отложениями (XIII и XIV продуктивные горизонты) связаны газовые и нефтяные месторождения Газли, Караулбазар, Карабаир и др. Наличие залежей нефти и газа над — и подангидритовой толщей, практически непроницаемой для миграции углеводородов, свидетельствует о двух фазах нефтегазообразования, особенно интенсивно проявившихся в средне-верхнеюрское и раннемеловое время. По мнению многих исследователей газонефтяные и газовые залежи XIII и XIV продуктивных горизонтов сформировались в результате оттока и миграции углеводородов флюидов из барремских и валанжин-готеривских отложений [1, 3]. Целью данной работы явилось исследование геохимических особенностей меловых отложений Юго-Западного Узбекистана.

### Объект и методы исследования

Исследованы 18 образцов скважин 5, 6 и 9 керна меловых отложений Бухаро-Хивинского региона, Юго-Запад Узбекистана. Пиролитические исследования образцов (фракция <0,2 мм) выполнены с помощью пиролитической ячейки EGA/PY-3030D, совмещенной с хроматографом Agilent 7890B и масс-селективным детектором Agilent 5977B. Хроматомасс-спектрометрический анализ хлороформных экстрактов произведен с помощью газового хроматографа «Хроматэк-Кристалл 5000» с масс-селективным детектором ISQ, Thermo.



Геохимические характеристики образцов скважин 5, 9, 6 меловых отложений Юго-Западного Узбекистана

### Результаты

Образцы мелового периода Бухаро-Хивинского региона сложены в основном песчаниками и гравелитами, мощность которых составляет 60–100 м. В изученном регионе альбское и аптское время связано с медленным прогибанием и усилением морских условий осадконакопления [4], что характерно для образцов 5 скважины и наблюдается на диаграмме Кеннота-Кессоу [5], в то время как образцы скважин 6 и 9 характеризуются лагунным источником органического вещества (см. рисунок, а). Отношение пристана и фитана Pr/Ph (0,3–1,0) характерны для восстановительных и слабовосстановительных обстановок.

Содержание органического углерода (Total Organic Carbon, ТОС) в образцах скважины 5 варьируется от 0,1 до 3,0, в скважинах 6 и 9–1,0–4,5 %, что отражается на генерационном потенциале горных пород (см. рисунок, б). Породы скважины 5 обладают от бедного до хорошего потенциалом [4], образцы скважин 6 и 9 — хорошим и очень хорошим потенциалом.

### Заключение

Присутствие органического вещества фитопланктонного генезиса свидетельствует о благоприятных условиях для нефтеобразования, поэтому меловые отложения скважин 6 и 9, содержащие преимущественно сапропелевый генетический тип органики, считаются потенциально перспективными для формирования залежей нефти и газа.

### Список литературы

1. Чернов И. В. Геологическая изученность месторождений Юго-Западного Узбекистана / И. В. Чернов // Территория «Нефтегаз». — 2006. — № 6. — С. 40–47.
2. Хайитов Н. Ш. Литолого-фациальные особенности и перспективы нефтегазоносности нижнемеловых отложений Бешкентского и Кашкадарьинского прогибов: автореф. дис. кан-та геол.-минерал. наук. — Ташкент: ОАО «ИГИРНИГМ» НХК «Узбекнефтегаз», 2006. — 28 с.
3. Геологические условия и основные закономерности размещения скоплений нефти и газа в пределах эпигерцинской платформы юга СССР. Средняя Азия / Под редакцией Бакирова А. А. Москва: Гостоптехиздат, г. 1963. — Том 1. — С. 368–391.
4. Хайитов Н. Ш. Литофациальные и геохимические особенности нефтегазоносных нижнемеловых отложений Узбекистана / Н. Ш. Хайитов // Нефтегазовая технология. — 2013. — Т. 8. — № 4. — С. 1–12.
5. Баженова О. К. Геология и геохимия нефти и газа / О. К. Баженова, Ю. К. Бурлин, Б. А. Соколов, В. Е. Хаин. — М.: Издательство Московского университета, 2012. — 432 с.

УДК 556.3(571.1)

DOI 10.25205/978-5-4437-1312-0-170-173

## Фундаментальные свойства системы вода-газ \*

Д. А. Новиков

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

**Аннотация.** Численное моделирование физико-химических равновесий и процессов эвазии-инвазии в системе вода — газ позволило установить степень насыщения подземных вод газами и характер диффузионного перераспределения газов на границе сред углеводородная залежь — подземные воды в пределах северных и арктических районов Западной Сибири. По степени насыщения вод газами ( $K_g$ ) установлены горизонты с водами от низко (менее 0,2) до предельно насыщенных (0,8–1,0) газами. Все воды при величине общей газонасыщенности более 1,8 л/л становятся предельно насыщенными газами ( $K_g = 1,0$ ), т.е. возникают теоретические предпосылки для формирования углеводородных залежей. К зоне развития вод с значениями  $K_g$  от 0,8 до 1,0 приурочены основные газоконденсатные залежи, а к менее насыщенным водам — нефтяные.

**Ключевые слова:** система вода-газ, равновесие, фугитивность, залежь углеводородов, Западная Сибирь, Арктика.

## Fundamental properties of the water-gas system

D. Novikov

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, Novosibirsk

**Abstract.** Numerical modeling of physicochemical equilibria and evasion-invasion processes in the water-gas system allowed to determine the degree of groundwater saturation with gases and the nature of diffusive redistribution of gases in the media that form at the hydrocarbon deposit-groundwater contact within the northern West Siberia and its Arctic regions. According to the degree of water saturation with gases ( $K_g$ ), aquifers with waters from low (less than 0.2) to ultimately saturated (0.8–1.0) with gases were established. The revealed increase in the degree of groundwater saturation with gases in sinking producing reservoirs reflects its dependence on the value of their total gas-saturation. All waters with a total gas saturation of more than 1.8 L/L become ultimately saturated with gases ( $K_g = 1.0$ ), thus theoretically preconditioning the formation of hydrocarbon accumulations. Major gas condensate deposits are confined to the zone of gas-saturated waters with  $K_g$  values from 0.8 to 1.0, while oil accumulations — to waters with lower gas-saturation.

**Key words:** water-gas system, equilibrium, fugitivity, hydrocarbon deposit, Western Siberia, Arctic.

---

\* Работа выполнена в рамках научной темы № FWZZ-2022-0014 Государственной программы ФНИ.  
© Д. А. Новиков, 2022

## Введение

Фундаментальная задача изучения геохимических процессов и физико-химических равновесий в системе вода — газ, которая тесно связана с общегеологической проблемой формирования и разрушения залежей нефти и газа, составляет в настоящее время весьма актуальное направление исследований. В пределах осадочных бассейнов газы ввиду своей исключительной подвижности дают наибольшие ореолы рассеяния при диффузионных процессах между углеводородными залежами и окружающими их пластовыми водами и являются в этой связи одними из наиболее достоверных поисковых критериев [1–6]. В основу настоящего исследования положены результаты испытания более 2800 объектов на 127 поисковой площади в пределах северных районов Западно-Сибирского осадочного бассейна (ЗСОБ), а также материалы полного химического анализа (включая микрокомпоненты) более 5600 проб подземных вод, более 2500 проб водорастворенных и более 1900 проб свободных газов залежей. Исследования проводились в соответствии с методикой М. Б. Букаты [7].

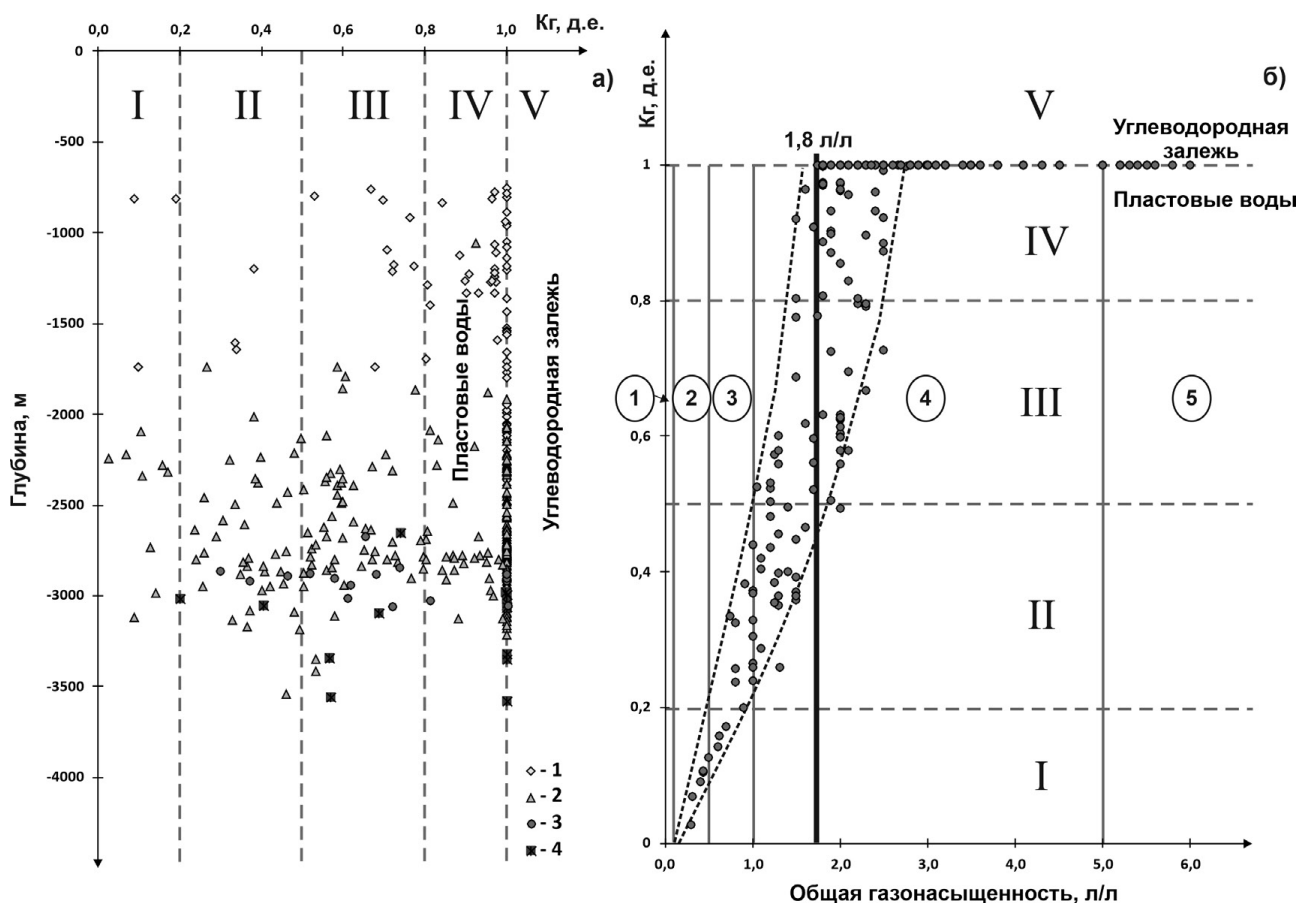
## Результаты

В пределах изученных геологических структур выявлены подземные воды разного химического состава от  $\text{HCO}_3\text{-Cl Na}$  с величиной общей минерализации 2–5 г/дм<sup>3</sup> в прибортовых районах до  $\text{Cl-Na}$  типа с минерализацией, достигающей 63,3 г/дм<sup>3</sup> в центральных. Газонасыщенность подземных вод растет с глубиной от 0,3–3,0 л/л в апт-альб-сеноманском до 0,9–5,7 в нижне-среднеюрском комплексе. В водоносных горизонтах повсеместно развиты метановые воды с ростом доли тяжелых углеводородов с глубиной.

Проведённые детальные расчёты показали, что насыщение подземных вод газами носит сложный и неодинаковый характер. По величине коэффициента насыщения вод газами ( $K_g$ ) в пределах всех изученных водоносных комплексов установлены горизонты с водами от низко (менее 0,2) до предельно насыщенных (0,8–1,0) газами (см. рисунок). Установлен рост степени насыщения пластовых вод газами по мере погружения продуктивных пластов и зависимость степени насыщения пластовых вод газами от величины их общей газонасыщенности. Все воды при величине общей газонасыщенности более 1,8 л/л становятся насыщенными газами ( $K_g = 1,0$ ), т.е. возникают теоретические предпосылки для формирования углеводородных залежей. Ненасыщенные же газами пластовые воды наоборот способны растворять в себе сформированные ранее залежи нефти и газа. Установлена прямая зависимость между  $K_g$  и фазовым составом залежей. К зоне развития значений  $K_g$  от 0,8 до 1,0 приурочены основные газоконденсатные залежи, а к менее насыщенным водам — нефтяные залежи. Довольно сложный характер выявленных зависимостей говорит о разнообразии химического и газового состава подземных вод, а также присутствием в горизонтах нефтегазоносной части разреза различных генетических типов вод.

По установленному характеру равновесий, можно утверждать, что имеющиеся в юрско-меловых отложениях северных районов ЗСОБ залежи нефти и газа выступают в качестве консервативного элемента литосферы, представляя собой «реликты» предшествующих этапов ее геолого-геохимической эволюции. Окружающие подземные воды являются более активной составляющей системы и заметно опережают их в своем геохимическом развитии. Это проявляется в различии соотношений фугитивности индивидуальных газов в подземных водах и залежах. Вследствие этого состав последних претерпевает медленное направленное изменение по пути установления равновесия, отвечающего наступившему качественно новому состоянию геохимической системы вода — газ. Полученные результаты региональных гидрогеохимических и газогидрогеохимических исследований позволяют говорить о благоприятных ус-

ловиях для формирования и сохранения залежей углеводородов на большей части изучаемой территории, за исключением прибортовых районов ЗСОБ.



Изменение коэффициента насыщения вод газами (Кг) с глубиной (а) и от величины общей газонасыщенности подземных вод (б): а — зоны по величине коэффициента насыщения вод газами: I — низкого, II — среднего, III — высокого, IV — предельно насыщенные, V — углеводородная залежь; коэффициент насыщения вод газами (Кг) в объектах основных водоносных комплексов: 1 — апт-альб-сеноманского, 2 — неокомского, 3 — верхнеюрского, 4 — нижне-среднеюрского; б — зоны по величине общей газонасыщенности подземных вод (л/л): 1 — весьма низкой (< 0,1), 2 — низкой (0,1–0,5), 3 — средней (0,5–1), 4 — высокой (1–5), 5 — весьма высокой (> 5). Черными штриховыми линиями показано поле вариации значений коэффициента, 1,8 л/л (черная линия) — значение, при котором воды практически всегда становятся предельно насыщенными газами

### Список литературы

1. Карцев А. А., Гаттенбергер Ю. П., Зорькин Л. М., Колодий В. В. Теоретические основы нефтегазовой гидрогеологии / под ред. Карцева А. А. — М.: Недра, 1992. — 208 с.
2. Novikov D. A. Hydrogeochemistry of the Arctic areas of Siberian petroleum basins // Petroleum Exploration and Development. — 2017. — V. 44. — № 5. — PP. 780–788.
3. Новиков Д. А. Разведка месторождений нефти и газа в юрско-меловых отложениях полуострова Ямал на основе изучения водно-газовых равновесий // Нефтяное хозяйство. — 2018. — № 4. — С. 16–21.

4. Новиков Д. А. Характер равновесий в системе вода-газ на примере юрско-меловых нефтегазоносных отложений Ямало-Карской депрессии // Геология и геофизика. — 2020. — Т. 61. — № 8. — С. 1074–1092.

5. Новиков Д. А., Борисов Е. В. Прогноз нефтегазоносности юрских резервуаров зоны сочленения Енисей-Хатангского и Западно-Сибирского бассейнов // Геология и геофизика. — 2021. — Т. 62. — № 2. — С. 216–237.

6. Novikov D. A., Dultsev F. F., Chernykh A. V. Verification of the technology of search for hydrocarbon pools on the basis of the studies of water-gas equilibria (the southern regions of the Ob-Irtysh interfluve) // IOP: Earth and Environmental Science. — 2021. — V. 666. — № 032097.

7. Букаты М. Б. Методика моделирования водно-газовых равновесий в связи прогнозом нефтегазоносности // Геология нефти и газа. — 1992. — № 1. — С. 7–9.

УДК 553.98

DOI 10.25205/978-5-4437-1312-0-174-177

## К вопросу об интерпретации результатов изотопных исследований углерода органического вещества пород

Н. В. Обласов<sup>1</sup>, И. В. Гончаров<sup>1,2</sup>, М. А. Веклич<sup>1</sup>,  
И. В. Эфтор<sup>1</sup>, А. В. Жердева<sup>1</sup>

<sup>1</sup>АО «ТомскНИПИнефть», Томск

<sup>2</sup>Томский политехнический университет, Томск

**Аннотация.** В работе обсуждается вопрос взаимосвязи изотопного состава углерода керогена и битумоида пород для нефтегазоматеринских пород разного возраста из разных нефтегазоносных бассейнов.

**Ключевые слова:** изотопный состав углерода, нефтегазоматеринская порода, кероген, битумоид, органическое вещество

## On the interpretation of the results of isotopic carbon composition in the organic matter of rocks

N. Oblasov<sup>1</sup>, I. Goncharov<sup>1,2</sup>, M. Veklich<sup>1</sup>, I. Eftor<sup>1</sup>, A. Zherdeva<sup>1</sup>

<sup>1</sup>JSC «TomskNIPIneft», Tomsk, Russia

<sup>2</sup>Tomsk Polytechnic University, Tomsk

**Abstract.** The paper discusses the relationship between the carbon isotopic composition of kerogen and rock bitumen for source rocks of different ages from different oil and gas basins.

**Key words:** carbon isotopic composition, source rock, kerogen, bitumoid, organic matter

Изотопный состав углерода (ИСУ) органического вещества (ОВ), т.е. восстановленной формы углерода пород изменяется в широком диапазоне значений (–16... –36‰). Для каждого его состояния (уголь, кероген, графит, битумоид, нефть, конденсат, газ) присущи свои особенности ИСУ. Они обусловлены влиянием множества факторов, начиная от ИСУ CO<sub>2</sub>, ассимилированного биопродуцентами и их видовым составом, и заканчивая процессами их химического или биохимического окисления в пластовых или поверхностных условиях. Поэтому ИСУ (общий, пофракционный либо покомпонентный) газов, нефтей, битумоидов, керогена пород часто используется как дополнительный инструмент при генетических корреляциях элементов нефтяных систем. Но бывают такие случаи, когда материнские породы уже полностью реализовали свой потенциал и от ОВ в них осталась лишь графитизированная органика, тогда кроме ИСУ этого графита, других геохимических критериев не остаётся. В другом крайнем случае можно иметь дело с термически незрелым ОВ пород из поверхностных обнажений. Для таких образцов небезосновательными могут быть сомнения в природе экстрагируемого ОВ, т.к. оно может быть связано с привнесёнными загрязнениями. В обоих случаях возникает вопрос,

насколько ИСУ керогена пород может отражать ИСУ генерированных им продуктов (нефти, газа, конденсата)? Ранее уже проводились подобные сопоставления, например, в работе [1]. Обычно это делалось с использованием образцов из одного региона, поэтому полученные закономерности не показывают всего разнообразия, и не всегда ясно, на какой выборке делались выводы — использовались ли только нефтегазоматеринские породы, либо включались все без исключения породы, в том числе и нефтенасыщенные.

Нами для образцов нефтегазоматеринских пород разного геологического возраста из разных регионов России было проведено сопоставление ИСУ декарбонатизированных пород (в них углерод почти полностью — это углерод керогена), и экстрактов, полученных из исходных пород. Выборка образцов охватывает широкий стратиграфический интервал от верхнего рифея до среднего палеогена, которые были отобраны из разных нефтегазоносных бассейнов России. В качестве критерия схожести или отличия ИСУ керогена и битумоида была использована разница между двумя этими величинами (на рис. 1 это параметр  $\Delta \delta^{13}\text{C}$  Керогена и битумоида). В таком случае сразу становится видно, насколько углерод двух форм ОВ отличаются между собой. Получилось, что лишь 62 % образцов из всей выборки имеют идентичный  $\delta^{13}\text{C}$  керогена и битумоида, разница между которыми не выходит за пределы  $\pm 1$  ‰. Можно данный факт связать с аналитическими ошибками, поэтому чтобы их исключить, многие из аномальных образцов перепроверялись повторной пробоподготовкой и анализами.

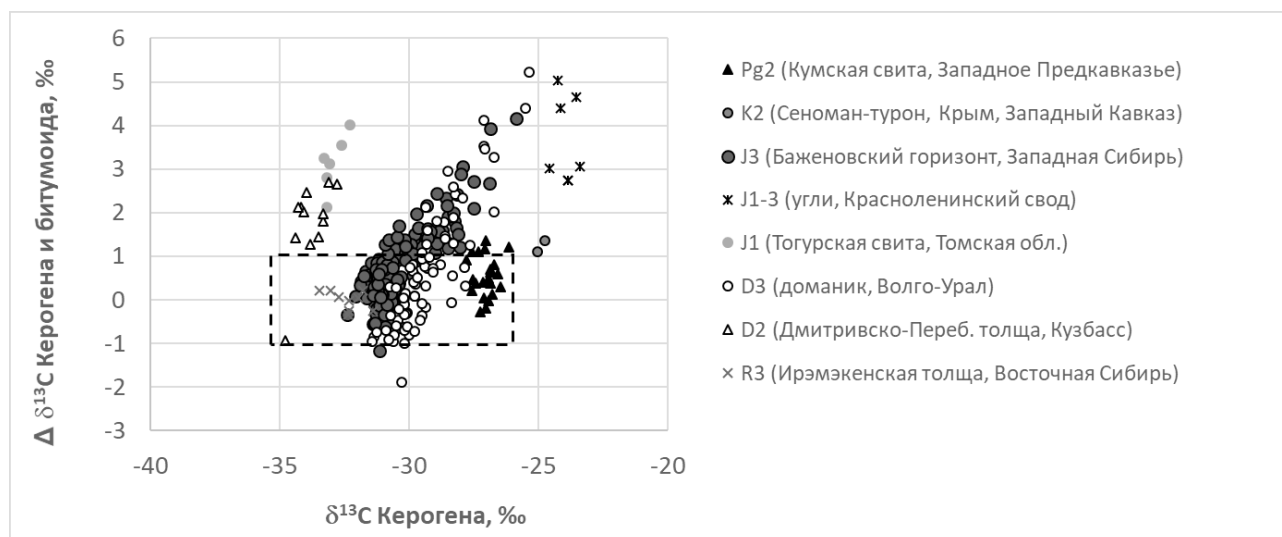


Рис. 1. Величина разницы ИСУ керогена и битумоида в зависимости от ИСУ керогена для нефтегазоматеринских пород разного возраста

Давно известны обобщённые закономерности для Западной Сибири, что морское (аквагенное) ОВ является более изотопно-лёгким, чем неморское (террагенное) [2, 3]. Поэтому было удивительно обнаружить широкий разброс значений  $\delta^{13}\text{C}$  керогена для таких монофациальных толщ как баженовская свита и доманик. Это ещё раз подтверждает, что в каждом правиле могут быть исключения. Как видно из рис. 1 и 2, величина  $\delta^{13}\text{C}$  керогена является главной причиной рассчитанной дельты. Несмотря на сильную изменчивость ИСУ керогена, для экстрагируемого битумоида разброс значений является меньшим (рис. 2).



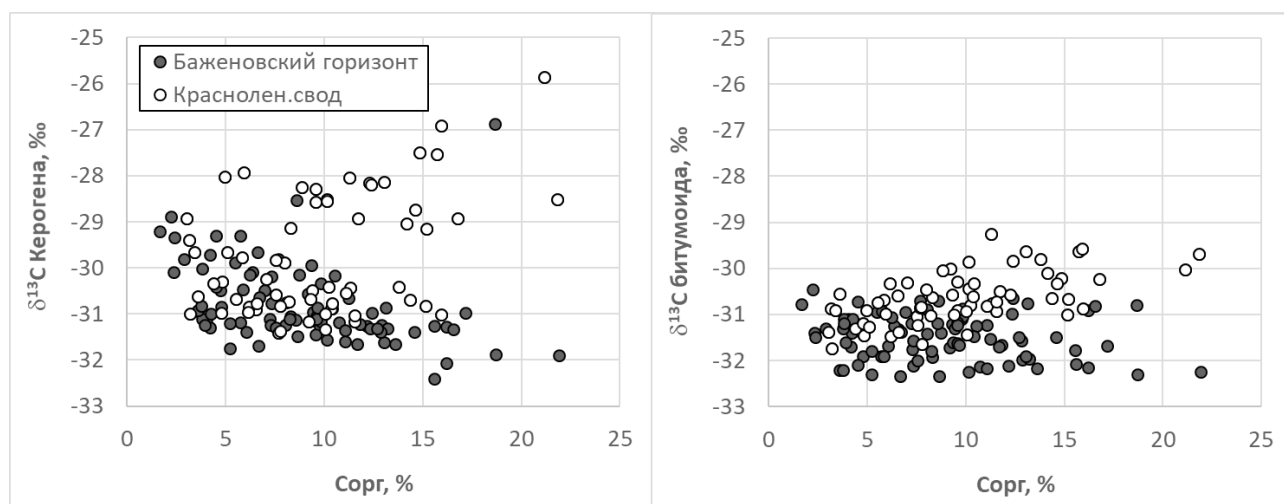


Рис. 2. Графики взаимосвязи между ИСУ керогена, битумоида и величины Сорг для пород баженовского горизонта

Другие два факта, которые не укладываются в рамки существующих представлений – это нижнеюрская тогурская свита из ряда скважин Томской области, которая, как оказалось, содержит кероген с аномально лёгким углеродом (-33.2...-32.3 ‰). Он совсем не типичен для неморского типа ОВ. В данном случае, скорее всего, это озёрные фации. По ИСУ кероген этих пород оказался близким породам горючих сланцев Дмитриевско-Перебойской толщи среднего девона в Кузбассе. Вторая особенная аномалия – это пограничные сеноман-туронские чёрные породы Крыма и Кавказа. Несмотря на то, что они содержат преимущественно морское планктоногенное ОВ, ИСУ имеет аномально высокие значения -25...-24 ‰. Известно, что эти породы накапливались во время так называемого океанского аноксического события (ОАЕ2), во время которого во многих частях мира в осадках наблюдается сдвиг значений  $\delta^{13}\text{C}$  для ОВ и карбонатов [4]. Вероятно, могли происходить глобальные процессы (например, сильные извержения вулканов), приводящие к сильному изменению содержания и ИСУ атмосферного  $\text{CO}_2$ , и как следствие к изменению утяжелению  $\delta^{13}\text{C}$  керогена пород. Возможно, что какие-то геологические или экологические причины в верхнеюрское и девонское время могли оказать влияние на углерод нефтематеринских пород. Например, для баженовского горизонта почти все образцы пород с изотопно-тяжёлым керогеном были встречены на Красноленинском своде. Это небольшие прослой в разрезе свиты, которые по обогащённости ОВ и молекулярному составу больше ничем не отличаются от соседних образцов. В случае привноса ОВ высшей наземной растительности должны быть изменения в пиролитических и молекулярных характеристиках ОВ, но этого мы не обнаруживаем. Там могла оказать влияние структура, образовавшаяся в результате магматического внедрения мощного гранитного батолита в нижне-среднепалеозойские терригенные отложения [5]. Она соответствует современной Каменной структуре. Предполагается, что значительную часть баженовского времени эта структура представляла собой остров. Структура могла сильно влиять на тепловой фон, компонентный и изотопный состав водорастворённых газов и солей, и как следствие влияла на ИСУ захороняемого ОВ, при этом в целом обстановка осадконакопления оставалась морской бескислородной.

### Список литературы

1. Кодина Л.А., Галимов Э.М. Формирование изотопного состава углерода органического вещества гумусового и сапропелевого типов в морских отложениях. *Геохимия*. 1984, №11, С.1742–1756.
2. Богородская Л.И., Гольшев С.И., Конторович А.Э. Распределение стабильных изотопов углерода в органическом веществе различной генетической природы // VIII Всесоюз. симпозиум по стабильным изотопам в геохимии: Тез. докл. М.: 1980, с. 29–32.
3. Гончаров И.В. Геохимия нефтей Западной Сибири. М.: Недра, 1987. -181 с.
4. Найдин Д. П., Кияшко С. И. Геохимическая характеристика пограничных отложений сеноман/турон Горного Крыма. Статья 2. Изотопный состав углерода и кислорода; условия накопления органического углерода // Бюл. Моск. о-ва испыт. природы. Отд. геол. 1994. Вып. 69, N 2. С. 59–74.
5. Ванин В.А., Морозова Е.А., Ванисов В.М. Строение и прогноз нефтеносности доюрских образований каменной площади. Тюмень // Вестник недропользователя ХМАО. 2008. – №19. – С.28–36.

УДК 553.98

DOI 10.25205/978-5-4437-1312-0-178-181

## Геохимия нефтей и газов Красноленинского месторождения и поиск их источников (Западная Сибирь, Россия)

Н. В. Обласов<sup>1</sup>, И. В. Гончаров<sup>1,2</sup>, И. В. Эфтор<sup>1</sup>

<sup>1</sup>АО «ТомскНИПИнефть», Томск

<sup>2</sup>Томский политехнический университет, Томск

**Аннотация.** В работе представлены результаты геохимических исследований флюидов и пород юрского и доюрского комплексов Красноленинского месторождения. Полученные результаты позволили уточнить схему миграции и заполнения ловушек.

**Ключевые слова:** Нефть, газ, Красноленинское месторождение, миграция, тутлеймская свита, органическое вещество, нефтегазоматеринская порода

## Oil and gas geochemistry and source rock searching in Krasnoleninsky field (Western Siberia, Russia)

N. Obasov<sup>1</sup>, I. Goncharov<sup>1,2</sup>, I. Eftor<sup>1</sup>

<sup>1</sup>JSC «TomskNIPIneft», Tomsk, Russia

<sup>2</sup>Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

**Abstract.** This abstract presents the results of geochemical studies Jurassic and pre-Jurassic fluids and rocks of the Krasnoleninsky oilfield. Obtained results made it possible to improve the migration path scheme and traps filling process in this oilfield.

**Key words:** Oil, gas, Krasnoleninsky oilfield, migration, Tutleim formation, organic matter, source rock

Красноленинское месторождение по запасам нефти входит в число крупнейших в России. Территория месторождения включает в себя ряд площадей: Каменная, Талинская, Ем-Ёговская, Пальяновская, Ингинская и др. Нефтегазоносность связана с породами в широком стратиграфическом интервале: от доюрского фундамента и образований коры выветривания до пород нижнего мела (викуловская свита), в том числе в разработку вовлекаются запасы тюменской и тутлеймской (баженовский горизонт) свит, которые относятся уже к категории трудноизвлекаемых. Несмотря на богатую историю промышленного освоения и исследований данного месторождения, вопрос о природе нефтей и газов в юрских и доюрских залежах до сих пор остаётся нерешённым. На сегодняшний день отсутствует однозначный ответ о материнском источнике для углеводородов в данных залежах.

Ранее выдвигалось несколько предположений [1], при этом наиболее вероятным является, что нефть, залегающая в нижнеюрских пластах, полностью или частично образовалась в тутлеймско-абалакском комплексе пород. В таком случае неясен механизм нисходящей миграции из верхней юры в нижнеюрские отложения, минуя слои пород-флюидоупоров тогур-

ской свиты и радомской пачки. Но даже если это так, то вопросы всё равно остаются, а именно: почему на Талинской площади есть залежи нефти в верхне- и нижнеюрских породах, но они отсутствуют в среднеюрских. Ведь нефть в породах нижней и верхней юры является баженовской и при миграции сверху вниз она должна заполнить все промежуточные ловушки на своем пути. На этот вопрос можно найти ответ, если рассматривать миграцию не только как вертикально нисходящую, но и латеральную, как это было предположено в работе [2]. Тогда всё равно остаётся вопрос: какова доля баженовской нефти и растворенного в ней газа в юрских и доюрских залежах Краснотеннинского свода и каков вклад генерации нефти и газа другими нефтегазоматеринскими породами?

Для поиска всех источников нефти и газа в пределах месторождения нами было исследовано 1008 образцов керн из юрского и доюрского интервалов из них 190 приходится на баженовский горизонт. Всего в работе изучался керн из 41-й скважины с территории трёх площадей: Ем-Ёговская, Каменная, Талинская. Также было проанализировано 170 устьевых проб нефтей из юрских и доюрских залежей 118 устьевых проб попутного газа.

Согласно результатам Rock-Eval пиролиза наиболее значимым нефтематеринским источником являются породы баженовского горизонта (тутлеймская свита). Эти породы накапливались в типичных морских восстановительных условиях ( $Pr/Ph < 1.0$ ) со средним современным содержанием Сорг, равным 9.4 %, средняя начальная величина водородного индекса (НИ) составляет 600–650 мг УВ/г Сорг. Уровень катагенеза этих пород на территории Краснотеннинского месторождения соответствует шкале отражательной способности витринита примерно от 0.6 до 1.15 %. Один большой очаг генерации углеводородов выделяется в пределах месторождения, в котором породы баженовского горизонта реализовали свой генерационный потенциал (TR) до 84 % (см. рисунок, а). Наибольшая реализация потенциала произошла на территории Каменной, Пальяновской и Ем-Ёговской площадей. Здесь TR достигает 70–84 %. Этими породами было генерировано огромное количество нефти. При этом наиболее зрелые материнские породы были обнаружены не в погружениях, а на склонах и вершинах структур. Одной из возможных причин высокой прогретости пород в этом районе и сильно различающегося геотермического градиента могут быть палеозойские магматические процессы, приведшие к внедрению мощного гранитного батолита и активности гидротермальных процессов [3]. Кроме того, авторы работы [3] отмечают, что могут быть предпосылки и для палеовулканических процессов. Нами на картах глубин поверхности доюрских и юрских отложений были отмечены очертания структуры, вид которой очень похож на погребённую кальдеру. Размер этой структуры составляет примерно 19×21 км. Возможно ли такое?

Вторым по значимости материнским источником углеводородов является комплекс нижнесреднеюрских пород с повышенным содержанием органического вещества (ОВ) — это аргиллиты, углистые аргиллиты и угли тюменской и шеркалинской свит. Среди них горизонты ЮК<sub>7</sub>, ЮК<sub>8</sub>, ЮК<sub>10</sub> (радомская пачка) и ЮК<sub>11</sub> (тогурская свита) являются наиболее обогащёнными ОВ. Все эти породы содержат типичное неморское ОВ, накопление которого протекало преимущественно в окислительных условиях (экстракты имеют высокие значения  $Pr/Ph$ ), поэтому оно значительно худшего качества, чем ОВ тутлеймской свиты и его вклад существенно ниже.

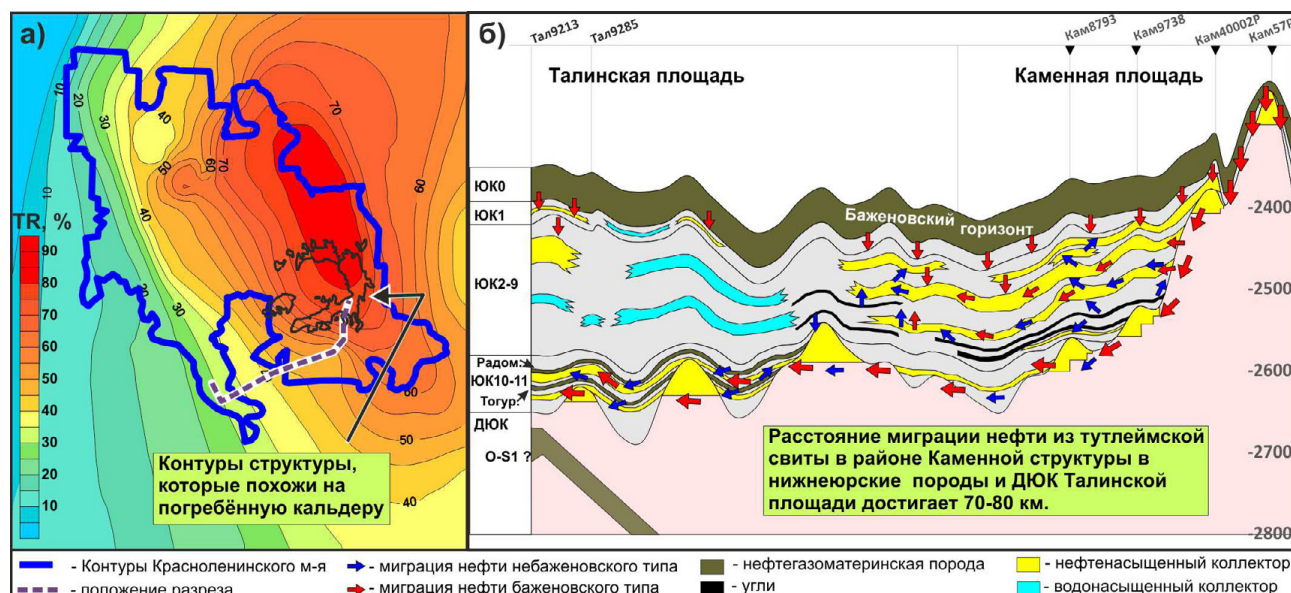
Среди доюрских пород в двух скважинах нами были обнаружены породы с повышенным содержанием ОВ (Сорг=2.3–4.8 %). Возможный их возраст: ордовик — ранний силур. Подобные по составу и возрасту породы ранее описывались в статье [4] и обнаруживались в скважинах Шаимского мегавала на Средне-Мулымьинской площади и Убинском месторождении.

Пиролитический  $T_{max}=506-699\text{ }^{\circ}\text{C}$ , а остаточный водородный индекс составляет  $6-25\text{ мгУВ/гСорг}$ . Почти весь генерационный потенциал этих пород уже давно реализован (вероятно в доюрское время). При дальнейшем термическом созревании эти породы могут генерировать лишь небольшое количество сухого газа.

Несмотря на то, что по составу биомаркеров изученные нефти из нижнесреднеюрских интервалов очень похожи между собой, а главное, что их состав практически идентичен нефтям тулеймского генезиса. Все же в их молекулярном, а также в изотопном составе газов нами обнаруживались признаки, которые явно указывают на связь с окисленным ОВ.

Детальное изучение полученных результатов позволило уточнить схему миграции и заполнения ловушек на месторождении, где значительную роль сыграла нисходящая вертикальная и латеральная миграция [2]. Нефть из тутлеймской свиты через систему пород коллекторов фундамента и юры мигрировала на 400 м вниз. Расстояние латеральной миграции нефти из верхнеюрской тутлеймской свиты в районе Каменной площади до нижнеюрских и доюрских коллекторов Талинской площади достигает 70–80 км (см. рисунок, б).

Ранее предполагалось, что среди нижне- и среднеюрских пород может быть обнаружена нефтематеринская порода с морским типом ОВ, которая подобна баженовскому горизонту. Однако, среди изученных нами пород такие не были встречены. Поэтому было сделано предположение, что нефти юрских нефтегазоносных комплексов, которые были генерированы тутлеймской свитой во время миграции смешивались с более окисленным ОВ. По комплексу молекулярных и изотопных характеристик нами был оценён вклад флюидов из разных материнских источников. В среднем на Красноленинском месторождении доля нефти и газа, генерированных породами баженовского горизонта составляет около 97 % и 75 %, соответственно. Остальная часть нефти и газа были генерированы нефтегазоматеринскими породами нижней и средней юры.



Карта-схема преобразованности органического вещества баженовского горизонта (а); Схематический разрез через юрские отложения Каменной и Талинской площадей (б)

### Список литературы

1. Конторович А. Э., Андрусевич В. Е., Афанасьев С. А. и др. Геология и условия формирования гигантской Талинской зоны газонефтенакопления в континентальных отложениях нижней юры // Геология и геофизика. — 1995. — № 6. — С. 5–28.
2. Гончаров И. В., Фадеева С. В., Самойленко В. В. [и др.] Роль различных видов миграции углеводородов в формировании залежей нефти и газа в Западной Сибири (на основе геохимических данных) // Нефтяное хозяйство. — 2016. — №04. — с.12–17.
3. Ванин В. А., Морозова Е. А., Ванисов В. М. Строение и прогноз нефтеносности доюрских образований каменной площади. Тюмень // Вестник недропользователя ХМАО. 2008. — №19. — С.28–36.
4. Иванов К. С., Коротеев В. А., Печеркин М. Ф. [и др.] История геологического развития и строение фундамента Западной части Западно-Сибирского нефтегазоносного мегабассейна // Геология и геофизика. — 2009. — Т. 50. — № 4. — С. 484–501.

УДК 622.276.64:665.642:547.9  
DOI 10.25205/978-5-4437-1312-0-182-185

## **Влияние физико-химических технологий повышения нефтеотдачи на состав и свойства добываемой нефти**

В. С. Овсянникова, Ю. В. Савиных, И. В. Кувшинов

Институт химии нефти СО РАН, Томск

**Аннотация.** В работе исследовано влияние комплексных обработок гелеобразующими, нефтевытесняющими и кислотной композициями на добычу нефти, ее состав и свойства. Выявленные изменения состава воды и нефти говорят о разных эффектах воздействия композиций на пласт: перераспределении фильтрационных потоков и увеличении охвата пласта за счет гелевых экранов, десорбции тяжелых полярных компонентов нефтевытесняющими композициями, высвобождении остаточной нефти за счет частичного растворения породы коллектора кислотной композицией.

**Ключевые слова:** увеличение нефтеотдачи, нефтевытесняющие и гелеобразующие композиции, групповой состав нефтей, катионно-анионный состав воды

## **Influence of Physico-Chemical Technologies for Enhanced Oil Recovery on the Composition and Properties of Produced Oil**

V. S. Ovsyannikova, Yu. V. Savinykh, I. V. Kuvshinov

Institute of Petroleum Chemistry, SB RAS, Tomsk

**Abstract.** An effect of complex treatments with gel-forming, oil-displacing, and acidic compositions on production of oil, its composition, and properties is studied. The revealed changes in the composition of water and oil suggest different aftereffects of the formation treatments with the compositions, such as redistribution of filtration flows and an increase in the coverage of the formation due to gel screens, desorption of heavy polar components by oil-displacing compositions, and release of residual oil due to partial dissolution of the reservoir rock by the acidic composition.

**Key words:** oil recovery enhancement, oil-displacing and gel-forming compositions, group composition of oils, cation-anion composition of water

### **Введение**

Коллектив Института химии нефти в течение ряда лет разрабатывает и испытывает составы для повышения нефтеотдачи на основе поверхностно-активных веществ, полимеров, слабых кислот и буферных систем, которые не вступают в реакцию с компонентами нефти и не оказывают прямого влияния на ее состав.

В 2014–2019 гг. на пермокарбоневой залежи Усинского месторождения в нагнетательные скважины 10 ГС и 11 ГС были закачаны гелеобразующие и нефтевытесняющие композиции,

а затем в 10 ГС — кислотная композиция. На участке испытания вели анализ показателей добычи нефти и характеристик добываемых флюидов.

### Объект и методы исследования

Скважины 10 ГС и 11 ГС служат для закачки горячей воды в нижний объект разработки пермокарбонатной залежи Усинского месторождения. В область их влияния входит около 20 добывающих скважин, поэтому эффект от обработок оценивали суммарно по участку.

Пробы отбирали из пяти добывающих скважин: 7 ОЦ, 31, 429, 3269, 7244. Вязкость нефтей определяли методом вибрационной вискозиметрии на приборе «Реокинетика», групповой состав — содержание парафино-нафтеновых углеводородов (УВ), ароматических УВ, смол и асфальтенов — методом градиентно-вытеснительной хроматографии на приборе «Градиент» [1, 2]. Катионно-анионный состав воды — капиллярным электрофорезом на приборе «Капель 105».

### Результаты

Первая обработка в 2014 г. заключалась в закачке в скв. 10 ГС и 11 ГС гелеобразующей композиции ГАЛКА-НТ, а затем нефтевытесняющей ИХН-ПРО. Через 1–5 месяцев возросли дебиты по нефти, за первые полгода дополнительно добыто 2 600 т; обводненность снизилась на 5–10-й месяцы, затем вернулась к исходным показателям (рис. 1, а). Летом 2017 г. те же скважины были обработаны другими композициями — гелеобразующей ГАЛКА® и нефтевытесняющей НИНКА®-3, а в январе 2018 г в скважину 10 ГС закачали кислотную композицию ГБК для увеличения приемистости. Эффект обработки был отсрочен на 2–4 месяца за счет перераспределения потоков и прохождения фронта жидкости между нагнетательной и добывающими скважинами, а также снижением приемистости (рис. 1, б). Через 4–6 месяцев после закачки в скв. 10 ГС композиции ГБК начался стабильный прирост дебита нефти и снижение обводненности. Суммарная добыча за 18 месяцев эффекта составила более 40 000 т, или ~3.75 т/сут на каждую добывающую скважину.

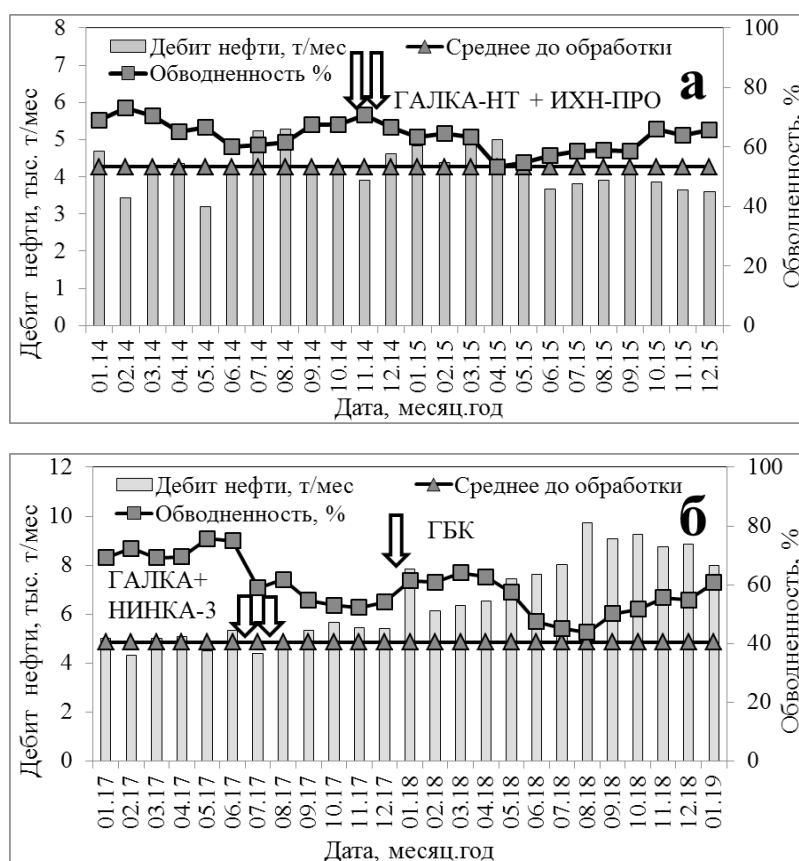


Рис. 1. Дебиты по нефти и обводненность продукции на участке влияния скв. 10 ГС и 11 ГС, после обработок ГАЛКА®-НТ и ИХН-ПРО (а); ГАЛКА® + НИНКА®-3 и ГБК (б)



Рост добычи сопровождался появлением компонентов композиций — карбамида и аммония в скважинах 7 ОЦ и 3324, скачками минерализации и разнонаправленным изменением содержания натрия и хлора, калия и гидрокарбонатов (см. таблицу), что связано с поступлением композиций, разбавлением пластовой воды закачиваемой горячей водой, с перераспределением потоков и поступлением в скважину воды иного состава.

**Состав вод из скважин с участка комплексных обработок композициями ГАЛКА®-НТ+ ИХН-ПРО (2014 г), ГАЛКА® + НИНКА®-3 (2017 г) и ГБК (2018 г)**

№ скв.	Дата отбора	Минерализация, г/дм <sup>3</sup>	Содержание, мг/дм <sup>3</sup>								
			K <sup>+</sup>	Na <sup>+</sup>	Mg <sup>2+</sup>	Sr <sup>2+</sup>	Ca <sup>2+</sup>	CL <sup>-</sup>	SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	карбамид
31	27.08.15	68,8	150	14500	1300	250	5800	34900	275	210	0
3269	01.08.14	70,8	315	17550	1960	190	7000	43100	700	-	4
7 ОЦ	01.09.14	66,3	170	13140	1190	139	5460	26900	400	310	0
	21.01.15	62,8	180	14870	1680	160	5300	39500	450	360	210
	28.04.15	73,2	180	13700	1200	170	5200	41200	450	105	0
	25.04.18	69,9	0	19500	2000	220	6150	35150	525	95	700
3324	13.02.15	85,0	0	16400	2200	190	5900	45300	600	205	20
	29.04.15	85,0	0	18700	2400	210	6600	49000	700	130	0
	25.04.18	50,8	0	19500	2000	220	6150	35150	525	95	700
7244	01.08.14	60,2	220	15400	1475	150	6100	36200	670	50	5

Анализ группового состава нефтей показал, что увеличением доли насыщенных компонентов и снижением содержания ароматических УВ, смол и асфальтенов, в первую очередь, отреагировала скважина 7244 (на 1–3 месяц после первой обработки), затем 31 (на 4–5 месяц), затем 7 ОЦ, 429 и 3269 (на 10–11 месяц). Повышение доли насыщенных УВ, как правило, сопровождалось снижением вязкости нефти (рис. 2). Это может говорить об увеличении охвата пласта и введении в работу целиков, содержащих исходную нефть.

Кроме того, через 3 месяца после обработки в нефти из скважины 3269 отмечен значительный рост доли асфальтенов, что может говорить о доотмыве сорбированной нефти с повышенным содержанием высокомолекулярных и полярных компонентов.

После второй серии обработок, в 2018 г., в составе нефтей из скважин 7 ОЦ, 429 и 7244 увеличилась доля насыщенных УВ, незначительно снизилось содержание ароматических УВ, а в скважинах 3269 и 31 изменилось соотношение всех компонентов: возросла доля ароматических УВ, смол или асфальтенов, что может быть следствием освобождения более тяжелых компонентов при растворении породы кислотной обработкой.

### Заключение

Таким образом, комплексная обработка нагнетательных скважин композициями ГАЛКА®-НТ+ИХН-ПРО привела к росту добычи нефти на участке на 2 600 т, а поэтапная закачка композиций ГАЛКА®, НИНКА®-3 и ГБК — на 40 000 т, что в обоих случаях сопровождалось снижением обводненности добываемой продукции.

В пластовой воде появились компоненты композиций, за счет перераспределения потоков отмечены скачки минерализации, изменение содержания натрия и хлора, калия и гидрокарбонатов.

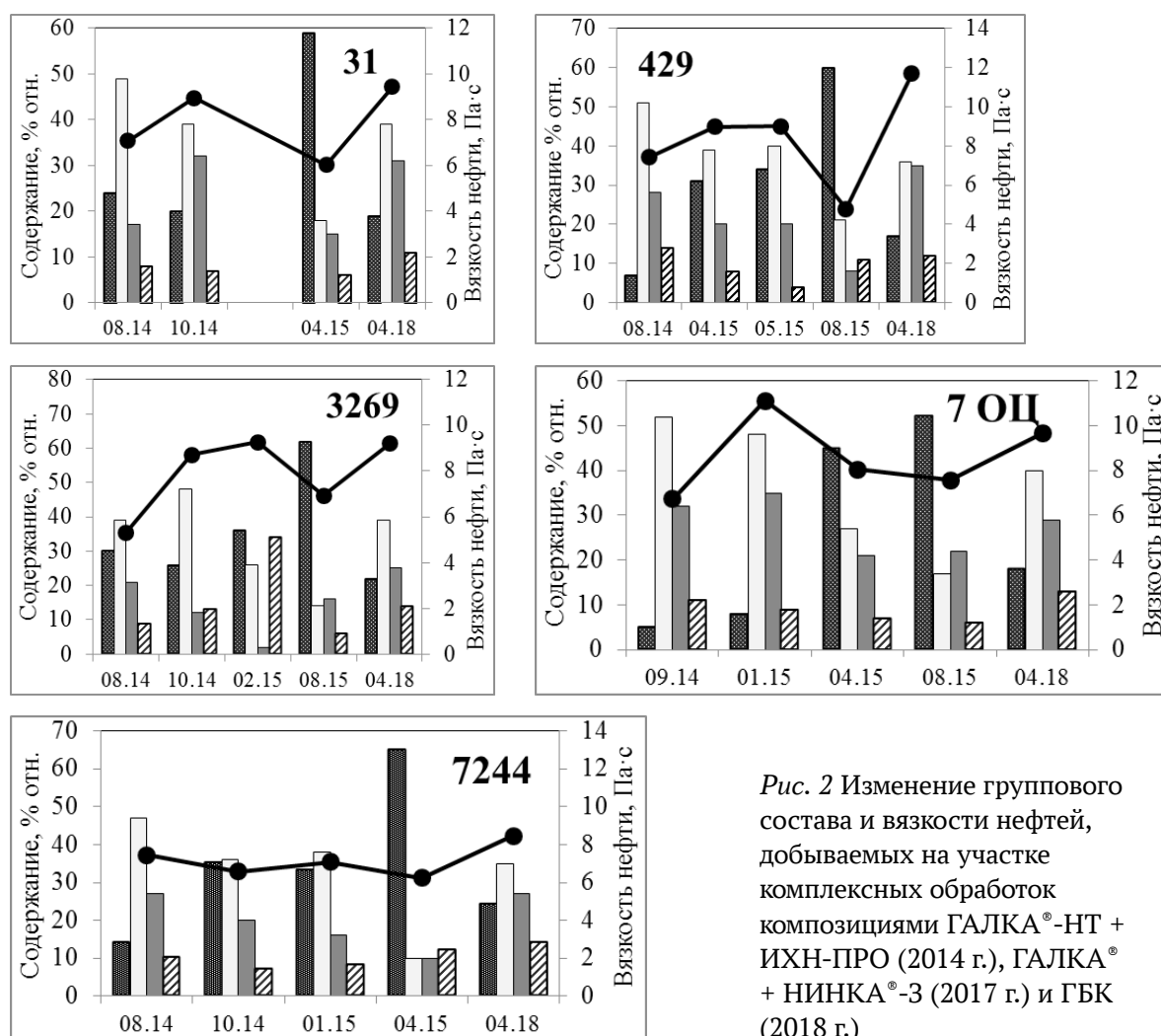


Рис. 2 Изменение группового состава и вязкости нефтей, добываемых на участке комплексных обработок композициями ГАЛКА®-НТ + ИХН-ПРО (2014 г.), ГАЛКА® + НИНКА®-3 (2017 г.) и ГБК (2018 г.)

Увеличение доли насыщенных УВ может быть следствием увеличения охвата пласта и добычей нефти из ранее не охваченных заводнением пропластков. Увеличение доли асфальтенов, смол и ароматических УВ может быть результатом доотмыва остаточной сорбированной нефти, обогащенной высокомолекулярными и полярными компонентами, либо освобождения полярных компонентов при растворении породы кислотной обработкой.

### Список литературы

1. Соколова В. И. Жидкостная хроматография нефтепродуктов / В. И. Соколова, М. А. Колбин. — М.: Химия, 1984. — С. 41–51.
2. Инструкция по определению группового углеводородного состава тяжелых дистиллятов и остатков. — М.: ВНИИ НП, 1978. — 11 с.

УДК 552.574:550.4:51.762.2

DOI 10.25205/978-5-4437-1312-0-186-188

## Условия образования и источники органического вещества среднеюрских углей Тувы

С. А. Ондар<sup>1</sup>, Д. А. Бушнев<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Тувинский институт комплексного освоения природных ресурсов СО РАН, Кызыл

<sup>2</sup>Институт геологии Коми НЦ УрО РАН, Сыктывкар

**Аннотация.** Изучен состав органического вещества среднеюрских углей Улуг-Хемского бассейна петрографическими и геохимическими методами с применением различных генетических диаграмм. Установлено, что угли накапливались в условиях богатых растительностью маршевых болот при высокой обводненности и бактериальной активности. Подобные условия способствовали существенному вкладу водной растительности в состав исходного органического вещества.  
**Ключевые слова:** органическое вещество, каменный уголь, Улуг-Хемский бассейн.

## Depositional environments and organic matter sources of coals in Ulug-Khem Basin (Tuva)

S. Ondar<sup>1</sup>, D. Bushnev<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Tuvianian Institute for Exploration of Natural Resources SB RAS, Kyzyl

<sup>2</sup>Institute of Geology, Komi Science Center, UB RAS, Syktывkar

**Abstract.** The Ulug-Khem Basin coal organic matter composition was studied using petrographic and geochemical methods. Coals deposited in marshes rich in vegetation with high watering and bacterial activity. Such conditions contributed to a significant input of aquatic vegetation to the composition of the initial organic matter.

**Key words:** organic matter, coal, Ulug-Khem Basin.

Улуг-Хемский бассейн (УХБ) расположен в пределах Тувинского прогиба и выполнен юрскими терригенными отложениями. Стратегия комплексного освоения природных ресурсов рассматривает каменные угли как ценное энергетическое и коксохимическое сырье, а угольный бассейн как углегазовый со значительными ресурсами угольного метана [1].

Метаморфизм углей УХБ меняется с северо-востока на юго-запад от газовых до коксо-во-жирных, от 0,64 до 1,12 R<sub>o</sub> %. Большинство углепетрографических работ по УХБ основаны на отечественных классификациях и опубликованы в советский период. В действующей классификации Международного комитета по петрологии углей и органических ископаемых (ИССР) в углях высокого ранга выделяются три группы компонентов органического вещества (ОВ): витринит, инертинит и липтинит. Геохимические исследования ОВ углей УХБ впервые проведены авторами [2]. Целью настоящей работы является установление условий образова-

ния и источников ОВ углей УХБ на основе совокупности данных, полученных методами петрографии и геохимии.

Изучены образцы угля пласта Улуг из разных разрезов УХБ. Мацеральный состав углей определялся в шлифах в проходящем свете. Соотношение мацералов устанавливалось для каждого образца методом подсчета не менее 500 точек. Состав насыщенной фракции битумоида исследован методами ГЖХ и ХМС, описанными в [2].

В изученных углях доминирует группа витринита (95–99 % от органической массы), сложенная преимущественно бесструктурной, реже пятнистой оранжево-красной гелифицированной основной массой. Группа инертинита (0,4–3 %) представлена фюзинитом, микринитом, фунгинитом, семифюзинитом. Группа липтинита (до 4 %) характерна для каа-хемских углей, сложена кутинитом и споринитом, в межегейских и элегестских образцах встречается в единичных случаях.

В зарубежной литературе для реконструкции условий накопления ОВ используются разные индексы и генетические диаграммы. В диаграмме П. Мукхопадей индекс А показывает содержание структурных компонентов, В — бесструктурных и с неявной структурой, а индекс С — инертинита [3]. На диаграмме Дисселя индексы ТРІ и GI характеризуют сохранность структуры и гелификацию соответственно [4]. На первой диаграмме образцы расположились в поле у вершины В, что может указывать на образование углей в маршевых болотах богатых растительностью с высокой степенью обводнённости и бактериальной активности (рис. 1, а). Это подтверждается данными на диаграмме Дисселя, на которой образцы также образовали поле в зоне маршей (рис. 1, б).

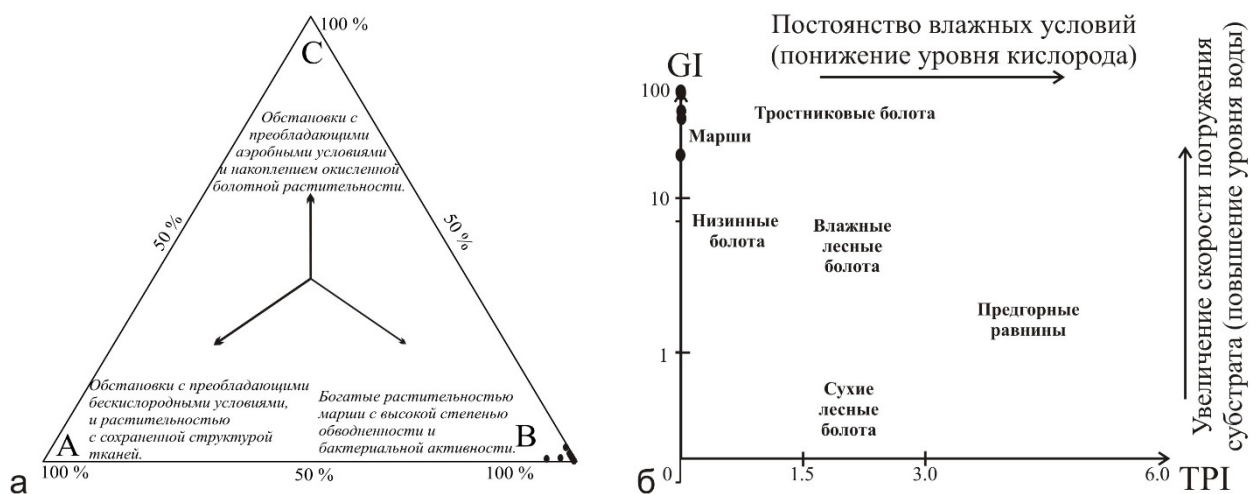


Рис. 1. Образцы углей УХБ на генетических диаграммах Р. Mukhopadhyay (а) и С. Dissel (б)

В алифатической фракции битумоидов идентифицированы *n*-алканы состава  $C_{15}$ – $C_{33}$ . Их распределение одномодальное, максимум на  $n$ - $C_{23}$ – $C_{25}$ , а в межегейских углях он смещается на  $n$ - $C_{19}$ – $C_{23}$ . Подобные распределение свидетельствует о значительном вкладе водной растительности в состав ОВ. Данный вывод подтверждают индексы  $P_{aq}$  и  $P_{wax}$  [5–6].  $P_{aq}$  варьирует от 0,78 до 0,95, а  $P_{wax}$  — от 0,17 до 0,37. В межегейских образцах некоторое облегчение состава *n*-алканов может быть связано как с более высокой степенью метаморфизма, так и некоторым изменением состава исходного ОВ в пределах бассейна. Распределение стеранов  $C_{27}$ ,  $C_{28}$  и  $C_{29}$  также используют для диагностики типа органического вещества [7]. Извест-

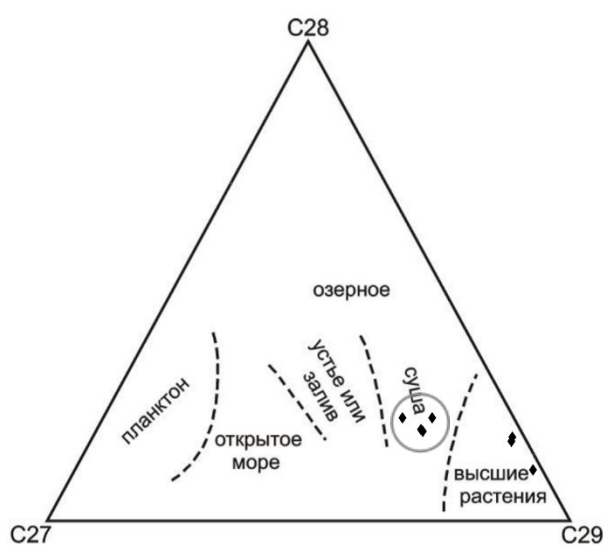


Рис. 2. Относительное содержание регулярных стеранов  $C_{27}$ ,  $C_{28}$  и  $C_{29}$  на тригонограмме, иллюстрирующей условия осадконакопления

но, что морские организмы продуцируют преимущественно стероиды  $C_{27}$ , тогда как высшие растения —  $C_{29}$ . В битумоидах углежемских углей преобладает этил-холестан  $C_{29}$  (55–88 %). Наибольшим содержанием холестана ( $C_{27}$ ) характеризуются межегейские угли (16–21 % против 2–3 %). На графике распределение стеранов образовало два поля, отражающие доминирующий вклад высшей наземной растительности и растений переходных дельтаво-континентальных обстановок (рис. 2). Второе поле соответствует образцам межегейских углей. Считается, что они накапливались в наиболее удаленной от периферии части бассейна.

Таким образом, установлены условия образования среднеюрских углей пласта Улуг УХБ по данным изучения их мацерального состава с применением генетических

диаграмм. Данные о типе исходного ОВ были получены на основе геохимических данных о распределении  $n$ -алканов и стеранов  $C_{27}$ ,  $C_{28}$  и  $C_{29}$  в алифатической фракции битумоида. Исследованные угли образовались в богатых растительностью маршевых болотах в условиях высокой обводненности и бактериальной активности. Источниками ОВ были высшие наземные растения при существенном вкладе водной растительности, произраставшей в переходных обстановках.

### Список литературы

1. Куликова М. П. Газоносность угольных пластов Улуг-Хемского бассейна / М. П. Куликова // Вестник Тувинского государственного университета. Естественные и сельскохозяйственные науки. — 2016. — № 2. — С. 138–144.
2. Бушнев Д. А. Геохимия органического вещества углей Улуг-Хемского бассейна / Д. А. Бушнев, С. А. Ондар, Н. С. Бурдельная // Геология и геофизика. — 2021. — Т. 62. — № 11. С. 1499–1510.
3. Mukhopadhyay P. Organic Petrography and Organic Geochemistry of Tertiary Coals from Texas in Relation to Depositional Environment and Hydrocarbon Generation. Report of Investigations / P. Mukhopadhyay. — Texas: Bureau of Economic Geology, 1989. — 118 p.
4. Diessel C. F. K. Coal-Bearing Depositional Systems / C. F. K. Diessel. — Berlin: Springer Verlag, 1992. — 721 p.
5. Ficken K. J. An  $n$ -alkane proxy for sedimentary input of submerged/floating freshwater aquatic macrophytes / K. J. Ficken, B. Li, D. L. Swain, G. Eglinton // Organic Geochemistry. — 2000. — V. 31. — P. 745–749.
6. Zheng Y. Lipid biomarkers in the Zoige-Hongyuan peat deposit: Indicators of Holocene climate changes in West China / Y. Zheng, W. Zhou, P. Meyers, S. Xie // Organic Geochemistry. — 2007. — V. 38. — P. 1927.
7. Huang W.-Y. Sterols as ecological indicators / W.-Y. Huang, W. G. Meinschein // Geochimica et Cosmochimica Acta. — 1979. — 43(5). — P. 739–745.

УДК 553.98

DOI 10.25205/978-5-4437-1312-0-189-192

## **Практический опыт и результаты выполнения работ по методике бассейнового моделирования**

И. В. Орешкин

Нижне-Волжский научно-исследовательский институт  
геологии и геофизики, Саратов

**Аннотация.** В статье рассматриваются результаты практического применения и исследований на основе авторской методики бассейнового моделирования в практике поисково-оценочных работ на нефть и газ на территории Прикаспийской впадины и прилегающих областях. Приведенные примеры охватывают только случаи добурового прогноза, проверенные в дальнейшем поисковым бурением.

**Ключевые слова:** Бассейновое моделирование, прогноз, нефтегазоносность, фазовое состояние УВ

## **Practical experience and results of work on the methodology of basin modeling**

I. V. Oreshkin

Niznevolzhsky Geology  
and Geophysics Research Institute (NVNIIGG), Saratov, Russia

**Abstract.** The article discusses the results of practical application and research based on the author's methodology of basin modeling in the practice of prospecting and evaluation works for oil and gas in the territory of the Caspian Basin and adjacent areas. The examples given cover only cases before the drilling forecast, verified in the future by exploratory drilling.

**Key words:** Basin modeling, forecast, oil and gas potential, phase state of hydrocarbons.

Во второй половине 80-х годов в НВНИИГГ была разработана авторская методика бассейнового моделирования прогноза нефтегазоносности на региональном, зональном и локальном уровнях. Данная методика, ни в коем случае не конкурируя с зарубежными аналогами (США, Норвегия, Франция), тем не менее отличается большей оперативностью и возможностью быстрого выявления наиболее значимого для решения задачи фактора. В частности, выполнение совместных работ с компанией EXXON по южной части региона заняло около двух лет, тогда как авторская методика позволяет выполнить такие работы за 2–3 месяца. Таким образом, если программно-методические комплексы, например компании EXXON или Французского института нефти (IFP), в основном предусматривают выполнение всего объема исследований и весьма полезны для создания постоянно действующих моделей и работы в режиме мониторинга, то предложенная методика, наряду с этим, отличается значительно большей оперативностью решения конкретной прогностической задачи.

Ниже приводятся примеры практического применения данной методики при поисковых работах в Прикаспийской нефтегазоносной провинции и на прилегающих территориях [1]. Они охватывают только случаи добурового прогноза и могут быть сопоставлены с датами защиты отчетов, научных разработок и рекомендаций с датами выполнения параметрического и поискового бурения и их результатов на соответствующих объектах.

**Региональный прогноз. Нефтегазогеологическое районирование.** Ранее при каждой количественной переоценке ресурсов «исчезали» старые и «появлялись» новые нефтегазоносные районы (НГР) и даже области (НГО).

При оценке ресурсов УВ на 01.01.1988 г. было предложено нефтегазогеологическое районирование российской части Прикаспийской НГП, основанное на методике бассейнового моделирования, используемого по сей день в количественной оценке ресурсов УВ.

В пределах западного и северо-западного секторов Прикаспийской впадины нами впервые был выделен район нефтенакпления (ГНР), ранее определявшийся как преимущественно газоносный [2, 3]. Более поздними буровыми работами прогноз был подтвержден притоками нефти на Южно-Плодовитенской, Лободинской, Ново-Никольской и Упрямовской площадях.

**Зональный прогноз.** В пределах Карачаганак-Кобландинской нефтегазосборной площади (НГСП) (зоны дренирования), севернее месторождения Карачаганак, была выделена зона (V) с увеличенной, по сравнению с Карачаганаком, долей жидких УВ в залежах. Значения ГК факторов здесь ниже ГКФ Карачаганакского ГКМ, а доля свободной нефти увеличена [4].

В результате последующих буровых поисковых работ северо-западнее Карачаганакского месторождения в пределах зоны V было открыто Чинаревское месторождение, где в турнейских отложениях установлена нефтяная залежь с газоконденсатной шапкой. В данном случае зональный прогноз также подтвердился.

По результатам применения авторской методики бассейнового моделирования обосновано наличие газоконденсатных залежей на Астраханском своде и нефтяных на Каратон-Тенгизской зоне поднятий. Дан прогноз присутствия в потенциальных ловушках Гурьевского и Биикжальского сводов газоконденсатных залежей, близких по характеристикам к Астраханскому месторождению, но, возможно, с меньшими содержаниями сероводорода и диоксида углерода в пластовых смесях.

**Локальный прогноз.** Дана оценка степени перспективности локальных объектов Жаркамьско-Темирского района, которая впоследствии были подтверждены результатами поискового бурения. В частности, подтвердился добуровой прогноз и отрицательные оценки нефтегазоносности подсолевых отложений на площадях Аккудук, Аккум, Сев. Бактыгарын на Темирском своде (все структуры оказались обводненными), на высоко оцененной структуре Локтыбай в южной части Жаркамьского свода в последующем было открыто нефтяное месторождение [5].

Полученные результаты позволяют дать прогноз на существование в районе месторождений Жанажол и Урихтау в отложениях толщи КТ-3 газоконденсатной залежи (залежей) с нефтяной оторочкой. В настоящее время из КТ-3 получены данные об их продуктивности (проявление газоконденсата в скв. №5 Урихтау).

**Прогноз фазового состояния УВ в залежах.** При выполнении работ по прогнозу фазового состояния УВ в залежах юго-запада Бузулукской впадины и Иргизского прогиба были выделены зоны распространения нефтяных (включая «летучие нефти») и газоконденсатных залежей в отложениях средне-верхнедевонского карбонатно-терригенного комплекса в зави-

симости от удалённости от основного источника миграции УВ (с юга на север) и от глубины залегания [7].

Таким образом, на данной стадии изученности в объектах, расположенных в зоне I (южнее раздела) в отложениях среднего девона, можно прогнозировать преимущественно газоконденсатные залежи, возможно, с большой степенью недонасыщенности компонентами C5+ (пониженные значения газоконденсатных факторов).

В зоне II (севернее раздела) в интервале глубин 3200–4600 м системы с газосодержанием менее 1200 м<sup>3</sup>/т могут быть отнесены к нефтяным, более 1200 м<sup>3</sup>/т — к газоконденсатным залежам, для данной зоны близким к предельному насыщению жидкими УВ (зона «летучих нефтей»).

Нижнюю границу уверенного прогнозирования нефтяных систем в зоне II можно провести на глубине 4100–4200 м. С глубиной вероятность существования нефтяных залежей снижается.

Прогноз был подтвержден последующим открытием здесь Кустовского, Яружского, Северо-Кожевского, Железнодорожного и Кожевского месторождений.

Приведенные примеры показали, что в различных геолого-геохимических ситуациях механизмы формирования скоплений нафтидов могут существенно различаться. В зависимости от пространственного взаиморасположения вмещающих залежь отложений и комплексов-доминант, генерирующих основную массу УВ, определяется роль и соотношение латеральной и вертикальной составляющих в совокупном миграционном процессе, обуславливающим формирование месторождения.

Полученные результаты, особенно по Актюбинскому сектору впадины (Сев. Бактыгарын, Аккум, Аккудук, Локтыбай), показывают, что даже в таком обеспеченном углеводородами нефтегазоносном бассейне, которым являются подсолевой мегакомплекс Прикаспийской впадины, необходимо выполнение исследований по бассейновому моделированию, что правильнее было бы называть генерационно-гравитационными реконструкциями.

При этом необходимо помнить, что любой программный комплекс бассейнового моделирования, которые в настоящее время приобрели достаточно широкое распространение, является только инструментом, позволяющим производить дальнейшие работы по прогнозу перспектив нефтегазоносности на региональном, зональном и локальном уровнях.

Сами по себе эти комплексы в большинстве случаев не способны решать такие задачи, но могут оперативно, при необходимости многовариантно дать весьма полезную информацию для специалиста, занимающегося задачами прогноза нефтегазоносности. К сожалению, опыт показывает, что слепое использование программных комплексов бассейнового моделирования (например Temis) и безоговорочная вера в них может привести к весьма серьезным ошибкам в прогнозах. Более того, такие комплексы методически пока не способны выполнить и учесть ряд исследований, необходимость которых может оценить только человек, специалист, имеющий достаточный опыт в решении подобных задач для конкретного региона. Специфические для каждого участка исследования приходилось выполнять в каждом из описанных выше примеров.

## Список литературы

1. Орешкин И. В. Бассейновое моделирование: история создания, методология, практические результаты. / Орешкин И. В. // Недра Поволжья и Прикаспия. — 2001. — Вып. 28. — С. 7–10.



2. Орешкин И. В. Нефтегазогеологическое районирование и условия формирования месторождений в подсоловом мегакомплексе Прикаспийской нефтегазоносной провинции. / Орешкин И. В. // Недр Поволжья и Прикаспия. — 2001. — Вып. 26. — С. 42–47.
3. Орешкин И. В. Нефтегазогеологическое районирование Казахстанского сектора Прикаспийской нефтегазоносной провинции. / Орешкин И. В., Новиков С. А., Нысанова А. С., Истекова С. А. // Нефтяное хозяйство. — 2016. — №10. — С. 10–13.
4. Орешкин И. В. Роль миграции углеводородов в формировании крупных месторождений нефти и газа и основных закономерностей нефтегазоносности бассейнов. / Орешкин И. В., Гончареко О. П., Орешкин А. И. // Недр Поволжья и Прикаспия. — 2010. — Вып. 62. — С. 3–19.
5. Орешкин И. В. Условия формирования залежей углеводородов и локальный прогноз нефтегазоносности подсоловых отложений восточной части Прикаспийской впадины.
6. Орешкин И. В., Постнова Е. В., Шестакова Т. Д. // Недр Поволжья и Прикаспия. — 1991. — Пробный выпуск. — С. — 33–39.
7. Орешкин И. В. Обоснование критериев прогноза фазового состояния пластовых углеводородных смесей. / Орешкин И. В., Постнова Е. В., Пятаев А. А. // Теоретические основы и технологии поисков и разведки нефти и газа. — 2012. — №4. — С. 29–33.

УДК 622.363.6

DOI 10.25205/978-5-4437-1312-0-193-196

## О нефтегенерационном потенциале карбонатных пород

И. В. Орешкин

<sup>1</sup> Нижне-Волжский научно-исследовательский институт  
геологии и геофизики, Саратов

**Аннотация.** В статье рассматривается вопрос оценки нефтегенерационного потенциала мелководных, светлых карбонатных пород. Приведённые результаты и выводы базируются на изучении битумоидов, связанных с карбонатной составляющей породы (КСП). Исследование битумоидов и УВ КСП, а также расчеты возможной аллохтонности битумоидов позволяют отнести их к нефтематеринским породам.

**Ключевые слова:** Мелководные «чистые» карбонаты, декарбонизация, карбонатная составляющая породы (КСП), битумоиды, УВ, органическое вещество, нефтегазоматеринские свойства.

## About oil and gas generation potential of carbonate rocks

I. V. Oreshkin

Niznevolzhsky Geology and Geophysics Research Institute (NVNIIGG), Saratov, Russia

**Abstract.** The article considers the issue of assessing the oil and gas generation potential of shallow, light carbonate rocks. These results and conclusions are based on the study of bitumoids associated with the carbonate component of the rock (KSP). The study of bitumoids and CFCs, as well as calculations of the possible allochthonicity of bitumoids, make it possible to attribute them to oil-producing rocks.

**Key words:** Shallow-water “pure” carbonates, decarbonization, carbonate component of the rock (KSP), bitumoids, hydrocarbons, organic matter, oil and gas properties.

Нефтегазоматеринский потенциал карбонатных пород исследователями оценивается неоднозначно. Если нефтематеринские свойства глинистых и кремнисто-глинистых карбонатов, обогащенных органическим веществом, большинство исследователей оценивает достаточно высоко, то относительно генерационного потенциала «чистых» разностей карбонатных пород (содержание ОВ 0.2–0.3 %, часто менее 0,1 %) нет единого мнения. Многие авторы, руководствуясь количественным признаком (низкие концентрации ОВ), относят эти породы к разряду нефтепроизводящих. Тем не менее некоторые геологические данные свидетельствуют о явно нефтематеринских свойствах мелководных, «чистых» известняков и доломитов [1].

Результаты проведенных исследований показывают, что при традиционной схеме выделения битумоидной составляющей ОВ пород теряется значительная ее часть, связанная с карбонатной составляющей породы (КСП). Так, например, в исследованных образцах доля ХБксп в общей сумме сингенетичных битумоидов составляет от 16 до 42 % [2]. Исследования проводились по следующей схеме:

- измельчение породы до 0,25 мм;
- экстрагирование размолотой породы в аппарате Сокслета: выделение ХБА хлороформом, выделение СББА спиртобензолом;
- декарбонизация породы 10 %-й соляной кислотой;
- экстрагирование нерастворимого остатка породы спиртобензолом в аппарате Сокслета — выделение СББС;
- экстрагирование хлороформом раствора, полученного в результате декарбонизации породы по методике выделения аквабитумоидов [3] — выделение ХБ<sub>КСП</sub>.

Логично предположить, что именно эти битумоиды несут наиболее достоверную информацию о дальнейших процессах эволюции ОВ карбонатных пород, происходящих в катагенезе.

На эволюцию сапропелевого ОВ от диагенетического этапа к катагенетическому, возможно, проливают свет экспериментальные исследования [3]. По их результатам, эволюция спорополленина в процессе мягкого пиролиза ( $T = 380\text{ }^{\circ}\text{C}$ ,  $P = 200\text{ атм.}$ ) проходит через три последовательные, резко различные стадии, в течение которых происходит сначала разложение до полного исчезновения исходного (нерастворимого в хлороформе) вещества (первичный кероген) с образованием растворимых продуктов, а затем появление в возрастающих количествах вторичных нерастворимых продуктов (вторичный кероген).

В числе прочих авторы приходят к выводу, что при эволюции керогенов сапропелитового типа в природе имеют место явления, аналогичные преобразованию спорополленина при пиролизе в мягких условиях.

В связи с этим необходимо отметить, что, судя по вещественному и элементному составу РОВ, полученный в опыте первичный кероген соответствует сапропелитовому (F1), а вторичный кероген — оксисапропелитовому типу ОВ (F2). Кроме того, элементный состав ОВ класса OF (CII) на стадии ПК наиболее близок к составу ОВ класса F1 (C1), а на стадии МК3 — ОВ класса F1 [4], т.е. к ОВ после прохождения им главной фазы нефтеобразования. Возможно, это объясняется тем, что РОВ «чистых» карбонатов еще в диагенезе реализует значительную часть своего нефтегазоматеринского потенциала, что приводит к пониженному содержанию водорода в элементном составе РОВ уже в начале катагенеза. Ранняя генерация битумоидов и УВ подтверждается также и высокой степенью битуминозности РОВ «чистых» карбонатов уже в начале ПК, отмечаемой в работе [3] и многих других.

Как показано ранее [2], в генерационном потенциале рассматриваемого типа нефтегазоматеринских пород существенное значение имеет ОВ, фиксируемое их карбонатной составляющей. Следовательно, судить о масштабах генерации УВ данным типом РОВ в катагенезе только по изменению состава его нерастворимой части было бы неправильно, а содержание  $C_{\text{орг.}}$ , определяемое методом сухого сжигания, и ОВнк в древних «чистых» карбонатных породах не отражает действительного количества исходной органики, служившей источником генерированных в породе битумоидов и УВ.

Характеристику нефтематеринских свойств «чистых» карбонатов можно дать по соотношению нерастворимой и битумоидной частей фиксируемого в них РОВ. Для этого проведена оценка степени аллохтонности битумоидов в породе по предлагаемой автором формуле:

$$K_{\text{алл.}}^{\text{бит.}} = \frac{\text{бит. ан.} - \left[ (\text{РОВ}_{\text{нк}} \cdot K_{\text{генер.}}^{\text{бит.}}) - \left( \frac{\text{РОВ}_{\text{нк}} \cdot K_3}{90\%} \cdot 100\% \right) \right]}{\text{бит. ан.}},$$

где  $K_{алл.}^{бит.}$  — коэффициент аллохтонности; бит. ан. — суммарный аналитический битумоид (ХБА + СББА + СББС + ХБксп),  $POB_{нк}$  — содержание РОВ на начало катагенеза;  $K_{генер.}^{бит.}$  — коэффициент генерации битумоидов;  $K_3$  — коэффициент эмиграции жидких УВ;  $\frac{POB_{нк} \cdot K_3}{90\%} \cdot 100\%$  —

количество эмигрировавших битумоидов из расчета содержания 90 % УВ в сумме эмигрировавших битумоидов.

Соответственно для расчета коэффициента аллохтонности УВ формула выглядит так:

$$K_{алл.}^{УВ} = \frac{УВ_{ан.} \left[ (POB_{нк} \cdot K_{генер.}^{УВ}) - (POB_{нк} \cdot K_3) \right]}{УВ_{ан.}}$$

Расчёты показали, что в глинистых и карбонатно-глинистых породах значения коэффициента аллохтонности в среднем составляют 0,2–0,4, снижаясь до 0 в угле (Асатраханская скв. 8). В «чистых» карбонатных породах значения  $K_{алл.}$  значительно выше — 0,8–0,9. Причём это относится к образцам как с явно эпигенетичной, так и с сингенетичной битуминозностью, т.е. расчёты по предложенной формуле в данном случае нельзя считать достоверными. При этом просчитывались варианты с максимальными и минимальными значениями коэффициентов ( $K_{генер.}^{бит.}$ ,  $K_3$ ) для собственно сапропелевого РОВ [4, 5, 6 и др.].

Следовательно, аналитически определяемое содержание  $C_{орг.}$  методом сжигания и ОВнк. в древних «чистых» карбонатных породах не отражает истинного количества исходной органики, служившей источником генерированных в породе битумоидов и УВ. Определение ТОС ( $C_{орг.}$ ) в установке Rok-Eval, при нагревании до 600°C, показывает идентичные результаты.

Приведенные данные на опыте подтверждают нефтематеринские свойства мелководных «чистых» карбонатов, которые пока не фиксируются традиционными методами исследований. Для количественных расчётов значений к генерации и эмиграции, наряду с увеличением количества исследованных образцов, необходимо решение задачи более точного определения ХБксп в породе, поскольку при размоле породы (до 0,25 мм) часть ХБксп извлекается ещё до декарбонизации породы.

Совпадение этапов генерации и перекристаллизации, возможно, свидетельствует о том, что процесс генерации УВ является фактором, обеспечивающим энергетическую сторону процессов перекристаллизации. При этом генерация УВ «провоцирует» перекристаллизацию, которая, в свою очередь, способствует высвобождению и эмиграции из карбонатной матрицы породы генерированных УВ.

Таким образом, существенное возможно главное значение в процессах нефтегазообразования в карбонатных породах имеет РОВ, заключенное в КСП, которое традиционными аналитическими методами (сжигание нерастворимого в HCL остатка породы) не определяется.

Обогащенность ХБксп по сравнению с ХБА УВ подтверждает нефтепроизводящие свойства «чистых» карбонатных пород.

Факторами, способствующими высвобождению и эмиграции генерированных УВ из карбонатных пород, являются процессы их вторичного преобразования, в частности перекристаллизация.

Упомянутые выше процессы требуют специального исследования, однако уже сейчас ясно, что при изучении нефтегазопроизводящих свойств карбонатных пород необходимо уделять самое пристальное внимание процессам их вторичного преобразования.

### Список литературы

1. Kranzler Irvin. Origin of oil in lower member of Tyler formation of Central Montana / Kranzler Irvin// AAPG Bull. — vol. — № 10. С. — pp. 2245–2259
2. Орешкин И. В. Фоссилизация органического вещества, нефтеобразование и эмиграция углеводородов в карбонатных породах/ И. В. Орешкин, О. К. Навроцкий// Литологии и полезные ископаемые. — 2016. — №2.- С. 168–177.
3. Песно Б., Изучение термического преобразования спорополленина под давлением/ Б. Песно, Бестужев М. А. //Седикахиты на разных этапах литогенеза. — М.: Наука, 1982. — С.59–168.
4. Генерация углеводородов в процессе литогенеза осадков /под ред. АА. Трофимука, С. Г. Неручева// Труды ИГГ СО АН СССР. — Новосибирск — Наука, 1976. — 178 с.
5. Конторович А. Э. Геохимические методы количественного прогноза нефтегазоносности/ Конторович А. Э// Труды СНИГГиМС. Выпуск 229. — М.: Недра, 1976. — С. 250.
6. Четверикова О. П. О вычислении коэффициентов эмиграции жидких и газообразных углеводородов/ Четверикова О. П. //Нефтематеринские свиты и принципы их диагностики. — М.: Наука, 1979. — С.30–35.

УДК 553.98 .061.17+552.578.2  
DOI 10.25205/978-5-4437-1312-0-197-199

## Новый гопан состава C30 с непредельной связью

С. Б. Остроухов<sup>1</sup>, В. А. Каширцев<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Академия наук Республики Татарстан, Казань

<sup>2</sup>Институт нефтегазовой геологии и геофизики  
им. А. А. Трофимука СО РАН, Новосибирск

**Аннотация.** В работе рассматривается строение нового пентациклического соединения состава C30, относящегося к группе гопаноидов с одной непредельной связью.

**Ключевые слова:** гопан, неоhop-13(18)-enes, hop-17(21)-ene, hop-22(29)-ene и hop-21-ene, силур, нижний девон, Тимано-Печорский регион

## New hopane C30 with unsaturated bond

S. B. Ostroukhov<sup>1</sup>, V. A. Kashirtsev<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Academy of Sciences of the Republic of Tatarstan, Kazan

<sup>2</sup>Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, Novosibirsk

**Abstract.** The paper considers the structure of a new pentacyclic compound of composition C30 in oil, belonging to the group of hopanoids with one unsaturated bond

**Key words:** hopan, neo-hop-13(18)-ene, hop-17(21)-ene, hop-22(29)-ene and hop-21-ene, Silurian, Lower Devonian, Timan-Pechora region.

В составе нефти из отложений силура и нижнего девона Тимано-Печорского региона наблюдается присутствие гопана состава C30, содержащего одну двойную связь. На рис. 1 приведена масс-хроматограмма отражающая его присутствие, обозначенного как X. Данное обозначение связано с отсутствием точное его строения. В литературных источниках соединение с такими ГХ и МС данными отмечено не было. Тем не менее, наличие достаточного количества информативных фрагментных ионов в масс-спектре (рис. 2) позволяет предположить характер его строения.

Характер основных фрагментных ионов и молекулярный пик m/z 410 (рис. 2) позволяют соединить X отнести к насыщенным пентациклическим соединениям гопаноидной группы состава C30. В отличие от гопана (C30H52) его молекулярный состав (C30H50) меньше на две единицы, что указывает на наличие в составе одной двойной связи. Присутствие в нефтях гопаноидов аналогичного состава, содержащих двойную связь, в последнее время находит все больше подтверждение. Наиболее представительными соединениями этой группы на настоящее время являются: неоhop-13(18)-ene, hop-17(21)-ene, hop-22(29)-ene и hop-21-ene. К примеру, неоhop-13(18)-ene состава C27-C30 входят в особую группу гопаноидов, так называемых перегруппированных гопаноидов (Moldowan et al., 1991; Farrimond et al., 1996; Sinninghe Damsté

et al., 2014). Углеродный скелет этих соединений идентичен скелету гопана, за исключением положения метильной группы у С-17 вместо исходного положения у С-18. В последнее время были также достаточно хорошо рассмотрены гопаноиды, включая hop-17(21)-ene, hop-22(29)-ene и hop-21-ene (Sinninghe Damsté et al., 2004; Fischer et al., 2005; Hartner et al., 2005).

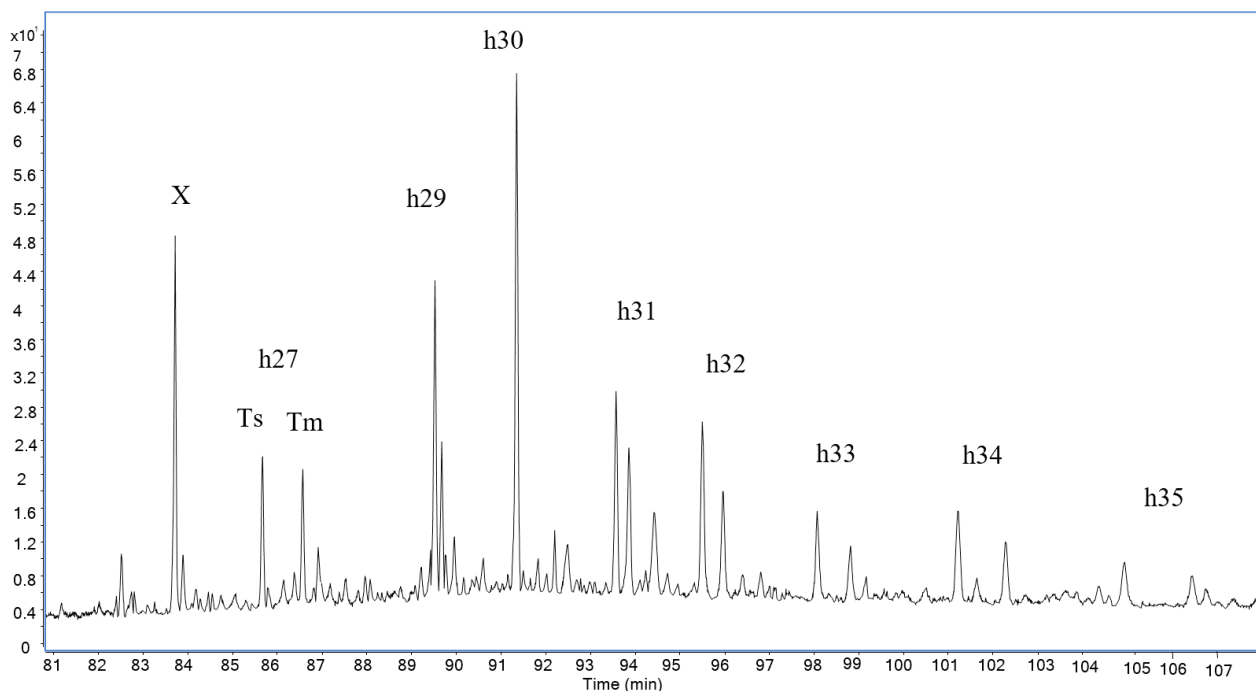


Рис. 1. Масс-фрагментограмма по иону  $m/z$  191

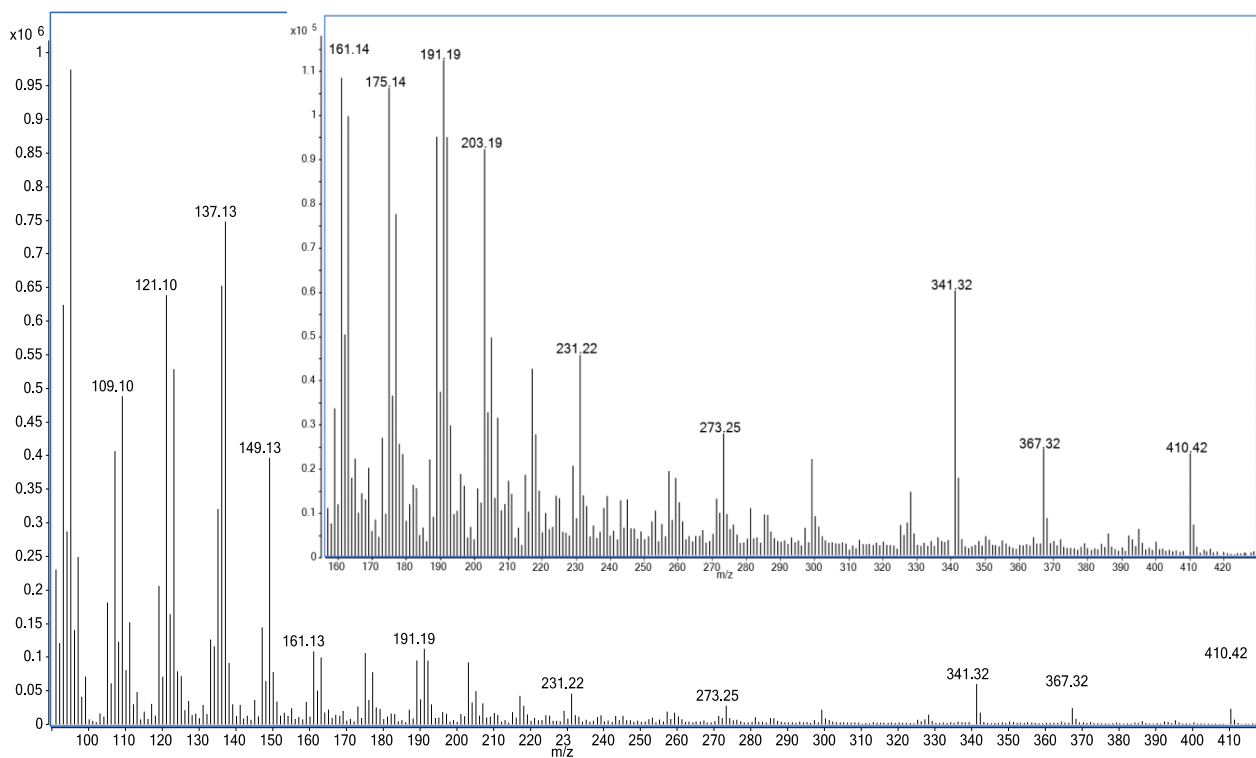


Рис. 2. Масс-спектр соединения X

Предположительное строение соединения X представлено на рис. 3. Сравнительный анализ масс спектральных данных приводился с сопоставлением с данными гопана C30H52. Строение X представлено как характерными фрагментами для насыщенных гопанов, так и характерными фрагментами с двойной связью. К насыщенным относится представительный (100 %) для гопанов фрагмент с  $m/z$  191, но для X он не является столь представительным. Его присутствие указывает на отсутствие двойной связи в кольцах А и В

Фрагментный ион  $m/z$  367 указывает на разрушение изопропильного замещения кольца Е, характерного для гопанов состава C30. Это, в свою очередь, указывает на отсутствие в нем двойной связи, по аналогии с *hop-22(29)-ene* и *hop-21-ene*. В свою очередь, фрагментный ион  $m/z$  367 указывает на наличие двойной связи в одном из колец С, D или Е. На исключение кольца Е (например *hop-17(21)-ene*) из рассмотрения указывает интенсивный фрагментный ион  $m/z$  137. Исходя из этого, двойная связь может находиться в одном из колец С или D. Наличии двойной связи в кольце D можно исключить на основании содержания фрагментных ионов  $m/z$  137 и 273, отсутствующих у соединения *neohop-13(18)-ene*. Исходя из выше приведенного, двойной связи, вероятнее всего, находится в положении C12-C13 (*hop-12(13)-ene*) кольца С.

Относительно образования соединения X (*hop-12(13)-ene*), то на настоящее время ответа нет. В ряде работ была показана связь соединений *17(21)-ene*, *hop-22(29)-ene* и *hop-21-ene* с липидами различных анаэробных бактерий (Sinninghe Damsté et al., 2004, 2014; Fischer et al., 2005; Hartner et al., 2005). Их содержание фиксировалось в основном в незрелых разновозрастных морских / озерных отложениях. При этом, из принятой схемы их образования и преобразования (*diploptene* (*hop-22(29)-ene*) → *hop-21-ene* → *hop-17(21)-ene* → *neohop-13(18)-enes* (Ensminger, 1977)) конечным продуктом является *neohop-13(18)-ene*. Образование рассматриваемого соединения X по данной схеме вряд ли возможно.

При этом условия формирования УВ рассматриваемых отложений ТПР не способствуют реализации данной схемы. Одним из характерных признаков данных отложений ТПР является присутствие в них *Gloecapsomorpha Prisca* (Kukersite). В аналогичных отложениях других месторождений зарубежных стран было отмечено присутствие серий C27, C29, C30 *neohop-13(18)-ene* и C27, C29, C30 *hop-17(21)-ene* (J. O. Silva et al., 2016), но в нефти из данных отложений они отсутствуют. Это указывает на отсутствие генетической связи соединения X с ними и на свой путь образования.

В завершении необходимо отметить следующие принципиальные отличия соединения X от других гопаноидов состава C30. Первое на что обращает своё внимание связано с отсутствием соединений другого состава, что не характерно для гопаноидов. Это может служить подтверждением его реликтового характера. Вторая особенность связана со значительно ранним его выходом на хроматограмме по отношению близкого для него по строению *neohop-13(18)-ene* состава C30. Это может быть связано с иным положением изопропильного заместителя в кольце Е, от представленного на схеме (см. рис. 3).

**Заключение.** В работе представлено новое соединение *hop-12(13)-ene* состава C30, содержащееся в нефти из отложений нижнего девона и силура Тимано-Печорского региона.

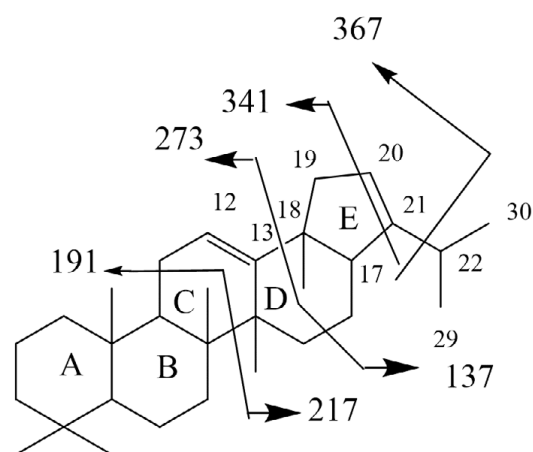


Рис. 3. Предположительное строение соединения X



УДК 553.98.061.17+552.578.2

DOI 10.25205/978-5-4437-1312-0-200-203

## Термодинамические особенности в составах алкилтолуолов в нефтях Тимано-Печорского региона

С. Б. Остроухов<sup>1</sup>, Н. В. Пронин<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Академия наук Республики Татарстан

<sup>2</sup>ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа

**Аннотация.** В работе рассматривается разнонаправленность термодинамического состояния изомеров в гомологических рядах алкилтолуолов в нефти из отложений силура и нижнего девона Тимано-Печорского региона.

**Ключевые слова:** алкилтолуолы, изомеры, термодинамика, Тимано-Печорский регион, силур, нижний девон.

## Thermodynamic features in the compositions of alkyltoluenes in oils of the Timan-Pechora basian

S. B. Ostroukhov<sup>1</sup>, N. V. Pronin<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Academy of Sciences of the Republic of Tatarstan

<sup>2</sup>LLC "RN-BashNIPIneft", Ufa, Russia

**Abstract.** The paper considers the multidirectionality of the thermodynamic state of isomers in the homologous series of alkyltoluenes in oils from the Silurian and Lower Devonian deposits of the Timan-Pechora region

**Key words:** alkyltoluenes, isomers, thermodynamics, Timan-Pechorsk region, Silurian, Lower Devonian.

Высокомолекулярные алкилтолуолы (АТ) отсутствуют в живой природе и их присутствие в нефтях обусловлено реализацией двух основных факторов. Один из них связан с присутствием в составе исходного вещества соединений, способных преобразовываться в углеводороды данного строения. При этом их количественный состав должен обеспечивать образование гомологических рядов широкого состава. Второй фактор связан с наличием условий, обеспечивающих реализацию этого процесса.

Высокая информативность АТ в нефти основывается на наличии трёх изомеров для каждого состава. В гомологическом ряду они представлены в виде отдельных групп. Содержание изомеров позволяет устанавливать термодинамическое состояние (стабильность) в каждой из этих групп и для нефти в целом. Эта значительно расширяет возможности по установлению термокаталитической преобразованности нефти наряду с другими методами.

На рис. 1 представлена масс-фрагментограмма по иону  $m/z$  106, характеризующая АТ в нефти из отложений силура и нижнего-девона Тимано-Печорского региона (ТПР). На нем

хорошо просматриваются равномерно чередующиеся группы из трех соединений, представляющие собой изомеры с мета- (*мета*), пара- (*пара*) и орто- (*орто*) замещением толуола алкильным заместителем регулярного строения (НАТ). Самое высокое содержание в них приходится на *мета* и *орто* изомеры, что позволяет активно их использовать в исследованиях. *Пара* изомер с крайне низким содержанием практического интереса не имеет.

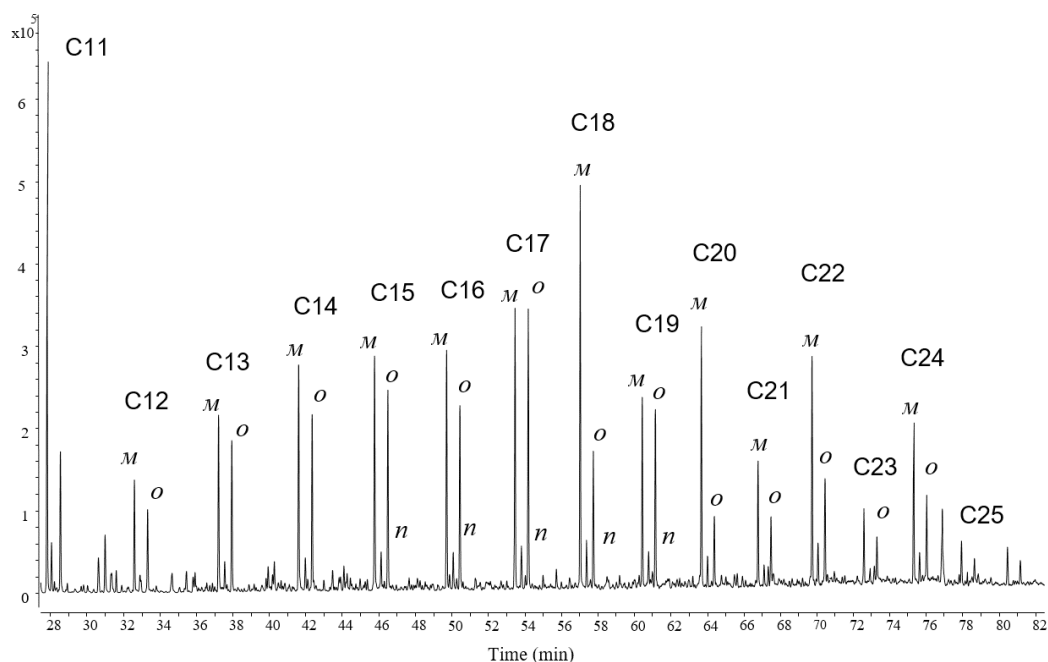


Рис. 1. НАТ в составе нефти из отложений силура ТПР

Анализ содержания изомеров в группах НАТ состава C12-C24 (см. рис. 1) в нефти ТПР выявил особенности их состава. Это хорошо иллюстрирует положение групп НАТ на треугольной диаграмме с координатами *мета-орто-пара* (см. рис. 2, А), построенной с учётом значений ионов  $m/z$  105 и 106. На ней НАТ разместились в достаточно широком интервале значений для *орто* (26–75) и *мета* (25–55) изомеров при постоянстве *пара* (15–18). Отсутствие ожидаемого единообразия и наличие широкого разброса значений указывает на сложный процесс формирования состава НАТ.

В нефти рассматриваемых отложений НАТ в зависимости от соотношения изомеров подразделяются на две основные группы. В первую группу входят все НАТ с наивысшей степенью изомеризации (область IV). Все они имеют чётное число атомов углерода в молекуле (C18 и C20). Во вторую наибольшую по составу группу входят соединения с высоким содержанием *орто* изомера и локализующиеся в начале части области III. Она представлена соединениями как нечётного состава (C13, C15, C17, и C19), так и четного (C14, C16, C22 и C24).

Наибольший интерес среди НАТ представляют соединения состава C17-C20. Из диаграммы (см. рис. 2, А, Б) следует, что НАТ нечётного состава располагаются в начальной части (область III), тогда как четного состава располагаются в области высокой изомеризации IV. Столь представительное различие в термодинамическом состоянии между сопредельными членами ряда НАТ в одном объекте (нефти), может быть связано с этапностью формирования состава (за счёт генерации или миграции). Основываясь на этом, можно представить следующую схему формирования состава НАТ в нефти. Начальный этап формирования охарактеризован НАТ

состава C18 и C20, имеющих наивысшую термодинамическую преобразованность изомеров. В основе этого лежит самый продолжительный временной отрезок с момента их образования и до настоящего времени, обеспечивший полноту изомеризации. Из этого следует, что нАТ четного состава образовались на самом раннем этапе. Это хорошо согласуется с работами [1,2], в которых показано сохранение четного числа молекул исходного вещества на начальном этапе образования нАТ. На этапах с высоким термическим воздействием происходит образование соединений нечётного состава. Таким образом, из одного исходного вещества в зависимости от условий этапов происходит образование продуктов двух составов (четного и нечётного). При этом соотношение изомеров у них может отличаться и достаточно значительно.

нАТ состава C14 и C16 и C15 и C13 расположились в одной области зоны III. Близкие значения могут указывать на одновременное их образование, располагающееся между образованием C18 и C20 и C17 и C19. Это указывает на более поздний период их образования по отношению первой группы. Время, как видно из исследований, является основным фактором, обеспечивающим термодинамическое состояние для нАТ.

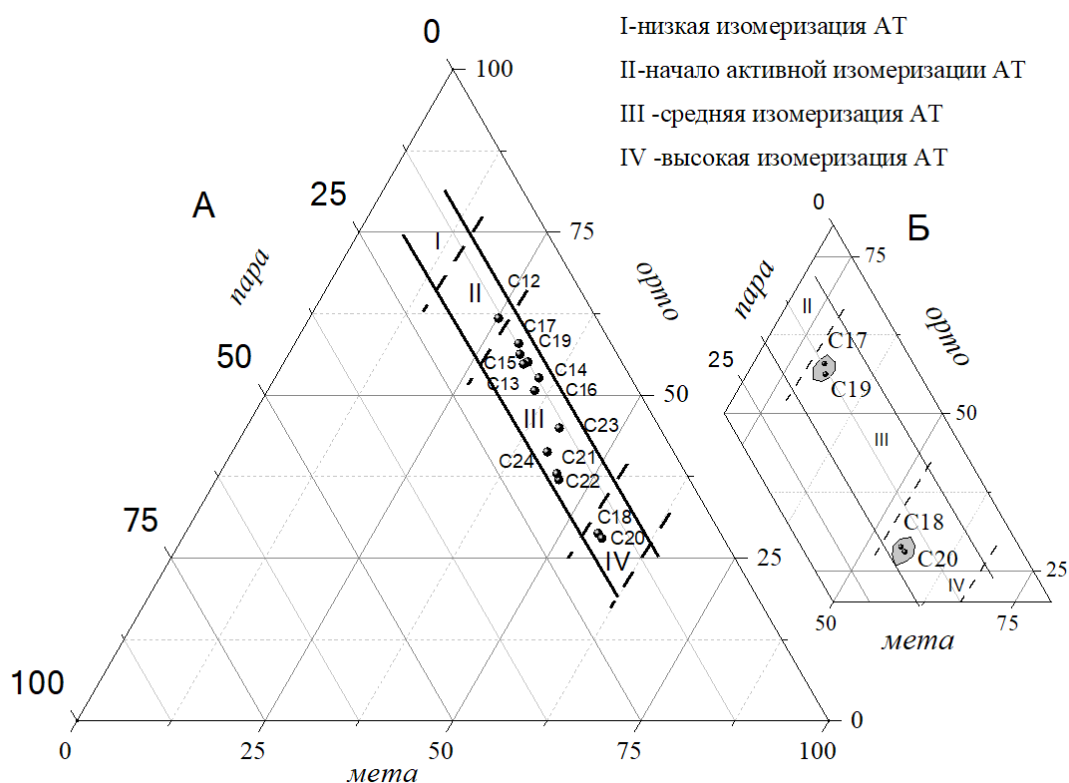


Рис. 2. Расположение нАТ на диаграмме в координатах *мета-орто-пара*

### Заключение

Разброс значений соотношений изомеров в ряду нАТ указывает на то, что термодинамические условия пласта, а также время нахождения не могут привести их к единообразию. Наблюдаемые различия в ряду нАТ, вероятнее всего, связаны с временными отрезками (генерация-настоящее время), обеспечивающие данное соотношение изомеров. Исходя из этого, оно может быть использовано для оценки относительного времени существования для каждого нАТ. Основываясь на этом, формирование нАТ в отложениях силура и нижнего девона ТПР проходило в два этапа, разделённых достаточно большим временным интервалом.

### Список литературы

1. Остроухов С. Б. Н- алкилбензолы состава С12- С30 в нефтях./ С. Б. Остроухов, О. А. Арефьев, С. Д. Пустильникова, Ал.А. Петров // *Нефтехимия*. — 1983.- Т.23. — No 1. — С.20–30. DOI: 10.1016/S0031-6458(83) 80090-2
2. Ostroukhov S. B. Higher petroleum alkyltoluenes: Evaluation of thermodynamic maturity. // *Petroleum Chemistry*.- 2015.- № 55.- pp.195–201 <https://doi.org/10.1134/S0965544115030093>
3. Ostroukhov S. B. Genesis of higher petroleum alkyltoluenes. // *Petroleum Chemistry*.- 2018. — № 58 (1). — pp. 8–12. DOI: 10.1134/S0965544118010115

УДК 553.98 .061.17+552.578.2  
DOI 10.25205/978-5-4437-1312-0-204-207

## Некоторые термодинамические особенности в составах алкилнафталинов и алкилдекалинов в нефтях Тимано-Печорского региона

С. Б. Остроухов<sup>1</sup>, Н. В. Пронин<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Академия наук Республики Татарстан

<sup>2</sup>ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа

**Аннотация.** В работе рассматривается разнонаправленность термодинамического состояния в гомологических рядах алкилнафталинов и алкилдекалинов в нефтях из отложений силура и нижнего девона Тимано-Печорского региона.

**Ключевые слова:** алкилнафталины, алкилдекалины, термодинамика, Тимано-Печерский регион, силур, нижний девон.

## Some thermodynamic features in the compositions of alkyl naphthalenes and alkyldecalines in the Timan-Pechora basin oils

S. B. Ostroukhov<sup>1</sup>, N. V. Pronin<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Academy of Sciences of the Republic of Tatarstan

<sup>2</sup>LLC "RN-BashNIPIneft", Ufa, Russia

**Abstract.** The paper considers the multidirectional thermodynamic state in the homologous series of alkyl naphthalenes and alkyldecalenes in oils from Silurian and Lower Devonian deposits of the Timan-Pechorsk region.

**Key words:** alkyl naphthalenes, alkyldecalines, thermodynamics, Timan-Pechorsk region, Silurian, lower Devonian.

Длинноцепочечные нафталины (АН) и алкилдекалины (АД) с алкильной цепью регулярного строения являются составной частью нефтей и органического вещества (ОВ) (Гончаров В. И., Connan et al., Ellis et al., Hong Lu et al., Ingram et al., Wang et al.). Между тем, им уделяется гораздо меньше внимания, чем остальным соединениям.

Не имея явных предшественников в составе живой природы, появление АН и АД в нефти вызывает интерес, как для установления состава исходного вещества, так и процессов его преобразования. К одному из таких процессов относится термическое воздействие на природные соединения, способные к созданию соединений данного строения. В качестве примера его реализации могут служить результаты термического воздействия на Tasmanites (рис. 1). В составе их пиролизатов, отмечается присутствие гомологических рядов АН широкого состава C11-C25 с алкильной цепью регулярного строения. При этом в каждой группе ряда одного состава отмечается два ожидаемых изомера с  $\alpha$  и  $\beta$  положением цепи в нафталиновом кольце.

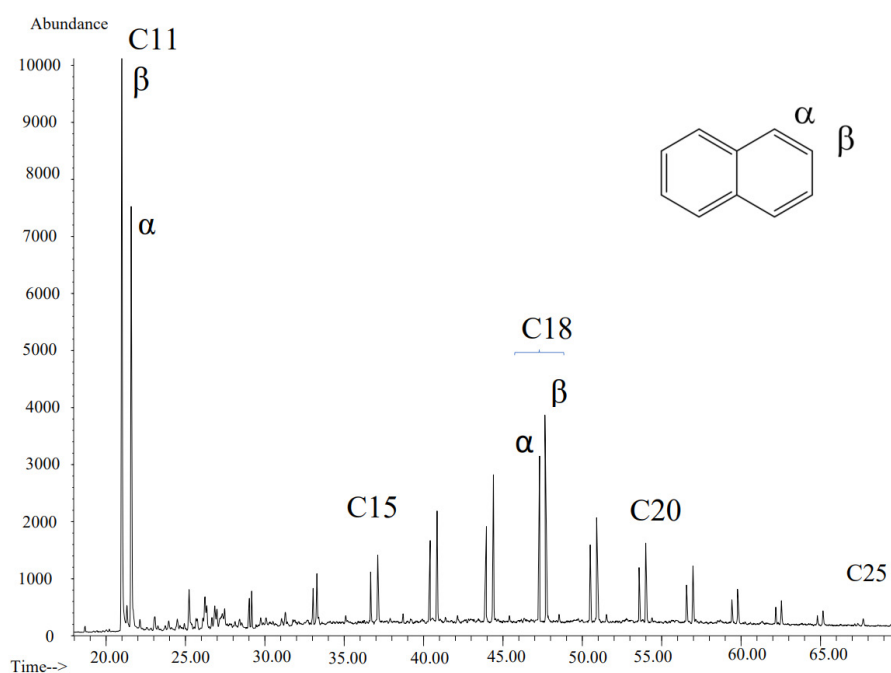


Рис. 1. АН в составе катализата Tasmanites

На начальном этапе образования АН происходит формирование ароматической структуры с  $\alpha$  положением цепи. На последующем этапе происходит изомеризация  $\alpha$ -изомера в наиболее термодинамически устойчивый  $\beta$ -изомер. При этом, при одновременном образовании АН, соотношение изомеров в системе для всех групп ряда будет одинаковое. Коэффициент термодинамического состояния  $K_{АН} = C\beta/C\alpha$  для АН в продуктах термоллиза Tasmanites подтверждает это и составляет для членов ряда C14-C25 от 0,55 до 0,56. Для метилнафталинов (C11), он составляет 0,56, что согласуется с высокомолекулярными АН.

На рис. 2 представлены участки состава C11 и C20-C23 гомологических рядов АН C11-C26, характерных для нефтей из отложений силурийского и нижнедевонского возраста Тимано-Печерского региона (ТПР). Из приведенного рисунка следует необычно высокое содержание нафталинов состава C21 и C23 по отношению других членов ряда, исключая C11. Высокое содержание АН, обычно характерно для нефтей и ОВ пород из отложений ордовика с высоким содержанием Gloeocapsomorpha prisca. В ее структуре содержится большое количество резорцинов состава C21 и C23, являющихся их предшественниками как для алкилбензолов C21 и C23.

Второй момент связан с разнонаправленностью соотношения изомеров АН в нефтях из данных отложений ТПР. Это выражается в том, что для соединений четного состава  $K_{АН} = 0,6$ , в то время как члены нечетного состава имеют  $K_{АН} = 0,26$ . При этом отмечаются нефти со значительным доминированием АН состава C21 и C23 со значением  $K_{АН}$  менее 0,07, что указывает на доминирование  $\alpha$ -изомера при высоких соотношениях для четных членов ряда. Наличие данного явления для АН, находящихся в единой системе, вызывает особый интерес. Ранее, на примере Tasmanites было показано, что АН в единой системе не имеют преимущества в изомеризации от четности или нечетности их состава. Здесь установлен факт нехватки времени для изомеризации от начала образования АН нечетного состава по отношению к четным.

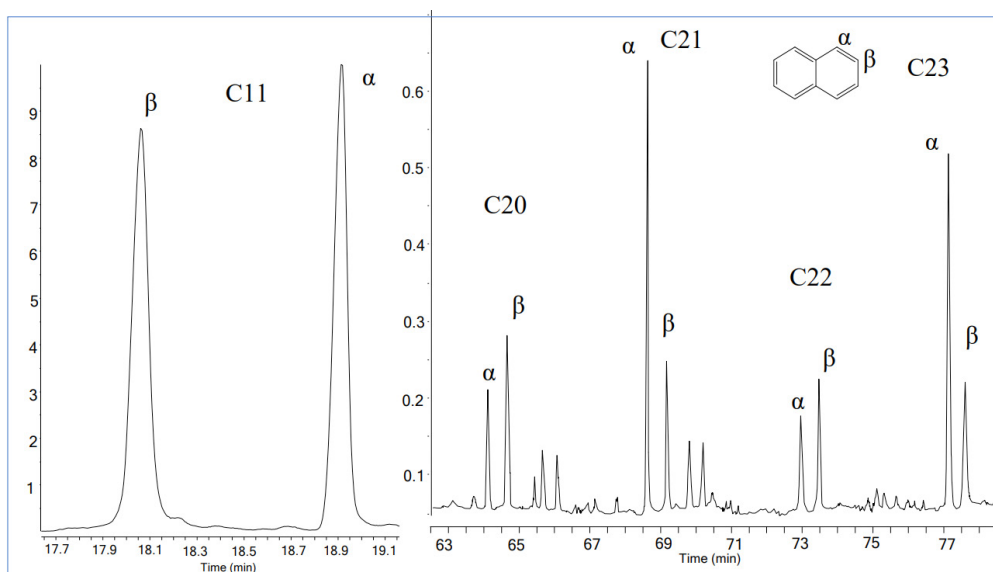


Рис. 2. АН в составе нефти из отложений силура ТПР

Присутствие АД в нефтях отмечается в таком же составе, что и для АН. В качестве примера этому служит содержание АД состава C11-C27 в нефти Denver (Julesburg Basin) Codell sandston Formation (рис. 3). В рядах АД наблюдается равномерно убывающий характер его членов без доминирования отдельных групп или соединений с  $K_{АД} = 0.51$ .

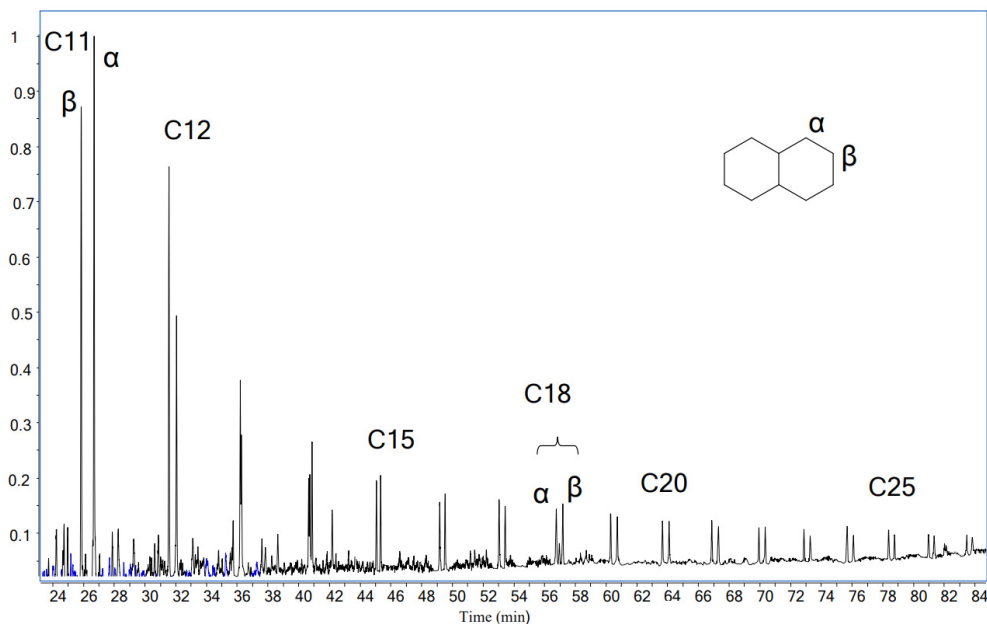


Рис. 3. АД в составе нефти Denver (Julesburg Basin) Codell sandston Formation

На рис. 4 представлены фрагменты ММР АД, характерные для нефтей ТПР. Они практически повторяют закономерности АН в составе нефтей из этих отложений. Между тем, наблюдаются некоторые различия, связанные с невысокой интенсивностью соединений состава C21 и C23 в ряду АД и с большей вариацией в соотношении изомеров. По характеру изомери-

зации, члены АД подразделяются на три основные группы. Первую составляют АД четного состава с  $K_{АД}=0,56$ . Вторую составляют соединения нечетного состава с  $K_{АД}=0,5$ . Особняком располагаются соединения состава C21 и C23 с  $K_{АД}=0,4$ . Из этого ряда соединения четного состава наиболее термодинамически преобразованы относительно остальных членов. Соединения нечетного состава имеют среднюю преобразованность, а соединения C21 и C23 — наименьшую. Исходя из этого, можно предположить следующую схему условий образования АД: соединения четного состава — ранний этап генерации, нечетного состава — средний этап генерации и соединения C21 и C23 — поздний этап генерации.

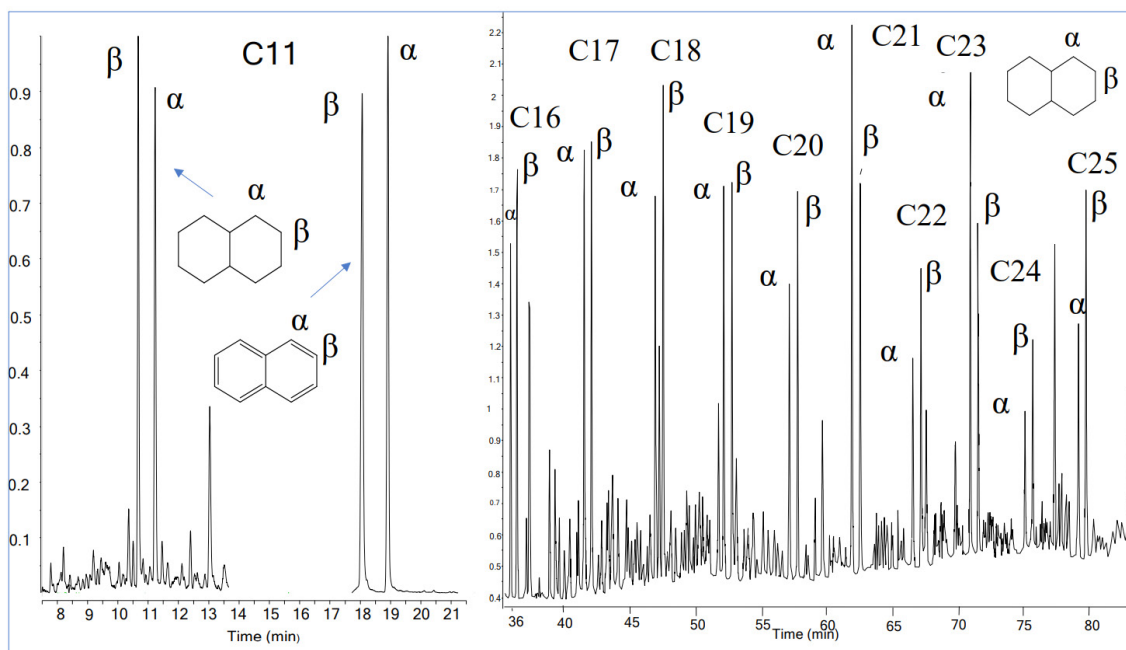


Рис. 4. АД в составе нефти из отложений силура ТПП

### Заключение

Алкилнафталины и алкилдекалины являются высокоинформативными соединениями в нефти, заслуживающие широкого использования в комплексе геохимических исследований. В данной работе, это рассмотрено на примере нефти из отложений силура и нижнего девона ТПП. В их составе наблюдается доминирование соединений состава C21 и C23, что характерно для отложений с высоким содержанием *Gloeocapsomorpha prisca*, имеющих резорцины аналогичного состава. Наиболее информативным является содержание изомеров в каждой группе ряда. Их содержание в составе гомологических рядов позволяет оценить термодинамическое состояние, как всей системы, так и отдельных групп. При одновременном образовании соединений соотношение изомеров в каждой группе одинаковое. При наличии этапности формирования, оно будет различно из-за разного времени с начала образования.



УДК 553.98

DOI 10.25205/978-5-4437-1312-0-208-211

## **Геохимические предпосылки нефтегазоносности отложений палеозоя арктических бассейнов Сибирской платформы и шельфа моря Лаптевых\***

Т.М. Парфенова

Институт нефтегазовой геологии и геофизики  
им. А.А. Трофимука СО РАН, Новосибирск  
Новосибирский государственный университет, Новосибирск

**Аннотация.** Выполнено обобщение материалов по геохимии пород и органического вещества (ОВ) кембрийских отложений одного из обнажений на р. Лена. Исследованы потенциально нефтегазоматеринские породы и битумопроявления кембрия Чекуровской антиклинали.

**Ключевые слова:** Сибирская платформа, кембрий, потенциально нефтегазоматеринские породы, битумы, органическая геохимия, углеводороды-биомаркеры

## **Geochemical prerequisites for the oil and gas potential of the Vendian and Cambrian deposits of the Arctic basins of the Siberian Platform and the Laptev Sea shelf**

T. Parfenova

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, Novosibirsk  
Novosibirsk State University, Novosibirsk

**Abstract.** The materials on the geochemistry of rocks and organic matter (OM) of the Cambrian deposits of one of the outcrops on the river Lena were generalised. Potential oil and gas source rocks and bitumens occurrences of the Cambrian Chekurovskaya anticline have been studied.

**Key words:** Siberian Platform, potential source rock, bitumen, organic geochemistry, hydrocarbons-biomarkers

### **Введение**

На северо-восточном обрамлении Сибирской платформы в районе хребта Туора-Сис в системе Хараулахских гор Северного Верхоянья распространены отложения верхнего протерозоя, палеозоя и мезозоя [1]. В 1960–80 гг началось геолого-геохимическое исследование потенциально нефтегазоматеринских толщ и нефтидов этих отложений [2–4]. Коллекция пород венда и кембрия собрана автором во время полевых работ в 2009 году на обнажениях левого берега р. Лена вблизи поселка Чекуровка. Настоящий доклад посвящен изучению особенностей органической геохимии пород тюрэльской, сэктэнской, маяктахской и огоньорской свит кембрия. Анализ компонентов рассеянного органического вещества (ОВ) и битумов проводил-

---

\* Работа выполнена в рамках проекта ФНИ FWZZ-2022-0011.

© Т.М. Парфенова, 2022

ся в ИНГГ СО РАН. Для диагностики потенциально нефтегазоматеринских пород, природы битумоидов и битумов использованы критерии, разработанные отечественными и зарубежными исследователями [5–9].

Выявлены потенциально нефтепроизводившие породы в сэктэнской и огоньорской свитах, особенности состава битумоидов и битумов кембрийских отложений.

### Потенциально нефтегазопроизводившие свиты

В сэктэнской свите нижнего и среднего кембрия содержание органического углерода ( $C_{орг}$ ) в обогащенных ОВ породах изменяется от 1,1 до 4,7 %, битумоидов — от 0,016 до 0,061 %. Карбонатные породы и силициты обеднены ОВ, в них  $C_{орг}$  изменяется от 0,01 до 0,36 %. Пиролиз пород показал, что выявлены прямые зависимости между содержанием хлороформенного битумоида и S1, S2. Значения PI лежат в интервале 0,04–0,11, водородный индекс (HI) изменяется от 69 до 202 мгУВ/гСорг, температуры максимального выхода УВ ( $T_{max}$ ) — от 444 до 451 °С. Битумоиды обогащенных ОВ пород содержат от 17,2 до 37,5 % насыщенных углеводородов (УВ), 3,1–8,5 % ароматических соединений, 51,7–67,4 % смол бензольных и спиртобензольных, от 4,4 до 9,9 % асфальтеновых компонентов. Содержание УВ на сумму насыщенных УВ и ароматических соединений в битумоидах изменяется от 66,9 до 85,3 %. На газо-жидкостных хроматограммах насыщенных УВ в максимальных содержаниях среди n-алканов присутствуют n- $C_{16}$ -n- $C_{19}$ . В изопреноидах доминируют пристан (Pr) и фитан (Ph). Отношение Pr/Ph изменяются от 1,2 до 1,6. Индекс нечетности (CPI — carbon preferens index) лежит в интервале 0,9–1,6. В области выхода УВ n- $C_{20-25}$  наблюдаются низкие пики 12- и 13-монометилалканов. Содержание холестанов  $C_{27}$  изменяется от 31 до 39 %, метилхолестанов  $C_{28}$  — от 20 до 24 %, этилхолестанов  $C_{29}$  — от 34 до 43 %, пропилхолестанов  $C_{30}$  — от 3 до 4 %. Как правило для автохтонных битумоидов сэктэнских пород характерно отношение стеранов  $C_{29}/C_{27}$  на уровне 1,1–1,3, изомеров 20S/(20S+20R)  $C_{29}$ –0,40–0,43, диастераны/регулярные стераны — 0,32–0,45, стераны/прегнаны — 0,8–1,7. Содержание трицикланов среди терпанов битумоидов имеет аномально высокие значения 72–85 %. Содержание гопанов и гомогопанов в терпанах составляет 12–23 %. Отношение трицикланы/(гопаны+гомогопаны) изменяется от 3,2 до 6,9, трисноргопанов Ts/Tm — от 1,4 до 4,7, гомогопанов  $C_{35}/C_{34}$  обычно меньше 1, в двух образцах оно превышает 1. Содержание гаммацераана среди терпанов в среднем равно 0,15 %.

Анализ битуминологических и молекулярных количественных оценок, выполненный в последнее время в ИНГГ СО РАН, показал, что катагенез ОВ сэктэнской свиты на территории Туора-Сисского выступа был выше, чем предполагаемый ранее [3, 10]. Он соответствует стадии не меньше, чем МК<sub>2</sub> (по [6]) и, вероятно, превосходит ее. Это объясняет значения HI ОВ пород сэктэнской свиты в среднем на уровне 100 мгУВ/гСорг. Низкие значения HI соответствуют ОВ существенно преобразованному в катагенезе и реализовавшему генерационный потенциал. Начальные значения HI ОВ куонамского типа были 650–750 мгУВ/гСорг.

В огоньорской свите среднего и верхнего кембрия содержание  $C_{орг}$  в породах изменяется от 0,04 до 6,0 %, битумоидов — от 0,004 до 0,3 %. Обедненными ОВ являются карбонатные породы. Количество нерастворимого остатка (НО) варьирует от 4,0 до 70,5 %. Значения битумоидного коэффициента лежит в интервале 2–8 %. В разрезе огоньорской свиты преобладают известняки и глинисто-кремнисто-карбонатные породы. Значения HI варьируют от 86 до 354 мгУВ/гСорг,  $T_{max}$  — от 444 до 460 °С. Содержание насыщенных УВ и ароматических соединений в групповом составе битумоидов, как правило, больше 40–50 %, достигает 70 %, количество асфальтеновых компонентов меньше 10 %. В распределении нормальных алканов максимум приходится на n- $C_{15-19}$ . В среднем, соотношение Pr/Ph равно 1,9, CPI —

1,1. В следовых количествах наблюдаются 12- и 13-монометилалканы. Выявлено два типа распределения стеранов, для одного характерны приблизительно равные содержания гомологов  $C_{27}$  и  $C_{29}$ , для второго доминирование  $C_{29}$ , соответственно. Среди терпанов преобладают трицикланы, их среднее содержание равно 81,5 %. Гопаны в среднем составляют 10,9 %, гомогопаны — 5,2 %. Отношение Ts/Tm фиксируется на уровне 8.

Таким образом, породы огоньорской свиты обогащены автохтонным аквагенным ОВ, катагенез ОВ соответствует главной зоне интенсивного нефтеобразования. Выполнена корреляция разрезов острова Беннетта и Хараулахских гор (западное крыло Чекуровской антиклинали). Стратиграфические исследования и сопоставление потенциально нефтепроизводивших пород огоньорской свиты и черных сланцев дунабарской толщи показали синхронность смены обстановок осадконакопления, зафиксированных при расчленении разрезов кембрия на острове Беннетта и на северо-восточном обрамлении Сибирской платформы [11, 12]. Это указывает на широкое распространение обогащенных ОВ пород среднего и верхнего кембрия.

### **Природные битумы, аллохтонные и паравтохтонные битумоиды**

В песчаниках основания тюсэрской свиты нижнего кембрия изучены черные битумы. Содержание  $C_{орг}$  в породах равно 0,07–0,61 %, хлороформенного экстракта — 0,008–0,03 %. Среди нормальных алканов максимум приходится на  $n-C_{16-20}$ . Соотношения Pr/Ph и CPI на уровне 1,0. В низких содержаниях присутствуют 12- и 13-монометилалканы. Соотношения стеранов  $C_{29}/C_{27}$  изменяются от 0,9 до 1,4, гопанов Ts/Tm — от 0,6 до 2, гомогопанов  $C_{35}/C_{34}$  — от 0,6 до 0,8. Битумы песчаников биodeградированы. Они содержат деметилированные трициклановые и гопановые углеводороды. Установлены 25-норметилгопаны. Типовое для аквагенного морского ОВ распределение нормальных алканов в некоторых из них может свидетельствовать, что битумы представляют собой смесь нескольких этапов эмиграции нефтей на территории Чекуровской антиклинали.

В карбонатных и кремневых породах тюсэрской, сэктэнской, маяктахской свит кембрия с  $C_{орг}$  меньше 0,02–0,1 % выявлены аллохтонные битумоиды. Для образцов характерны высокие значения битумоидного коэффициента, преобладание фракций насыщенных УВ над ароматическими. Изучены битумы кальцитовых жил. В аллохтонных битумоидах кембрийских пород, мальтах тюсэрской и сэктэнской свит установлено аномальное содержание 12- и 13-монометилалканов. Это позволяет предполагать, что их источником были либо докембрийские углеродистые породы, либо разрушающаяся нефтяная залежь, связанная с протерозойским источником.

В сэктэнской свите обнаружены паравтохтонные битумоиды и битум в кальцитовой жиле класса асфальтов [3 и др]. Следы первичной миграции доказаны по высоким значениям битумоидного коэффициента. Сходство распределения нормальных алканов, изопреноидов и отсутствие 12- и 13-монометилалканов в автохтонных, паравтохтонных битумоидах и битуме сэктэнской свиты подтверждают их генетическую связь. На основе анализа состава и распределения УВ в системе автохтонные битумоиды породы ↔ битум доказано, что ОВ сэктэнской свиты реализовывало генерационный потенциал.

### **Заключение**

Исследование органической геохимии, выполненные в последние годы в лаборатории геохимии нефти и газа ИНГГ СО РАН, показали следующее.

В кембрийском разрезе Чекуровской антиклинали можно выделить два уровня нефтепроизводивших отложений, обогащенных ОВ. Первый связан с преимущественно глинисто-крем-

нистыми породами сэктэнской свиты среднего кембрия, второй, более крупный, — с глинисто-кремнисто-карбонатными породами, известняками и доломитами огоньорской свиты среднего и верхнего кембрия.

Геолого-геохимические предпосылки (широкое распространение обогащенных ОВ пород кембрия, присутствие паравтохтонных, аллохтонных битумоидов и, в первую очередь, природных битумов (класса малът) их распространение в кембрийских отложениях) свидетельствуют, что при наличии ловушек в осадочных комплексах нижнего палеозоя арктических районов Восточной Сибири и на шельфе моря Лаптевых могут быть найдены скопления нефтяных, генетически связанные с породами докембрия, сэктэнской и огоньорской свит, а также их кембрийских фациальных аналогов.

### Список литературы

1. Виноградов В. А. Стратиграфия синийских и кембрийских отложений Северного Хараулаха // Сборник статей по палеонтологии и стратиграфии. Тр. НИИГА; Вып. 28. — Л.: — 1962. — С. 5-22.
2. Бахтуров С. Ф. битуминозные толщи верхнего докембрия и кембрия нижнего течения р. Нелегер (Хараулах) // Проблемы образования осадочных формаций. — Новосибирск, 1987. — С. 68-79.
3. Геология нефти и газа Сибирской платформы / под ред. А. Э. Конторовича, В. С. Суркова, А. А. Трофимука — М.: Недра, 1981. — 552 с.
4. Каширцев В. А. Природные битумы северо-востока Сибирской платформы. — Якутск: ЯФ СО АН СССР. — 1988. — 104 с.
5. Вассоевич Н. Б. Теория осадочно-миграционного происхождения нефти (исторический обзор и современное состояние). — Изв. АН СССР, 1967. — с. 137-142.
6. Конторович А. Э. Геохимические методы количественного прогноза нефтегазоносности. — М.: Недра, 1976. — 250 с.
7. Неручев С. Г. Нефтепроизводящие свиты и миграции нефти. — Л.: Гостоптехиздат, 1962. — 224 с.
8. Тиссо Б., Вельте Д. Образование и распространение нефти. — М.: Мир, 1981. — 502 с.
9. Peters K. E., Moldowan J. M. The biomarker Guide: Interpreting molecular fossils in petroleum and ancient sediments. — New Jersey: Prentis Hall, Englewood Cliffs, 1993. — 363 p.
10. Старосельцев В. С. Углеводородное сырье битуминозных пород Сибирской платформы / В. С. Старосельцев, А. С. Ефимов, П. Н. Соболев // Геология нефти и газа. — 2013. — № 5. — С. 73-80.
11. Коровников И. В. Новые данные по биостратиграфии нижнего и низов среднего кембрия Хараулахских гор / И. В. Коровников, Н. В. Новожилова // Геология и геофизика. — 2012. — № 8. — С. 1014-1026.
12. Данукалова М. К. Кембрий острова Беннетта (Новосибирские острова) // Данукалова М. К., Кузьмичев А. Б., Коровников И. В. // Стратиграфия. Геологическая корреляция. — 2014. — № 4. — С. 3-28.

УДК 553.98

DOI 10.25205/978-5-4437-1312-0-212-215

## Уточнение геохимических особенностей распределения органического вещества в доманиковых отложениях Тимано-Печорской НГП\*

О. М. Прищепа<sup>1</sup>, Т. К. Баженова<sup>2</sup>,  
В. С. Никифорова<sup>1</sup>, Е. Ю. Блинкова<sup>1</sup>, А. Ю. Комаров<sup>1</sup>

<sup>1</sup> Санкт-Петербургский горный университет, Санкт-Петербург

<sup>2</sup> Всероссийский нефтяной научно-исследовательский геологоразведочный институт-Геологоразведка, Санкт-Петербург

**Аннотация.** Потенциал высокоуглеродистой доманиковой формации, широко распространенной в пределах Восточно-Европейской платформы, определяется начальной концентрацией в породе органического вещества и его катагенетической зрелостью. Выполненное изучение архивных данных ВНИГРИ (более 2,5 тыс. определений), наряду с более 700 новых по содержанию Сорг и битумоидов в ТПП позволило существенно уточнить распределение в пределах 4-х наиболее обогащенных интервалов разреза доманиково-турнейского комплекса и уточнить остаточный углеводородный потенциал.

**Ключевые слова:** доманиковая формация, органическое вещество, катагенез, Тимано-Печорская провинция

## Refinement of geochemical features of the distribution of organic matter in the Domanik deposits of the Timan-Pechora oil and gas field

O. M. Prischepa<sup>1</sup>, T. K. Bazhenova<sup>2</sup>, V. S. Nikiforova<sup>1</sup>,  
E. Yu. Blinkova<sup>1</sup>, A. Yu. Komarov<sup>1</sup>

<sup>1</sup> St. Petersburg Mining University

<sup>2</sup> All-Russian Oil Research Geological Prospecting Institute —  
Geologorazvedka, St. Petersburg

**Abstract.** The potential of the high-carbon Domanik formation, widespread within the East European Platform, is determined by the initial concentration of organic matter in the rock and its catagenetic maturity. The study of VNIGRI archival data (more than 2.5 thousand determinations), along with more than 700 new ones in terms of the content of organic carbon and bitumoids within the Timan-Pechora province, made it possible to significantly refine the distribution within the 4 most enriched intervals of the section of the Domanik-Tournaisian complex and clarify the residual hydrocarbon potential.

**Key words:** domanic formation, organic matter, catagenesis, Timan-Pechora oil and gas province

---

\* Авторы выражают благодарность А. Э. Конторовичу, А. Н. Фомину, М. В. Дахновой, А. Пестовой, И. Скивинской за организацию и выполнение лабораторных исследований (пиролитических, определения отражательной способности витринита, описания и изучения емкостного пространства в шлифах).

© О. М. Прищепа, Т. К. Баженова, В. С. Никифорова, Е. Ю. Блинкова, А. Ю. Комаров, 2022

Многочисленные исследования Тимано-Печорского осадочного бассейна (ТП ОБ) по литолого-фациальной зональности и распространению доманико-турнейского комплекса [3, 7, 8, 9, 10], особенностям распределения ОВ [1, 2, 6, 7] в силу крайней геохимической и литологической неоднородности разреза относительно глубоководных фаций доманикового типа как отмечал в своих многочисленных исследованиях С. Г. Неручев [6] требуют увязки с литотипами, наряду с анализом степени катагенетической преобразованности ОВ.

Текущее исследование базируется на архивных данных лабораторного изучения (база ВНИГРИ по содержанию Сорг и битуминологическим исследованиям), включающих более 2,5 тыс. определений, дополненных 745-ю современными пиролитическими определениями и более 500-ми результатов из исследования ФБГУ ВНИГНИ по скважинам с малой глубиной залегания формации [10], увязанных с литотипами разреза, в пределах разных частей (стратиграфических подразделений) доманиковой формации.

Выделены базовые литотипы, каждому из которых присуща индивидуальная геохимическая характеристика распределения Сорг. и его концентрация. Осуществлена привязка концентраций Сорг. согласно представлениям об обстановках осадконакопления от мелководно-морской шельфовой до относительно глубоководной.

Анализ 228 полученных из естественных обнажений ухтинского района (реки Чуть, Ухта, Доманик и обнажение Шудаяг, карьер Ветлосян, обн. №№ 1, 7, 16, 21 и 28), показал среднее содержание Сорг на породу по доманиковому горизонту 9,9 % с распределением в нижней части разреза от 11,1 % до 8,4 % и в верхней части разреза от 9,7 % до 5,6 %. При этом в скважинах, вскрывших доманиковый горизонт, большая часть керна была представлена карбонатными и кремнисто-карбонатными разностями, редко мергелями с низким содержанием Сорг. Типичные глубоководные фации доманикового горизонта представлены 182 образцами керна (глины, аргиллиты и мергели) со средним содержанием Сорг около 5,6 %.

Таковыми же высокими концентрациями Сорг отмечены разрезы доманика в пределах Хорейверской впадины и южной части Печоро-Колвинского авлакогена.

Следующей по значимости (после доманика) являются преимущественно глинистые и сланцевые разности пород верхнефранского подъяруса разделенного на два типа с мощностью в зоне катагенеза МК2, занимающего площадь распространения около 25 тыс. км<sup>2</sup>. с суммарной мощностью высокоуглеродистой части разреза до 12–20 м и концентрациями Сорг 3 %, в зоне катагенеза МК3, занимающего площадь распространения около 40 тыс. км<sup>2</sup> с суммарной мощностью высокоуглеродистой части разреза до 20 м и концентрациями Сорг 1,5 %.

Наименее значимой, но также важной для наиболее восточных районов осадочного бассейна является преимущественно глинистая и карбонатно-глинистая толща, которую также можно отнести к высокоуглеродистой части формации фаменского и нижней части турнейского ярусов, разделенной на два типа в зоне катагенеза МК2, занимающей площадь распространения около 15 тыс. км<sup>2</sup> с суммарной мощностью высокоуглеродистой части разреза от 20 до 30 м и концентрациями Сорг до 2 % в зоне катагенеза МК3, занимающей площадь распространения около 60 тыс. км<sup>2</sup> с суммарной мощностью высокоуглеродистой части разреза до 30 м и концентрациями Сорг 1,0 %.

По данным пиролитических исследований в разрезе естественных обнажений наблюдается четко выраженная связь содержания ТОС с карбонатностью пород.

Наиболее обогащенные ТОС (10–15 %), а в отдельных образцах до 20–30 %, породы обеднены карбонатным материалом. В карбонатных прослоях — литотипы известняков и глинистых известняков, наоборот, в большинстве случаев характерно низкое содержание ТОС (от десятых долей до первых единиц процентов) и низкие значения показателя  $S_1$ . По данным

пиролитических исследований в разрезе естественных обнажений наблюдается четко выраженная связь содержания ТОС с карбонатностью пород.

Наиболее обогащенные ТОС (10–15 %), а в отдельных образцах до 20–30 %, породы обеднены карбонатным материалом. В карбонатных прослоях — литотипы известняков и глинистых известняков, наоборот, в большинстве случаев характерно низкое содержание ТОС (от десятых долей до первых единиц процентов) и низкие значения показателя  $S_1$ .

Наибольшей обогащенностью ОВ в составе доманиковой свиты характеризуются сланцеватые аргиллиты, глинисто-кремнистые известняки с тончайшими прослойками сапропелитов в зоне низкой преобразованности ОВ (ПК2-ПК3). Содержание Сорг в них достигает 15–25 %, а в сапропелитах превышает 30 %.

Генерационный потенциал доманиковых пород оценивается как высокий и в диапазоне от 36 до 170 мгУВ/г породы и в диапазоне 48–137 мгУВ/г (согласно текущих исследований) для нижней части доманика и в диапазоне 25–124 мгУВ/г (текущие исследования) в верхней части доманика. В полученных нами данных (исследования по р. Чуть) также наблюдается корреляция содержания ОВ с литотипом пород (рис. 1 и 2).

Схожие выводы получены в исследовании [10] по скважинам с небольшой глубиной залегания доманика. Они показали, что по образцам с малых глубин (обнажения и скважины с глубиной доманика до 400м) выделяется 4 группы с различной литологией и содержанием Сорг, что позволило существенно уточнить карты распределения Сорг доманика и его фациальных аналогов. Преимущественно кремнистые породы или силициты характеризуются более низким содержанием ОВ (до 6–8 %), чем глинистые разности, но обладают высоким генерационным потенциалом.

С учетом полученных данных и, в первую очередь, существенно уточненных карт распределения органического углерода по разрезу и площади Тимано-Печорской осадочной бассейна генерационный потенциал доманиковой формации при расчетной плотности углеводородов 0,9–1,2 млн. т/км<sup>2</sup> — для областей формации, залегающей в начальной зоне нефтеобразования (нефтяное окно); 2,0–2,2 млн. т/км<sup>2</sup> — для областей в главной зоне нефтеобразования и 1,4–1,6 млн. т/км<sup>2</sup> для областей завершения главной зоны нефтеобразования и в главной зоне газообразования оценен в 203,4 млрд. т.у.т. (нефтяной потенциал — 143,6 млрд. т., газовый — 59,8 трлн. м<sup>3</sup>), остаточный потенциал, сохранившихся в толще генерации углеводородов оценен в 98,2 млрд. т. нефти и 24,2 трлн. м<sup>3</sup> газа.

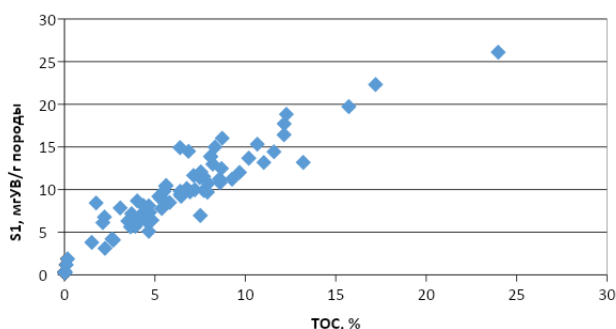


Рис. 1. Корреляция параметра  $S_1$  с содержанием ТОС в отложениях доманикового горизонта и в верхнефранских отложениях обнажений ухтинского района

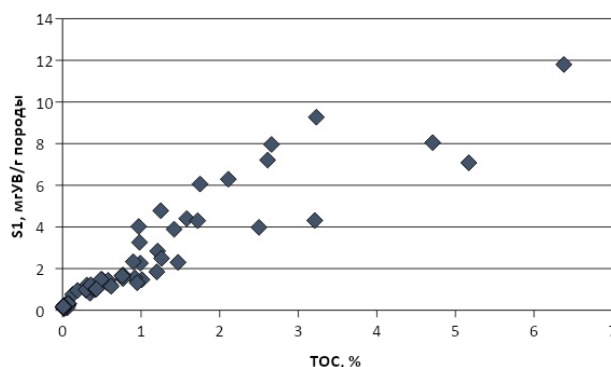


Рис. 2. Корреляция параметра  $S_1$  с содержанием ТОС в отложениях среднего франского яруса (доманикового горизонта) и верхнефранских отложениях из скважин с глубиной залегания 3148–4260 м

Наиболее значимые участки для дальнейшего изучения высокоуглеродистой доманиковой формации на территории Тимано-Печорского ОБ связаны, в первую очередь, с участками низкого и среднего мезокатагенеза (МК1-МК2), распространенных на более чем 80 тыс. км<sup>2</sup> по совокупности среднефранских, верхнефранских и фаменско-турнейских отложений. Они могут рассматриваться как первоочередные направления для апробации технологий извлечения нефти из низкопоровых сланцевых коллекторов.

Результаты исследований могут рассматриваться как один из элементов количественной оценки ресурсов углеводородов нетрадиционных коллекторов высокоуглеродистых формаций РФ, проводящейся под руководством Федерального агентства по недропользованию (ведущий институт — ФБГУ “ВНИГНИ”).

### Список литературы

1. Баженова Т. К. Нефтегазоматеринские формации древних платформ России и нефтегазоносность // Нефтегазовая геология. Теория и практика. — 2016. — Т.11. — №4. — [http://www.ngtp.ru/rub/1/45\\_2016.pdf](http://www.ngtp.ru/rub/1/45_2016.pdf)
2. Баженова Т. К., Шиманский В. К., Васильева В. Ф., Шапиро А. И., Гембицкая Л. А., Климова А. И. Органическая геохимия Тимано-Печорского бассейна / — СПб.: ВНИГРИ, 2008. — 162 с.
3. Белонин М. Д., Прищепа О. М., Теплов Е. Л., Буданов Г. Ф., Данилевский С. А. Тимано-Печорская провинция: геологическое строение, нефтегазоносность и перспективы освоения. — С.-Петербург, Недра, 2004. — 396 с.
4. Вассоевич Н. Б. Теория осадочно-миграционного происхождения нефти (исторический обзор и современное состояние) // Изв. АН СССР, Сер. геол., 1967, № 11, с. 135—156.
5. Конторович А. Э. Бурштейн Л. М. Лившиц В. Р. Теория нефтидогенеза: количественная модель эволюции аквагенного органического вещества в катагенезе. Геология и геофизика, 2021, т. 62, № 8, с. 1026–1047
6. Неручев С. Г., Rogozina E. A., Зеличенко И. А. и др. Нефтегазообразование в отложениях доманикового типа / ВНИГРИ. — Л.: Недра, 1986. — 246 с.
7. Нефть и газ низкопроницаемых сланцевых толщ — резерв сырьевой базы углеводородов России / О. М. Прищепа, О. Ю. Аверьянова, А. А. Ильинский, Д. Морариу; под ред. О. М. Прищепы. — СПб.: ФГУП «ВНИГРИ», 2014. — 323 с. — Труды ВНИГРИ.
8. Никонов Н. И., Богацкий В. И., Мартынов А. В., Ларионова З. В. и др. Атлас геологических карт «Тимано-Печорский седиментационный бассейн»./Ухта, ООО «Региональный дом печати», 2000.
9. Санникова И. А., Большакова М. А., Ступакова А. В., Сауткин Р. С., Сулова А. А., Козлова Е. В. Моделирование масштабов генерации углеводородных флюидов доманиковой нефтематеринской толщей Тимано-Печорского бассейна с использованием различных кинетических спектров деструкции органического вещества. Георесурсы. 2017. Спецвыпуск. Ч. 1. С. 65–79. DOI: <http://doi.org/10.18599/grs.19.8>
10. Фортунатова Н. К., Швец-Тэнэта-Гурий А. Г., Канев А. С., Баранова А. В., Асташкин Д. А., Дахнова М. В., Мирнов Р. В. Обоснование методики комплексного изучения отложений доманикового типа по материалам новых скважин Ухтинского района (Южный Тиман) в журнале /Геология нефти и газа. 2020, том 4, с. 45–64.
11. Lindquist Sandra J. The Timan-Pechora Basin Province of Northwest Arctic Russia: Domanik — Paleozoic Total Petroleum System. U. S. Department of the Interior U. S. Geological Survey. On-Line Edition by Open-File Report 99-50-G. — 1999.



УДК 553.98

DOI 10.25205/978-5-4437-1312-0-216-219

## **Оценка емкостного пространства высокобитуминозных доманиковых отложений Тимано-Печорской НГП**

О. М. Прищепа, В. С. Никифорова, Сюй Жуймин, А. Ю. Комаров

Санкт-Петербургский горный университет, Санкт-Петербург

**Аннотация.** Изучение емкостного пространства и морфологических параметров пор в высокобитуминозных отложениях доманика методом компьютерной рентгеновской микротомографии на полноразмерных неразрушенных образцах керна двух коллекций (из образцов на поверхности, образцов на малой глубине залегания и образцов из скважины с глубиной около 3 км) позволило сделать их сравнение, а также оценить указанные показатели до и после хлорформной экстракции. На основе проведенных исследований стало возможным выявить зависимость в строении порового пространства от наличия минеральной (карбонатной) матрицы, литологического состава и объема занятого битумоидами.

**Ключевые слова:** Тимано-Печорская НГП, доманиковые отложения, рентгеновская микротомография, поровое пространство, хлорформная экстракция

## **The estimation of the capacitive space of high-bituminous domanic deposits of the Timan-Pechora oil and gas field**

O. M. Prischepa, V. S. Nikiforova, Xu Ruimin, A. Yu. Komarov

Saint Petersburg Mining University, Saint Petersburg

**Abstract.** As part of the study of the capacitive space of unominded shale deposits, there was a change in the structure of the hollow space and the morphometric parameters of pores by the method of computer X-ray microtomography in full-sized non-destructive samples of core dialing sediments of two collections (from the samples on the surface and the shallow depth of the occurrence and samples from the well with a depth of about 3 km). Also a comparison of the capacitive space before and after chloroform extraction. Based on the studies, it became possible to identify the dependence in the structure of the pore space from the presence of a mineral matrix, a lithological composition and volume, which is filled with bitumenoids.

**Key words:** Timan-Pechora NGP, Domanik deposit, X-ray microtomography, porespace, chloroform extraction

Метод рентгеновской микротомографии основан на свойстве вещества поглощать рентгеновские лучи. Использование рентгеновской микротомографии в качестве эффективного экспресс-метода для изучения внутреннего строения пород [1], а также изучения параметров порового пространства коллекторов широко освещено многими исследователями [2, 4]. На рисунке 1 представлен график сравнения общей пористости образцов из обнажений доманико-

вых сланцевых отложений (до и после экстракции ХБА), определенная с применением рентгеновского микротомографа. В высокоуглеродистой формации средние значения матричной пористости пород, слагающих эту формацию, редко превышают 1–4 %, хотя иногда могут достигать и более 6–8 % в отдельных пластах.

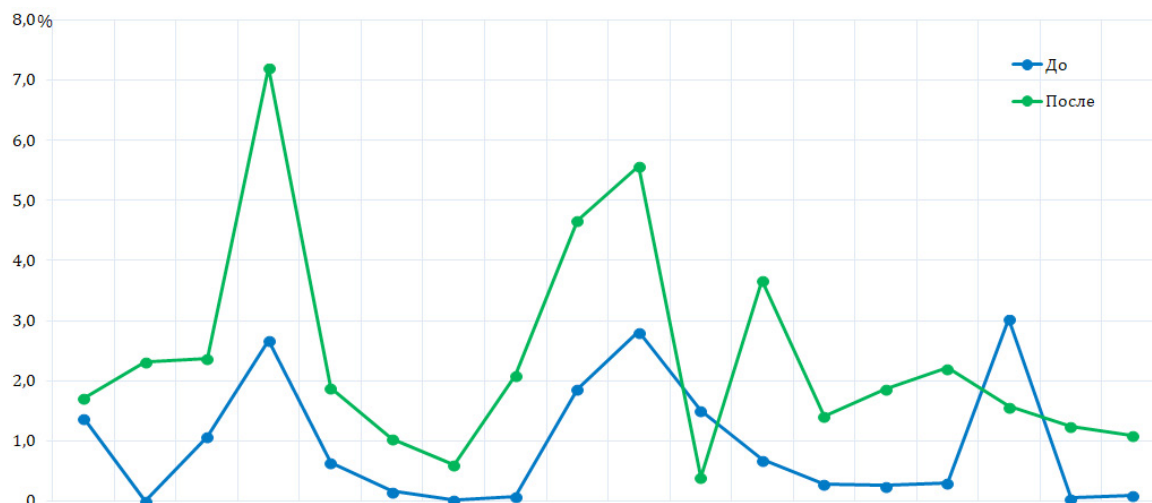


Рис. 1. Пример изучения открытой пористости образцов по результатам микротомографии до и после экстракции ХБА из зоны низкого катагенеза (ПК3-МК1)

По результатам проведенных томографических исследований установлены следующие закономерности: матричная пористость практически всех изученных высокоуглеродистых глинистых и глинисто-карбонатных разностей крайне низкая, для большинства изученных образцов — менее 1 %, с самыми высокими отдельными значениями в образцах из обнажений, расположенных в зоне низкого катагенеза и самыми низкими значениями пористости образцов, расположенных на глубине 2,5 км и больше в зоне катагенеза МК3–4 и больше, при этом пористость имеет бессистемный характер. Наибольшая пористость во всех зонах глубин и катагенеза характерна для образцов доманиковых отложений с минеральной матрицей карбонатов.

В образцах доманика из скважин с глубины 2,5 и 3,5 км увеличение пористости при экстракции ХБА было крайне незначительным и свойственно только отдельным образцам с карбонатной (минеральной) матрицей (рис 2).

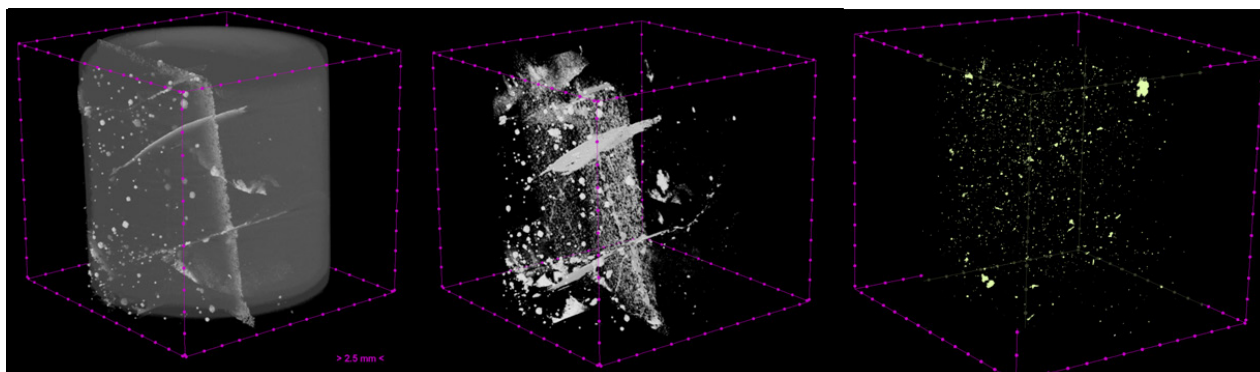


Рис. 2. Визуализация отсканированного образца доманиковых отложений (а); визуализация карбонатной минеральной матрицы в объеме образца (б); визуализация порового пространства в объеме образца (в)

Эксперименты по сравнению емкостного пространства до и после экстракции ХБА показали системное увеличение значений общей и открытой пористости, наиболее характерное для образцов обнажений, образцов доманика с малых глубин и низких зон катагенеза ПКЗ-МК1–2.

Сравнение объемов битумоидов, полученных при экстракции ХБА разными способами свидетельствует о существенно разном выходе битумоидов, что необходимо учитывать при моделировании процессов генерации и эмиграции и необходимости расширения комплекса исследований в дополнение к пиролитическим, в частности, исследованиями по механическим свойствам пород.

В изученных образцах доманика со средних и больших глубин и из районов со средним и высоким катагенезом не выявлена незалеченная трещиноватость, что не позволяет рассчитывать, с учетом низкой пористости, на значительный дополнительный емкостной объем и формирование коллекторов за счет трещиноватости.

Полученные выводы в существенной мере заставляют различать подходы, базирующиеся на использовании широко применяемый метод подсчета емкости пород разработанного применительно к плотным карбонатным породам и базирующиеся на оценке емкости матрицы пород, уже занятой сформированными углеводородами при их генерации.

### **Заключение**

Высокоуглеродистая формация при наличии карбонатной матрицы обладает пустотным пространством, которое формируется за счет матричной пористости, за счет каверн, трещин и пустот между слоями, увеличивающими объем пустотного пространства на несколько процентов [3]. Как следствие, для резервуара высокоуглеродистой формации необходимо измерять не коэффициент пористости, который слишком мал, чтобы считать породу коллектором, а объем пустотного пространства, включающий как матричную пористость, так и объем трещин, каверн и объем межслойного пространства.

Как показали аналитические работы на образцах доманиковых отложений Тимано-Печорского бассейна для оценки пустотного пространства высокоуглеродистой формации необходимо использовать современные методы микроскопии — и томографии в совокупности позволяют моделировать пустотное пространство кремнисто-карбонатных пород высокоуглеродистой формации.

### **Список литературы**

1. Вайсберг Л. А., Каменева Е. Е., Никифорова В. С. Микротомографические исследования порового пространства горных пород как основа совершенствования технологии их дезинтеграции // Обогащение руд. — 2018. — № 3
2. Журавлев А. В. Возможности использования вычислительной микротомографии в микропалеонтологических и литологических исследованиях / А. В. Журавлев, Я. А. Вевель // Нефтегазовая геология. Теория и практика. — 2012. — Т. 7, № 2.
3. Фортунатова Н. К., Швец-Тэнэта-Гурий А. Г., Канев А. С., Баранова А. В., Асташкин Д. А., Дахнова М. В., Мирнов Р. В. Обоснование методики комплексного изучения отложений доманикового типа по материалам новых скважин Ухтинского района (Южный Тиман) / Геология нефти и газа. 2020, Т. 4, с. 45–64.

4. Штырляева А. А. Перспективы и проблемы использования компьютерной микротомографии для изучения образцов керна / А. А. Штырляева, А. В. Журавлев, А. И. Герасимов // Нефтегазовая геология, теория и практика — 2016. — Т. 11, № 1.

5. Prishepa, O.M., Nefedov, Y.V., 2018. Methodical approaches to the allocation of oil and gas accumulation zones on the example of the Timan-Pechora OGP, Geomodel 2018–20th conference on oil and gas geological exploration and development.

УДК 553.98 :550.4

DOI 10.25205/978-5-4437-1312-0-220-223

## Геохимический критерий на основе ароматических каротиноидов

Н. В. Пронин<sup>1</sup>, И. Н. Плотникова<sup>2,3</sup>, С. Б. Остроухов<sup>3</sup>

<sup>1</sup>ООО «РН-БашНИПНефть», Уфа

<sup>2</sup>Казанский национальный исследовательский технологический университет, Казань

<sup>3</sup>Академия наук Республики Татарстан, Казань

**Аннотация.** В работе приводится новый геохимический коэффициент на основе ароматических каротиноидов для оценки термokatалитических условий преобразования исходного нефтематеринского вещества.

**Ключевые слова:** ароматические каротиноиды, термолиз, палеорениератан, изорениератан, геохимия, доманик.

## Geochemical criterion based on aromatic carotenoids

N. V. Pronin<sup>1</sup>, I. N. Plotnikova<sup>2,3</sup>, S. B. Ostroukhov<sup>3</sup>

<sup>1</sup>LLC "RN-BashNIPIneft", Ufa, Russia

<sup>2</sup>Kazan National Research Technological University, Kazan

<sup>3</sup>Academy of Sciences of the Republic of Tatarstan, Kazan

**Abstract.** The paper presents a new geochemical coefficient based on aromatic carotenoids to assess the thermal catalytic conditions for the transformation of the original oil source substance.

**Key words:** aromatic carotenoids, thermolysis, paleorenieratan, isorenieratan, geochemistry, domanik.

В настоящее время, вопросам исследования отложений доманикового типа уделяется большое внимание. Оценка перспектив добычи сланцевой нефти из высокоуглеродистых толщ (ВУТ) инициировала начало более детальных работ по их изучению, в том числе и геохимических исследований. Новый этап изучения высокоуглеродистых пород (Остроухов и др., 2015, Остроухов и др. 2017, Плотникова и др. 2017, Пронин и др., 2019) [1.2] наглядно показал, что на современном этапе необходимы более детальные знания об условиях их формирования и размещения в недрах. Для этого требуется расширять созданный ранее и применяемый сегодня комплекс геохимических исследований, поскольку выделение ВУТ в разрезе только по количеству содержания в породах органического вещества (ОВ) с оценкой его катагенетической зрелости является недостаточным и далеко не в полной мере характеризует геологическую историю формирования и распространения по разрезу осадочного чехла.

Представительность и информативность ароматических каротиноидов (АК) состава С10-С40 (рис. 1) позволяет использовать их в комплексе геохимических исследований [2]. В первую очередь, это касается особенностей молекулярно-массового распределения (ММР) членов их гомологических рядов. Ранее в работе (Schwark L., Frimmel A., 2004.) [3]. был предложен коэффи-

циент AIR (aryl isoprenoid ratio), отражающий соотношение между составами C13–17 и C18–22 АК с целью оценки изменчивости и стабильности фотической зоны аноксии палеобассейна. Данный коэффициент имеет узкую направленность и не способен решать другие геохимические задачи. В этой связи, в данной работе применён ряд геохимических коэффициентов, позволяющих через состав АК охарактеризовать некоторые процессы, связанные с образованием и преобразованием исходного нефтематеринского вещества в составе пород доманиковых отложений.

Одним из основных показателей в комплексе геохимических исследований является термокаталитическая преобразованность нефтематеринского вещества. Данную характеристику можно получить, основываясь на преобразованности ряда соединений АК, выраженную посредством коэффициента (1).

$$K_{acI} = [\Sigma C_{10}/(\Sigma C_{10} + C_I + C_{II})] \quad (1)$$

где:  $\Sigma C_{10}$  — сумма пренитола и изодурола;  $C_I$  — содержание палеорениератана;  $C_{II}$  — содержание изорениератана.

В основу коэффициента положено отношение содержаний соединений I и II и алкилбензолов состава C10 с метильным замещением бензольного кольца в положении 1,2,3,4 — (пренитол) и 1,2,3,5-(изодурол), представленные на рис. 1. Набор соединений основан на том, что они являются основными продуктами термической деструкции по  $\beta$ -связи алкильной цепи наименее устойчивых соединений I и II. Данный процесс подтверждён лабораторными исследованиями на образцах с высоким содержанием соединений I и II (см. рис. 2, А). Во всех продуктах термоллиза целевые соединения C10 присутствовали в полном объёме при отсутствии высокомолекулярных алкилбензолов состава выше C11+ (см. рис. 2, Б), что исключило их использование для этих целей. При этом, само их присутствие в составе ОВ пород и нефти вызывает интерес, поскольку термическая деструкция алкилбензолов, коими являются соединения I и II не приводит к образованию низкомолекулярных соединений. Вероятнее всего их образование связано с деструкцией исходного биологического вещества на ранних стадиях его преобразования в области диагенеза.

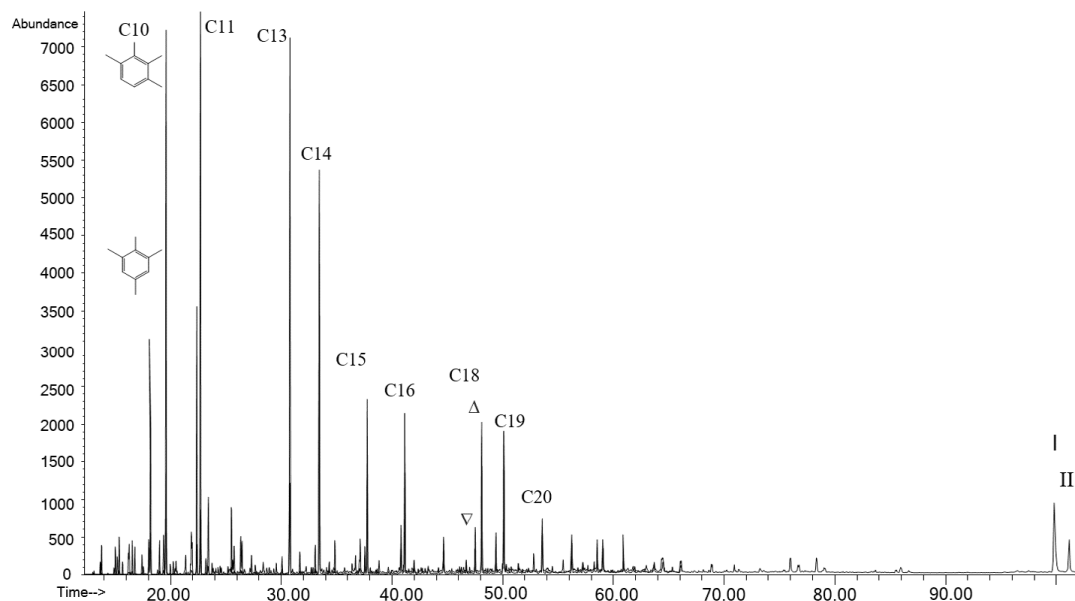


Рис. 1. Состав ароматических кароиноидов в составе нефти: I — палеорениератан; II — изорениератан

Соотношение компонентов в коэффициенте  $K_{ac1}$  принято с учётом изменения его значений в интервале от 0 и до 1,0 по мере увеличения деструкции (преобразования) данной группы соединений. Максимальное значение 1,0 связано с полным отсутствием соединений I и II в составе нефти. Значения коэффициента  $K_{ac1}$  для нефти доманиковых отложений Татарстана располагаются в пределах от 0,7 и до 1,0. Конечное значение интервала указывает на полное их отсутствие в нефти.

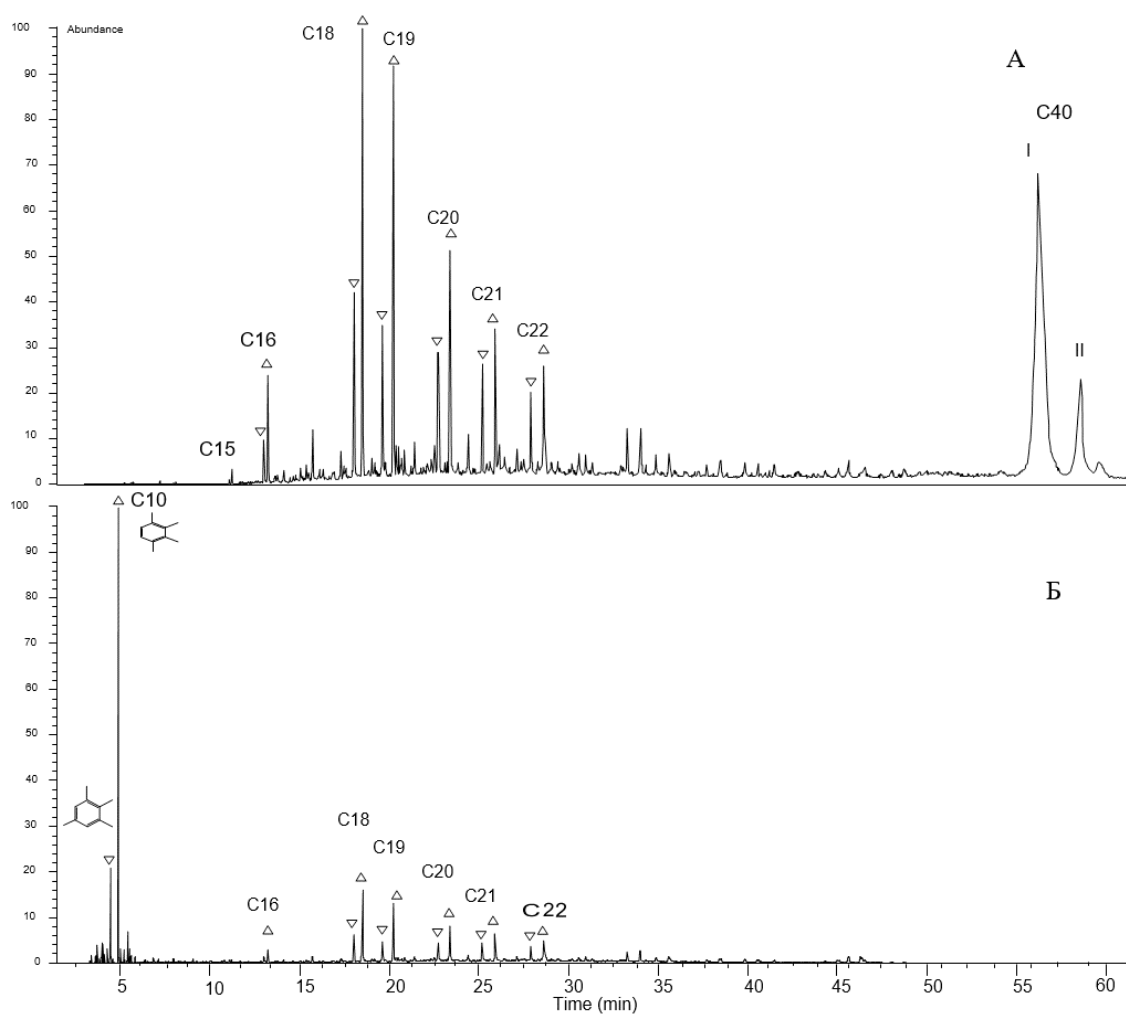


Рис. 2. Состав ароматических каротиноидов в составе исходного образца (А) и в продуктах термолиза (Б).  $\nabla$  — 3,4,5-триметил-1-изоалкилбензолы;  $\Delta$  — 2,3,6-триметил-1-изоалкилбензолы

Использование данного коэффициента для оценки ОВ пород в большинстве случаев затруднено из-за отсутствия в гомологическом ряду соединений до состава C14, включая и алкилбензолы C10. Не смотря на это, образцы пород, не содержащие соединения I и II могут быть отнесены к высокопреобразованным.

**Заключение.** В работе представлен новый коэффициент на основе ароматических каротиноидов. В его основу положена деструкция молекулярных соединений состава C40 в процессе термокаталитического преобразования в недрах с образованием конечных продуктов состава C10.

### Список литературы

1. Остроухов С. Б. К вопросу о геохимических критериях изучения фациальных условий формирования сланцевых отложений. / С. Б. Остроухов, Н. В. Пронин, И. Н. Плотникова // Георесурсы. — 2015. — № 3(62). — С. 42–47. <http://dx.doi.org/10.18599/grs.62.3.8>
2. Остроухов С. Б. Новый метод «геохимического каротажа» для изучения доманиковых отложений/ С. Б. Остроухов, Н. В. Пронин, И. Н. Плотникова, Р. К. Хайртдинов.// Георесурсы.- 2020. — № 22(3). — С. 28–37. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2020.3.28-37>
3. Schwark L. Chemostratigraphy of the Posidonia Black Shale, SWGermany: II. Assessment of extent and persistence of photic-zone anoxia using aryl isoprenoid distributions. / L. Schwark, A. Frimmel// Chem. Geol. — 2004. — №206. — pp. 231–248. <https://doi.org/10.1016/j.chemgeo.2003.12.008>



УДК 622.276

DOI 10.25205/978-5-4437-1312-0-224-227

## Оценка микроэлементного состава углеродсодержащих формаций \*

С. А. Пунанова

Институт проблем нефти и газа РАН, Москва

**Аннотация.** Проведена оценка микроэлементного (МЭ) состава сланцевых (углеродсодержащих) формаций. Показана их обогащенность потенциально токсичными элементами (ПТЭ) по отношению к кларковым содержаниям элементов в глинистых породах (по А. П. Виноградову). Обязательность мониторинга состава МЭ, как в самих формациях, так и в сланцевых углеводородах при разработке месторождений сланцевой нефти, обусловлена экологическими рисками загрязнения металлоорганическими соединениями окружающей среды. Применение геохимических исследований необходимо для выявления перспективных интервалов разреза углеродсодержащих формаций. Геохимия МЭ нафтидов становится не только научной, но и прикладной дисциплиной.

**Ключевые слова:** углеродсодержащие формации, разработка месторождений, сланцевая нефть, микроэлементы, геохимические исследования, экологические риски.

## Evaluation of the trace element composition of carbonaceous formations

S. A. Punanova

Institute of Oil and Gas Problems of the Russian Academy of Sciences, Moscow

**Abstract.** The trace element (TE) composition of shale (carbon-bearing) formations has been assessed. Their enrichment in potentially toxic elements is shown in relation to the clark contents of elements in clayey rocks (according to A. P. Vinogradov). The obligatory monitoring of the composition of TE, both in the formations themselves and in shale hydrocarbons during the development of shale oil deposits, is due to environmental risks of pollution by organometallic compounds of the environment. The use of geochemical studies is necessary to identify promising intervals in the section of carbonaceous formations. The geochemistry of TE naftides is becoming not only a scientific but also an applied discipline.

**Key words:** carbonaceous formations, field development, shale oil, trace elements, geochemical studies, environmental risks.

Актуальна и востребована необходимость привлечения фундаментальных и, в том числе, геохимических исследований на всех этапах геологоразведочных работ при прогнозе, поисках, разведке и разработке месторождений нефти и газа [1, 2]. Геохимические методы исследования способны учитывать весь спектр генетических факторов, контролирующих образование месторождений — от очага генерации до ловушки. Применение геохимических исследований

---

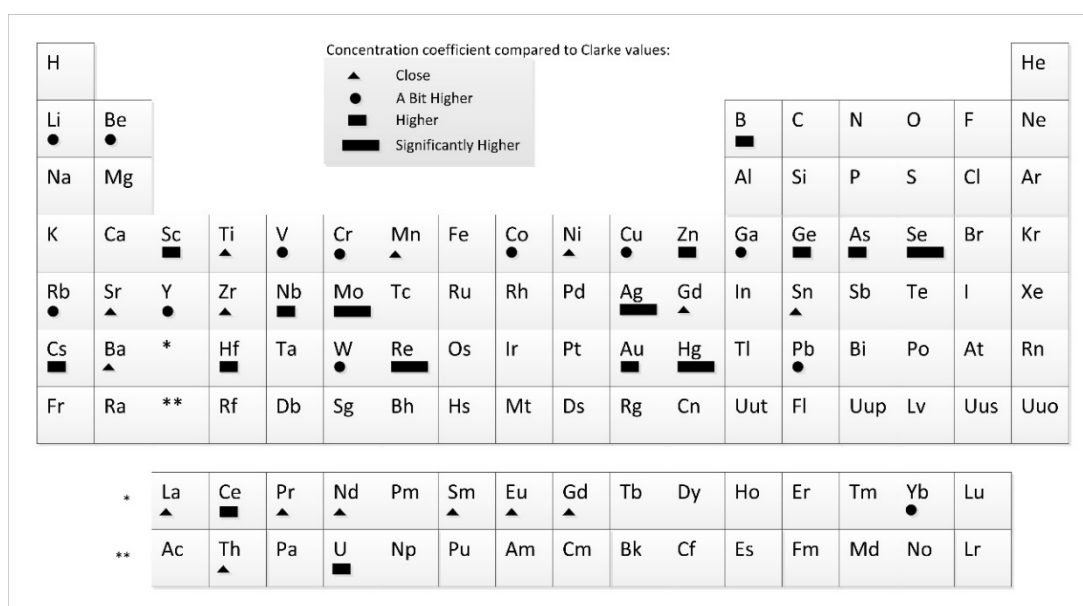
\* Работа выполнена в рамках государственного задания по теме: «Научно-методические основы поисков и разведки скоплений нефти и газа, приуроченных к мегарезервуарам осадочного чехла».

© С. А. Пунанова, 2022

с учетом результатов резервуарной геохимии помогает выявлять перспективные интервалы разреза углеродсодержащих формаций, а также учитывать экологические риски высоких содержаний ПТЭ (Fe, As, Be, Cl, Co, Cr, Hg, Mn, Ni, Pb, Sr, Sb, Se, Tl, V, Zn, U, Th, Rn и др.), концентрирующихся в них. Геохимические исследования состава битуминозных компонентов баженовских сланцев показали, что особенности распределения МЭ состава в них могут являться маркерами прогноза продуктивности резервуаров исследуемых формаций, т.к. любые перемещения флюидов внутри углеродсодержащих толщ приводят к изменению их состава, в частности к обогащению более подвижными (Au, As и Se) и обеднению менее подвижными (V, Ni, Co, Mo, Zn) элементами и коррекции их соотношений [3].

Анализ концентраций химических элементов в сланцах различных регионов мира, проведенный нами на основе большого аналитического и литературного обобщения, показал, что содержания рудных элементов в них существенно выше, чем кларки глин. В образцах сланцев из Республики Беларусь выше содержания — Zn, Cu, Pb, Co, Mo, V; Польши — Zr, Zn, Cu, Pb, Mo, Ag, V; Грин-Ривер (США) — Sr, Cr, Pb, Mo, Ag; Барнетт (США) — V, Ni, Rb, Fe, Ti; Швеции — V, Pb, Zn, Mo, Ti. Приводятся данные о высоких концентрациях элементов в баженовской свите Западной Сибири (в г/т): Au (0,035–0,02), Pt (0,013–0,005), Ni (336,7, что в 5,3 раза превышает встречающиеся значения для обычных глинистых пород), Mo (264,5, превышение в 9 раз), Co (30,3, превышение в 2,6 раза), U (66,5), Th (5,0), K (0,81). Следует иметь при этом в виду, что содержания элементов в органическом веществе сланцев могут быть еще выше. Так, например, в битумоидах доманиковых отложений Волго-Урала содержания V достигают — (г/т) 1400–1700, а Ni — 1200 [4, 5].

На рисунке в поле Периодической таблицы Д. И. Менделеева приведена сравнительная средняя характеристика концентраций МЭ в минеральном веществе сланцев по отношению к кларкам глинистых пород. Выделено четыре градации статистической оценки по величине  $Q_i^A$  (отношение концентрации элемента в минеральном веществе сланцев к кларковому содержанию этого элемента в глинах (по А. П. Виноградову)). Анализ этих данных подчеркивает



Характеристика МЭ состава сланцевых формаций. Условные обозначения: концентрации МЭ в сланцах относительно кларков: близки ( $Q_i^A=0,6-1,4$ ); незначительно превышают ( $Q_i^A=1,4-2$ ); превышают ( $Q_i^A=2-5$ ); значительно превышают ( $Q_i^A>5$ ) [5]

большое разнообразие состава МЭ в сланцевых отложениях. В группу элементов, обогащающих сланцы, входят элементы горных пород, группы железа, металлические, редкие, металлоидные и радиоактивные. Содержание МЭ в битуминозных компонентах углеродсодержащих формациях также высоко.

Существует несколько причин обратить пристальное внимание на проблему оценки экологических рисков разработки сланцев. Одна из них — это нетрадиционность ловушек УВ в сланцевых формациях, которые носят название «протяженных», «непрерывных» резервуаров (continuous reservoirs) или тонких ловушек несогласия (unconformity subtle traps). Зафиксированы такие протяженные на многие километры ловушки на американском континенте (штаты Техас, Луизиана, сланцы Austin Chalk и Eagle), в Волго-Уральском регионе (доманиковская формация), в Западно-Сибирском нефтегазоносном бассейне (баженовская свита) [1, 2, 6, 7, 8 и др.]. Другая особенность связана с более высокой токсичностью ПТЭ сланцев, проявляющаяся при применении гидроразрыва пласта. Тепловое воздействие на пласт, увеличение давлений, закачка химических реагентов при большом количестве перфораций, создающих значительный объем новообразованных поверхностей и трещин на протяженном разрабатываемом участке, приводят к высвобождению активно опасных в микродисперсном состоянии элементоорганических компонентов, образованию газообразных соединений ПТЭ и их выбросу в окружающую среду. Лабораторное моделирование, проведенное нами, подтвердило факт перехода при высоких температурах V, Ni, Fe, РЬ, Au, Cu, Zn из органического вещества в окружающую среду вероятно за счет деструкции металлоорганических соединений [4].

### Заключение

При прогнозировании зон нефтегазонакопления в сланцах предлагается использовать данные по содержанию МЭ, выявляя по пониженным концентрациям этих элементов миграционный аллохтонный битумоид. Рекомендованные при этом МЭ показатели свидетельствуют о процессах миграции в этих толщах и являются маркерами прогноза продуктивности резервуаров исследуемых формаций.

В связи с ожидаемыми высокими содержаниями в добываемом сырье ПТЭ и неконтролируемым их переходом в окружающую среду необходимо проводить оценку экологических рисков при разработке и добыче сланцевых УВ.

### Список литературы

1. Дахнова М. В. Применение геохимических методов исследований при поисках, разведке и разработке месторождений углеводородов // Геология нефти и газа. — 2007. — № 2. — С. 81–89.
2. Конторович А. Э., Костырева Е. А., Родякин С. В., Сотнич И. С., Ян П. А. Геохимия битумоидов баженовской свиты // Геология нефти и газа. — 2018. — № 2. — С. 9–88.
3. Пуанова С. А. О классификационном разнообразии ловушек нефти и газа и геохимических критериях продуктивности сланцевых формаций // SOCAR. — 2021 –Proceedings Special Issue. — No. 2. — P. 1–15.
4. Punanova S. A., Shpirt M. Ya. Ecological Consequences of the Development of Shale Formations Containing Toxic Elements // Solid Fuel Chemistry. — 2018. — No. 6. — P. 396–405.
5. Punanova S. Trace element composition of shale formations // 29-th International Meeting on Organic Geochemistry. EAGE-IMOG. (September 2019). All Abstracts. Gothenburg, Sweden. — P. 495–496.

6. Ступакова А. В., Фадеева Н. П., Калмыков Г. А. и др. Поисковые критерии нефти и газа в доманиковых отложениях Волго-Уральского бассейна // Георесурсы. — 2015. — 2(61). — С. 77–86.

7. Abarghani, A., Gentzis, T., Bo Liu, et al. Preliminary Investigation of the Effects of Thermal Maturity on Redox-Sensitive Trace Metal Concentration in the Bakken Source Rock, North Dakota, USA // ACS Omega. 2020. № 5(13). P. 7135–7148.

8. Pearson, K. Geologic Models and Evaluation of Undiscovered Conventional and Continuous Oil and Gas Resources — Upper Cretaceous Austin Chalk, U. S. Gulf Coast U. S. // Geological Survey. 2012. Reston, Virginia.

УДК 553.982

DOI 10.25205/978-5-4437-1312-0-228-231

## Прогноз металлогенической специализации флюидов при формировании углеводородных скоплений в осадочном чехле \*

С. А. Пунанова

Институт проблем нефти и газа РАН, Москва

**Аннотация.** В докладе приведены рекомендации по прогнозу качества скоплений нефти и газа, заполняющих ловушки осадочного чехла. Проанализированы физико-химические свойства, микроэлементный (МЭ) состав, фазовое состояния нафтидов в залежах, подвергшихся влиянию гипергенетических или катагенетических процессов; в регионах с возможно дополнительным притоком углеводородов (УВ), в кристаллическом фундаменте и в сланцевых формациях. Результаты обобщений при учете типизации скоплений по их МЭ характеристике дают возможность прогнозировать характерные особенности флюидов в ловушках разного типа на определенных уровнях процессов нефтеобразования, вторичного преобразования и разрушения скоплений.

**Ключевые слова:** скопления нефти и газа, осадочный чехол, геохимические методы, неантиклинальные ловушки, микроэлементные показатели, нефть, газ.

## Prediction of metallogenic specialization of fluids during the formation of hydrocarbon accumulations in the sedimentary cover

S. A. Punanova

Institute of Oil and Gas Problems of the Russian Academy of Sciences, Moscow

**Abstract.** The report provides recommendations for predicting the quality of oil and gas accumulations that fill the traps of the sedimentary cover. The physicochemical properties, trace element (TE) composition, phase state of naphthides in deposits affected by hypergenetic or catagenetic processes are analyzed; in regions with possible additional hydrocarbon inflow, in the crystalline basement and in shale formations. The results of generalizations, taking into account the typification of accumulations according to their TE characteristics, make it possible to predict the characteristic features of fluids in traps of various types at certain levels of the processes of oil formation, secondary transformation, and destruction of accumulations.

**Key words:** accumulations of oil and gas, sedimentary cover, geochemical methods, non-anticlinal traps, trace elements, oil, gas.

Оценка свойств флюидов, прогнозируемых при формировании УВ скоплений в осадочном чехле, базировалась на закономерностях, определяющих состав нефтей согласно вер-

---

\* Работа выполнена в рамках государственного задания по теме: Научно-методические основы поисков и разведки скоплений нефти и газа, приуроченных к мегарезервуарам осадочного чехла.

© С. А. Пунанова, 2022

тикальной эволюционной зональности в процессе онтогенеза. В осадочном разрезе земной коры происходит трансформация состава генерированных в недрах УВ систем — от незрелых (тяжелых) на малых глубинах к преобразованным зрелым и сверхзрелым (легким) нефтям и конденсатам, связанная с увеличением глубины, температурного градиента, давления и типа исходной органики (Н. Б. Вассоевич, Ал. А. Петров, С. Г. Неручев, О. К. Баженова, Т. К. Баженова, А. Э. Конторович, К. Е. Peters & J. M. Moldowan и др.). Разработанная нами классификация нефтей нефтегазоносных бассейнов (НГБ) по их МЭ составу дает возможность прогнозировать и металлогеническую специализацию флюидов разного типа на определенных уровнях процессов нефтеобразования, вторичного преобразования и разрушения скоплений [1].

В работе охарактеризованы генетические модели нефтей в ловушках разного типа в связи со стадиями онтогенеза по фазовому состоянию, физико-химическим свойствам и степени их обогащенности МЭ [2] (см. рисунок).

В зонах гипергенеза на небольших глубинах встречаются, как правило, ловушки литологически и стратиграфически ограниченные, ловушки эрозионных врезов. Основной фактор изменения нефтей — процессы гипергенного преобразования, причём влияние гипергенеза достаточно интенсивно проявляется по мере приближения ловушки к поверхности. Это тяжелые нефти, недонасыщенные газом, с высоким содержанием асфальто-смолистых компо-

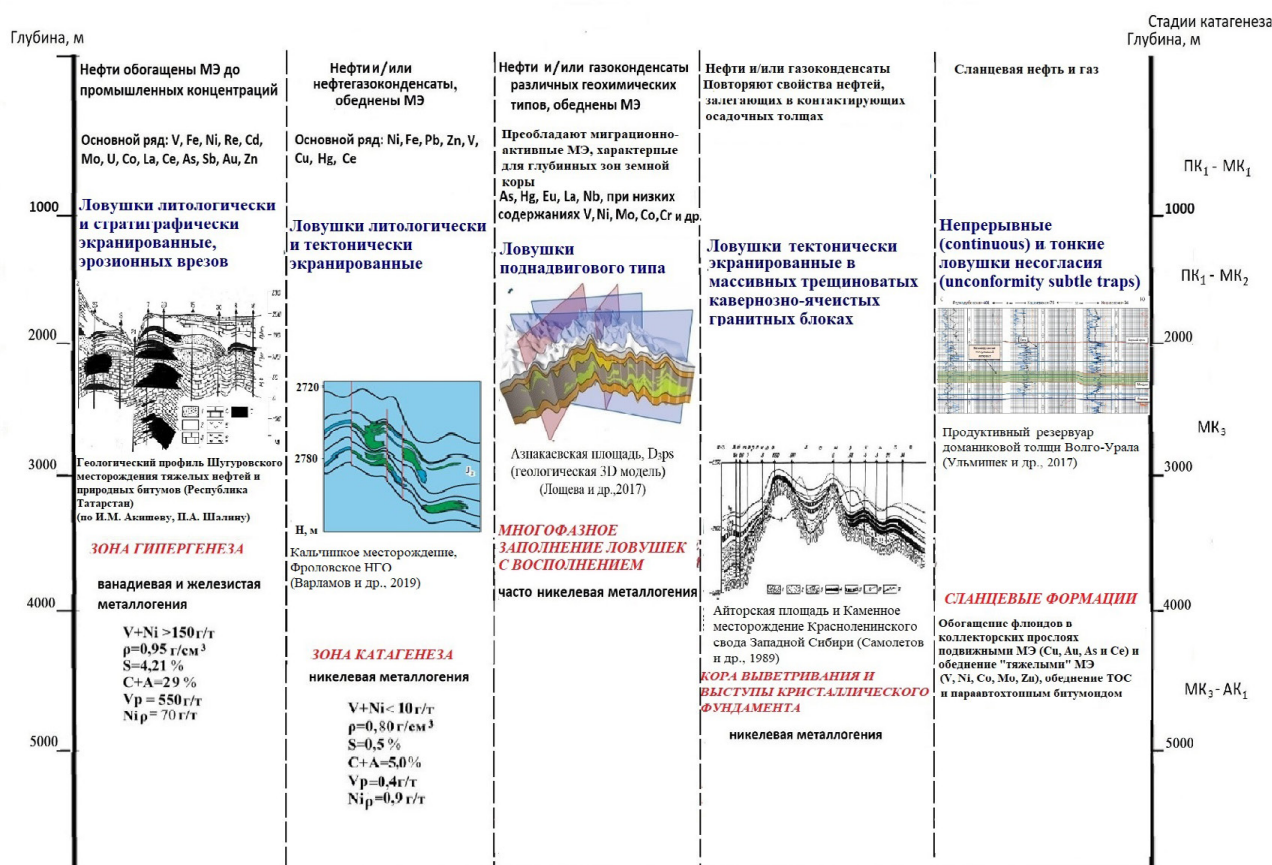


Схема-модель, показывающая в рамках глубин и стадийности катагенеза варианты заполняемости комбинированных ловушек нефтями и/или нефтегазоконденсатами с характерной металлогенией и физико-химическими свойствами

нентов, содержащие повышенные концентрации (вплоть до промышленных) V, Ni, Mo, Co, Sr и некоторых других элементов, ассоциированных с тяжелыми высокомолекулярными фракциями нефтей. Примерами таких нефтей являются нефти Татарского свода, Афгано-Таджикской депрессии, Бузачинского свода Западного Казахстана, некоторых месторождений Тимано-Печорского НГБ, бассейна Потигуар Бразилии и др. [3].

В зоне повышенного катагенеза в *тектонически и литологически экранированных ловушках* выявлены нефти химических типов А-1 (сверх зрелая) и А-2 (зрелая). Нефти легкие и очень легкие. В групповом составе фракций НК-430°C доля алкановых УВ может достигать 90 %. Во фракции 200–430°C *n*-алканы (5–25 %) доминируют над изопреноидными УВ (0,05–6,0 %), содержание циклоалканов изменяется от 15 до 45 %, а ароматических УВ от 10 до 70 %. Благоприятен прогноз обнаружения при жестких термобарических условиях газоконденсатных и нефтегазоконденсатных скоплений. Нефти, как правило, никелевой металлогении, значительно обеднены МЭ, в особенности теми, что связаны с тяжелыми компонентами и обогащены МЭ, ассоциированными с более легкими масляными фракциями. Примерами служат нефти терригенного девона месторождений Бузулукской впадины Волго-Уральского НГБ, Предкавказья, Паннонского бассейна (Венгрия) и некоторые другие [4].

Если геологическая история формирования ловушек более сложна, и их заполнение происходило в разные геологические эпохи вплоть до настоящего времени, то источники нефти могли быть разными. Многофазное заполнение ловушек нефтью нескольких генераций [5] подтверждается данными по их МЭ характеристике. В частности показано, что содержания в нефтях элементов As, Hg, Eu, La, Nb, характерных для глубинных растворов, не коррелируются с концентрациями биогенных элементов, таких как V, Ni, Mo, Co [6].

Геохимические особенности нефтей, локализованных в разуплотненных порово-кавернозных выступах кристаллического фундамента, в трещиноватых *тектонически экранированных* гранитных блоках-коллекторах, подчиняются тем же закономерностям, что и нефти, залегающие в контактирующих осадочных толщах. Проанализированы на примерах месторождений Белый Тигр (Вьетнам), Мара и Западная Мара (Венесуэла), Ланкастер (Великобритания), а также группы месторождений Краснотенинского свода Западной Сибири [7, 8].

### Заключение

Разработана модель прогнозной оценки качества флюидов (физико-химических свойств, УВ состава, металлогенической специализации) и фазового состояния залежей, скапливающихся в комбинированных ловушках определенного типа. Привязка искомой ловушки к шкале геохимической зональности, т.е. глубинам, тектоническим элементам, стадиям катагенеза, процессам нефтегенерации определяет геохимический тип нефти, заполняющей ловушку.

### Список литературы

1. Пунанова С. А. Микроэлементы нафтидов нефтегазоносных бассейнов // ДАН. – 2019. — Т. 488. — № 5. — С. 103–107.
2. Пунанова С. А. О характерных особенностях нафтидов в связи с процессами формирования залежей // Георесурсы. — 2021. — Т. 23. — № 4. — С. 78–86.
3. Пунанова С. А. Гипергенно преобразованные нафтиды: особенности микроэлементного состава // Геохимия. — 2014. — № 1. — С. 64–75.

4. Sajgo Cs., Olsen S. D., Fekete J. Distribution of the trace metals in petroleums of different maturity levels // *Geochimica et Cosmochimica Acta*. — 2009. — V. 73(13). — P. 1147.
5. Муслимов Р. Х., Плотникова И. Н. Учёт процессов переформирования нефтяных залежей при длительной эксплуатации и глубинной подпитке при моделировании разработки нефтяных месторождений // *Георесурсы*. — 2018. — Т. 20. — № 3. — Ч. 1. — С. 186–192.
6. Пунанова С. А., Родкин М. В. Сравнение вклада разноглубинных геологических процессов в формирование микроэлементного облика каустобиолитов // *Георесурсы*. — 2019. — Т. 21. — № 3. — С. 14–24.
7. Koning T. Exploring in Asia, Africa and the Americas for oil & gas in naturally fractured basement reservoirs: best practices & lessons learned // *Georesources*. — 2019. — 21(4). — P. 10–18.
8. Пунанова С. А. Нефтегазоносность кристаллического фундамента с учетом развития в нем неструктурных ловушек комбинированного типа // *Георесурсы*. — 2019. — Т. 21. — № 4. — С. 19–26.



УДК 550.4:553.985(470.13)

DOI 10.25205/978-5-4437-1312-0-232-234

## Войское месторождение природных битумов — объект биodeградации нефтяного месторождения\*

Н. Н. Рябинкина, О. В. Валяева

Институт геологии им. акад. Н. П. Юшкина Коми научного центра  
Уральского отделения Российской академии наук —  
обособленное подразделение ФГБУН ФИЦ «Коми научный центр  
Уральского отделения Российской академии наук», Сыктывкар

**Аннотация.** Установлено, что битумы Войского месторождения по элементному и групповому составу относятся к классу асфальтитов. Методами газовой хроматографии и хромато-масс-спектрометрии доказано, что битумы претерпели интенсивную бактериальную деградацию.

**Ключевые слова:** природные битумы, углеводороды-биомаркеры, Войское месторождение, отложения нижнего карбона, хроматография.

## Voya natural bitumen deposit — an object of biodegradation of an oil field

N. N. Ryabinkina, O. V. Valyaeva

Institute of Geology of Komi Science Centre of the Ural Branch  
of the Russian Academy of Sciences

**Abstract.** It has been established that the bitumens of the Voisky deposit by their elemental and group composition belong to the class of asphaltites. Gas chromatography and chromatography-mass spectrometry proved that bitumen has undergone intensive bacterial degradation.

**Key words:** natural bitumen, biomarker hydrocarbons, Voiskoye deposit, Lower Carboniferous deposits, chromatography.

«Точильная гора» находится в центре Воя-Соплясской антиклинали Среднепечорского поперечного поднятия Тимано-Печорской провинции. Здесь, начиная с 16 века и вплоть до 1963 г., разрабатывались нижневизейские битумонасыщенные песчаники — «точильные камни» для различных хозяйственных нужд. За последние почти 60 лет произошли видимые резкие изменения в облике горных пород карьера на реке Воя.

Войское месторождение природных битумов представляет собой линзовидное песчаное тело, послужившее ловушкой для жидких углеводородов. Заполнение ловушки произошло, вероятнее всего, до позднего карбона с образованием нефтяного месторождения.

---

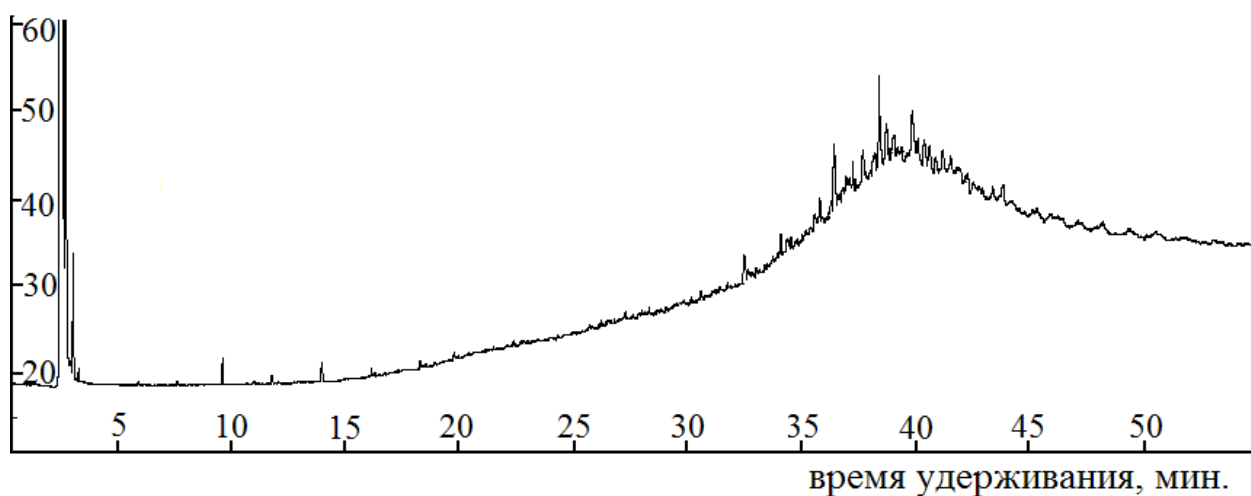
\* Работа выполнена в рамках программы НИР «Геолого-геохимические закономерности образования и размещения углеводородных систем, научные основы формирования сырьевой базы углеводородного сырья в Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции», ЕГИСУ НИОКТР № 0333-2022-0043.

Аналитические исследования были выполнены в ЦКП «Геонаука» ИГ ФИЦ Коми НЦ УрО РАН.

© Н. Н. Рябинкина, О. В. Валяева, 2022

Позднее, на границе позднего карбона и ранней перми при формировании Воя-Сопляской антиклинали, произошло разрушение залежи, ее вывод в зону гипергенеза и окисление нефтей, формирование месторождения твердых битумов. Содержание битума в песчаниках достигает от 0.6 до 8–10 мас. % [2], обычно 1.0–2.0 мас. %. Вскрытие горных пород карьером (1936–1963 гг.) способствовало активизации процессов выветривания и окисления, что привело к окислению нефтей до битумов и формированию органоминеральных образований в зоне выхода грунтовых вод [3]. В групповом составе битумов преобладают смолы и асфальтены. На долю асфальтенов приходится от 33.78 до 60.01 %. На насыщенную фракцию приходится от 3 до 7.8 %. Битумы относятся к классу асфальтитов.

В ходе исследования проведено углубленное изучение экстрактов битумов на молекулярном уровне. Значения  $\delta^{13}\text{C}_{\text{орг}}$  битумоидов изменяются от  $-28.61$  до  $-28.95$  ‰, составляя в среднем  $-28.81$  ‰. Полученные значения изотопного состава углерода битумов характерны для ОВ сапропелевого генезиса. Анализ алифатической фракции битумоида из нефтенасыщенных песчаников методом газовой хроматографии показал высокую степень биodeградации, о чем свидетельствует полное отсутствие н-алканов и изопреноидов — соединений, разрушающихся в первую очередь в процессе биodeградации нефти (см. рисунок). Данная картина характерна и для битумов многих месторождений разных бассейнов мира. Известно, что биогенное окисление с участием микроорганизмов оказывает существенное влияние на распределение индивидуальных углеводородных компонентов. Степень биodeградации настолько высока, что затронула даже стераны и гопаны [4].



Хроматограмма фракции насыщенных углеводородов битума Войского месторождения

Авторы, как и их предшественники [1, 2, 5], считают, что войские битумы — продукт гипергенного преобразования нефтяной залежи.

### Список литературы

1. Марковский Н. И. Окисленная нефть в отложениях палеодельты / Н. И. Марковский // Природа. — 1966. — № 10. — С. 106–109.

2. Марковский Н. И. О разрушающемся месторождении нефти в районе Средней Печоры / Н. И. Марковский // Вестник МГУ. Геология. — 1967. — №3. — С. 100–106.
3. Митюшева Т. П., Пахневич А. В., Симакова Ю. С. Биоминералообразование на Войском карьере битуминозных песчаников / Т. П. Митюшева, А. В. Пахневич, Ю. С. Симакова // Минералогические перспективы: Матер. Межд. минералогического семинара. — Сыктывкар: ИГ Коми НЦ УрО РАН. — 2011. — С. 110–112.
4. Валяева О. В., Рябинкина Н. Н., Рябинкин С. В. Войское месторождение твердых битумов [Электронный ресурс] / О. В. Валяева, Н. Н. Рябинкина, С. В. Рябинкин // Нефтегазовая геология. Теория и практика: электрон. науч. журнал. — 2018. — Т.13. — №3. Режим доступа: [http://www.ngtp.ru/rub/4/27\\_2018.pdf](http://www.ngtp.ru/rub/4/27_2018.pdf) DOI: [https://doi.org/10.17353/2070-5379/27\\_2018](https://doi.org/10.17353/2070-5379/27_2018).
5. Твердые битумы Войского месторождения / Д. А. Бушнев, Н. К. Черевко, И. Н. Бурцев // Химия твердого топлива. — 2000. — №4. — С. 64–70.

УДК 553.982; 550.4.02; 550.47  
DOI 10.25205/978-5-4437-1312-0-235-238

## **Биомаркерный анализ нефтей осадочного чехла и фундамента северо-западной части Фроловской мегавпадины**

Г.Т. Салахидинова, Э.А. Вторушина, М.Г. Кульков

Автономное учреждение Ханты-Мансийского автономного округа — Югры  
«Научно-аналитический центр рационального недропользования  
им. В.И. Шпилемана», Ханты-Мансийск

**Аннотация.** По результатам хромато-масс-спектрометрических исследований насыщенной и ароматической фракций проб нефтей доюрского основания и осадочного чехла северо-западной части Фроловской мегавпадины выявлен близкий состав и высокая степень термической преобразованности нефтей. На основе полученных данных прогнозируется единый тип нефтематеринских пород рассматриваемого региона, также обоснована миграционная природа нефтей доюрского комплекса Западно-Унлорского участка.

**Ключевые слова:** Фроловская мегавпадина, молекулярные параметры нефтей

## **Biomarker analysis of oils from sedimentary cover and basement of northwestern part of Frolovskaya megadepression**

G. Salakhidinova, E. Vtorushina, M. Kul'kov

Autonomous Institution of Khanty-Mansiysk Autonomous Okrug — Yugra “V.I. Shpilman research and analytical Centre for the rational use of the subsoil”, Khanty-Mansiysk

**Abstract.** Based on the results of gas chromatography-mass spectrometry studies of saturated and aromatic fractions of oils from pre-Jurassic basement and sedimentary cover of the northwestern part of the Frolov megadepression similar composition and high thermal maturity level of oils were revealed. The same type of oil source rocks of the region under consideration is predicted, the migration nature of the oil from pre-Jurassic complex (the West Unlor area) is also substantiated.

**Key words:** Frolov megadepression, oil molecular parameters

В настоящей статье приведены результаты по изучению вопросов генетической связи нефтей из разновозрастных пород осадочного чехла и фундамента северо-западной части Фроловской мегавпадины. Детальное исследование состава 6 проб нефтей (см. таблицу) проведено аналитическими методами органической геохимии — выделенные в ходе колоночной жидкостно-адсорбционной хроматографии насыщенные и ароматические фракции для изучения на молекулярном уровне проанализированы с помощью хромато-масс-спектрометрического комплекса Trace 1310/TSQ 8000 EVO.

## Геологическая привязка проб нефтей

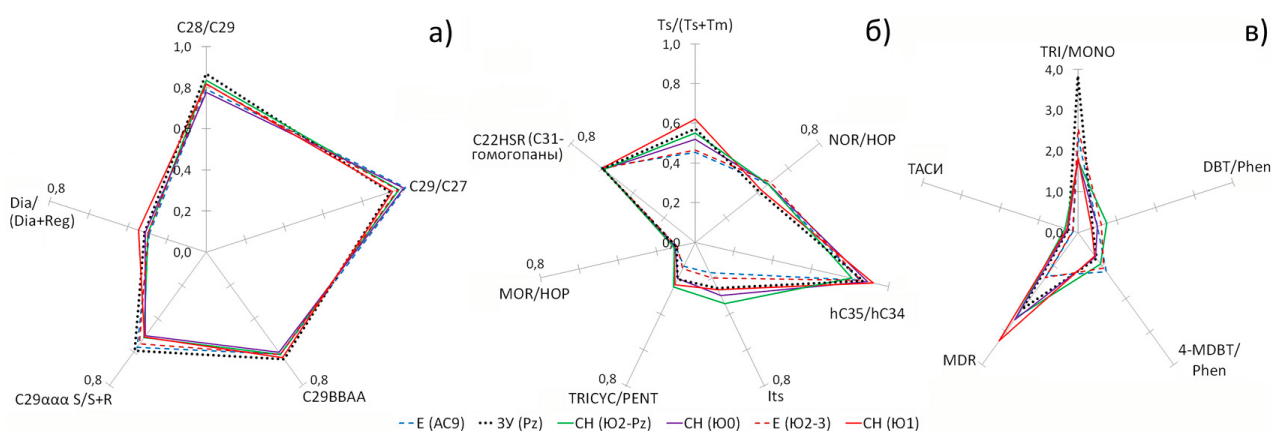
Шифр образца	Пласт (интервал перфорации, м)	Литология вмещающих отложений
<i>Емангальское месторождение</i>		
Е (АС9)	АС <sub>9</sub> (2715–2732)	битуминозные аргиллиты с прослоями песчано-алевритовых пород
Е (Ю2–3)	Ю <sub>2-3</sub> (2773–2792)	переслаивание алевролитов, песчаников и аргилитоподобных глин
<i>Средне-Назымское месторождение</i>		
СН (Ю0)	Ю <sub>0</sub> (2645–2656)	битуминозные аргиллиты
СН (Ю1)	Ю <sub>1</sub> (2692–2715)	
СН (Ю2-Pz)	Ю <sub>2</sub> -Pz (2742–2990)	Ю <sub>2</sub> -Ю <sub>8</sub> : переслаивание алевролитов, песчаников и аргилитоподобных глин. Pz: порфириты, граниты роговообманковые, кислые эффузивы с прослоями углеродистых сланцев, терригенно-вулканогенные отложения
<i>Западно-Унлорский участок</i>		
ЗУ (Pz)	Pz (3272–3288)	известняки серые, доломитизированные, массивные, трещиноватые

**Алканы.** Во всех изученных нефтях идентифицированы нормальные алканы состава  $C_{10}$ - $C_{40}$  и низкомолекулярные алканы изопреноидного строения  $i-C_{15}$ - $i-C_{20}$ , при этом молекулярно-массовые распределения *n*-алканов отличаются одномодальными профилями и преобладанием гомологов с четным числом атомов углерода над нечетными в диапазоне  $C_{20}$ - $C_{27}$ , что указывает на восстановительные условия формирования исходного органического вещества (ОВ) ( $Pr/Ph=0,46-0,59$ ) [1]. Превышение содержания *n*-алканов состава  $C_{10}$ - $C_{20}$  над  $C_{20}$ - $C_{30}$  во всех нефтях, кроме Емангальских, является характерным признаком нефтей, образованных из ОВ морского генезиса. Больше содержание *n*-алканов  $C_{20}$ - $C_{30}$  в Емангальских нефтях может обуславливаться потерей легких соединений под влиянием множества факторов, в том числе и процессов биодеградации ( $IF=0,39-0,40$  и  $Ki=0,70-0,72$ ).

**Циклические УВ.** По составу стеранов  $C_{27}$ - $C_{28}$ - $C_{29}$  с преобладанием холестана предполагается формирование исходного ОВ в единых условиях прибрежного мелкого моря (см. рисунок, а) [2]. Содержание диахолестанов  $Dia/(Dia+Reg)=0,29-0,35$  отображает связь нефтей с глинистыми материнскими породами с примесью карбонатного материала. По значениям «возрастного» параметра  $C_{28}/C_{29}=0,78-0,87$ , маркирующих верхнеюрско-миоценовый возраст ОВ [1], предполагается миграционная природа нефтей доюрского основания Западно-Унлорского участка. Для всех нефтей по терпановым параметрам предполагается исходное ОВ морского генезиса ( $TRICYC/PENT=0,13-0,25$ ,  $Its=0,17-0,34$ ) [1, 3], сформированное в слабовосстановительных ( $hC_{35}/hC_{34}=0,81-0,92$ ), глинистых ( $Ts/(Ts+Tm)=0,45-0,62$ ,  $NOR/HOP=0,41-0,48$ ,  $TT C_{24}/C_{23}=0,88-0,93$ ) с возможной примесью карбонатных компонентов ( $TT C_{22}/C_{21}=0,24-0,42$ ) обстановках осадконакопления (см. рисунок, б). Все нефти высокой степени термической преобразованности ( $MOR/HOP=0,09-0,11$ ,  $C_{22}HSR=0,59-0,60$ ). Миграционный характер нефтей Западно-Унлорского участка подтверждается и по «возрастному» параметру  $ETR=0,56-0,62$  [1]. Во всех нефтях гопаны преобладают над стеранами, маркируя больший вклад в исходное ОВ некромы бактерий [4]. Несколько пониженные значения параметров  $TRI-$

$C_{28}/C_{29}$ ,  $Its$ ,  $Ts/(Ts+Tm)$ ,  $TT C_{22}/C_{21}$  в Емангальских нефтях могут быть связаны с локальными особенностями органофаций и литологического состава материнских пород.

**Ароматические соединения.** В ароматической фракции наряду с фенантренами (31–61 %) наблюдается большое количество ароматических стеранов (7–50 %), при этом триароматические преобладают над моноароматическими ( $TRI/MONO$ ), что указывает на аквагенный тип ОБ [5]. Согласно  $4-MDBT/Phen=0,71-1,19$  прогнозируется присутствие кремнистого материала в материнских породах [4] (см. рисунок, в). Нефти — высокой степени термической преобразованности ( $MDR=1,32-3,28$  и  $TACI=0,13-0,33$ ) [5, 6]. Разброс значений ароматических параметров может определяться различной концентрацией исходного ОБ ( $TRI/MONO$ ,  $TACI$ ) [7], так и неравномерной катагенетической эволюцией нефтематеринских пород ( $TACI$ ,  $MDR$ ).



Характеристика нефтей по: а — стеранам; б — терпанам; в — ароматическим соединениям

Таким образом, по результатам геохимических исследований нефтей северо-западной части Фроловской мегавпадины выявлен близкий состав и высокая термическая преобразованность изученных проб, что позволяет прийти к заключению о едином типе нефтематеринских пород рассматриваемого района. В качестве материнских могут выступать карбонатно-кремнисто-глинистые породы, содержащие ОБ аквагенного типа, представленное в большей мере бактериальной некротомой. «Возрастные» биомаркерные параметры указывают на позднеюрский возраст нефтей, что характеризует нефти доюрского комплекса Западно-Унлорского участка как имеющие миграционную природу.

### Список литературы

1. Peters K. E. The Biomarker guide. Biomarkers and Isotopes in Petroleum Exploration and Earth history. Volume 2 / K. E. Peters, C. C. Walters, J. M. Moldowan. — Cambridge university press, 2005. — 699 с.
2. Huang W. Y. Sterols as ecological indicators / W. Y. Huang, W. G. Meinschein // Geochimica et cosmochimica acta. — 1979. — Т.43. — №5. — с. 739–745.
3. Ступакова А. В. Геологическое изучение и нефтегазоносность палеозойских отложений Западной Сибири / А. В. Ступакова, А. В. Соколов, Е. В. Соболева, И. А. Курасов, Е. В. Бордюг, Т. А. Кирюхина // Георесурсы. — 2015. — №2(61). — с. 63–76.

4. Соболева Е. В. Химия горючих ископаемых / Е. В. Соболева, А. Н. Гусева. — М.: Изд-во МГУ, 2010. — 312 с.
5. Конторович А. Э. Фенантрены, ароматические стераны и дибензотиофены в юрских отложениях Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна и их значение для органической геохимии / А. Э. Конторович, В. Н. Меленевский, Е. Н. Иванова, А. Н. Фомин // Геология и геофизика. — 2004. — Т.45. — №7. — С.873–883.
6. Гончаров И. В., Самойленко В. В., Носова С. В., Обласов Н. В. Способ определения зрелых нефтематеринских пород. Патент №2261438 РФ, МПК7 G 01 N 30/02, G 01 V 9/00
7. Конторович А. Э. Ароматические углеводороды-биомаркеры и дибензотиофены в битумоидах куонамской свиты (северо-восток Сибирской платформы) / А. Э. Конторович, Т. М. Парфенова, Е. Н. Иванова // Доклады Академии Наук. — ФГБУ «РАН», 2005. — Т.402. — №. 6. — с. 804–806.

УДК 553.98

DOI 10.25205/978-5-4437-1312-0-239-241

## **Анализ геолого-геохимических особенностей органического вещества месторождений сверхвязкой нефти и природных битумов Республики Татарстан**

А. Р. Сафиуллина, А. Р. Минсафин, Р. М. Сиразиева,  
Е. В. Морозова, А. Н. Мухамедьярова, Р. Г. Лукьянова

Институт геологии и нефтегазовых технологий  
Казанского федерального университета, Казань

**Аннотация.** Статья посвящена изучению особенностей органического вещества пород-коллекторов сверхвязкой нефти и природных битумов на месторождениях в пределах Республики Татарстан. На основе результатов исследования выдвинуты предположения относительно количества, степени зрелости, генезиса органического вещества, окислительно-восстановительного режима и условий его осадконакопления. Определены нефтегазогенерационный потенциал, стадия созревания и характеристика продуктивности нефтематеринских пород, тип и характер преобразованности керогена.

**Ключевые слова:** органическое вещество, кероген, сверхвязкие нефти, природные битумы, пиролиз Rock-Eval, хроматомасс-спектрометрия

## **The analysis of geological and geochemical features of organic matter of ultra-viscous oil and natural bitumen deposits in the Republic of Tatarstan**

A. Safiullina, A. Minsafin, R. Sirazieva, E. Morozova,  
A. Mukhamediarova, R. Lukianova

Institute of Geology and Petroleum Technologies KFU, Kazan

**Abstract.** The article is dedicated to the study of geological and geochemical features of organic matter contained in reservoir-rocks of ultra-viscous oil and natural bitumen deposits within the Republic of Tatarstan. Based on the results of the study assumptions are made about the quantity, maturity degree, genesis of organic matter, redox regime and conditions during its sedimentation. The oil-generating potential, the stage of maturation, productivity characteristics of oil source rocks, and also type and nature of the transformation of kerogen are determined.

**Key words:** organic matter, kerogen, ultra-viscous oil, natural bitumen, Rock-Eval pyrolysis, gas chromatography — mass-spectrometry

### **Объект и методы исследования**

В качестве объектов рассмотрены образцы кернa терригенных пород-коллекторов битумных месторождений: Егоркинского месторождения и Ойкино-Алтунинского поднятия Ромашкинского месторождения. Изучен керн пород-коллекторов порового типа, представленных



пористыми, мелкозернистыми битумонасыщенными песчаниками бобриковского горизонта, а также казанского и уфимского ярусов пермской системы, представленный известковистыми, мелкозернистыми, сильно битумонасыщенными песчаниками соответственно [1, 2].

Предварительно из битумонасыщенного керна путём горячей хлороформной экстракции в аппарате Сокслета выделен битумоид, из которого выделены группы масел, смол и асфальтенов. Проведены пиролитические исследования образцов с помощью пиролитической ячейки EGA/PY-3030D (Frontier Lab, Япония). Выполнен хроматомасс-спектрометрический анализ масел с помощью газового хроматографа 7890В и масс-селективного детектора 5977В.

### Результаты

В случае Егоркинского месторождения Total Organic Carbon (органический углерод) составляет 0,56–2,27 масс. %, для Ойкино-Алтунинского поднятия — 1,49–7,41 масс. %. Потенциал нефтегазоматеринских пород Егоркинского месторождения — 5,7–6,1 мг УВ/г породы; для Ойкино-Алтунинского — изменяется в диапазоне 2,8–11,0 мг УВ/г породы. Индекс продуктивности Егоркинского месторождения — 26–28 %, Ойкино-Алтунинского поднятия — 71–83 %. Значения  $T_{\max}$  керогена Егоркинского месторождения достигают  $\approx 27^\circ\text{C}$  (рис. 1), Ойкино-Алтунинского поднятия — варьируются от  $419^\circ$  до  $429^\circ\text{C}$ .

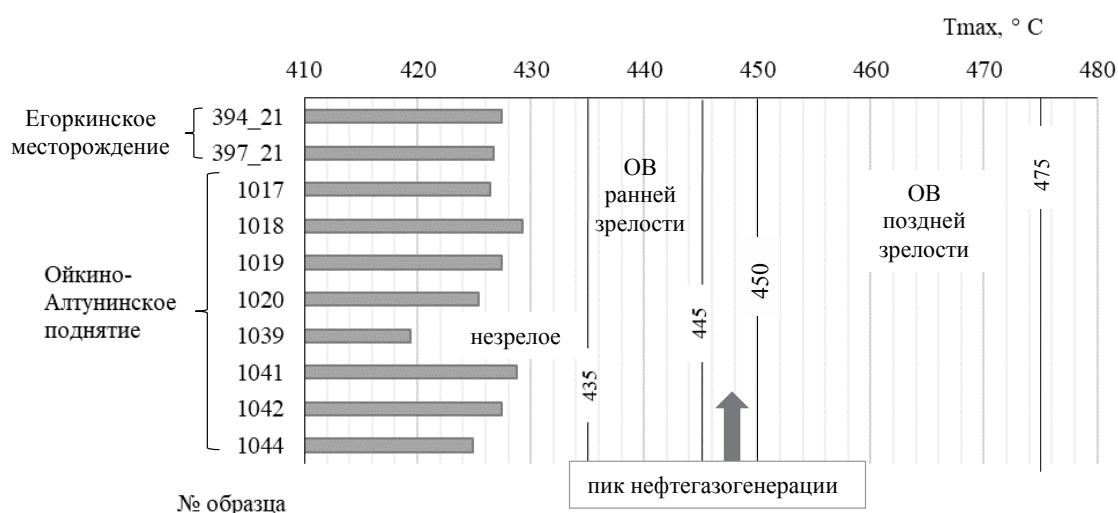


Рис. 1. Диаграмма значений  $T_{\max}$

Для Егоркинского месторождения Hydrogen Index (водородный индекс) варьируется в пределах 45,80–818,89 мг УВ/г породы; для Ойкино-Алтунинского поднятия — 28,07–54,00 мг УВ/г породы. По распределению алканов максимум приходится на относительно низко-, среднемолекулярную область  $C_{16}$ – $C_{23}$ , что ассоциируется с органическим веществом типично морского фитопланктонного (водорослевого) генезиса. В группе циклоалкановых углеводородов отношение гопана ( $C_{30}$ ) к стеранам ( $C_{29}$ ) — от 0,8 до 1,1; в среднем — 0,9.

Отношения изоалканов (Pr — пристан, Ph — фитан) и n-алканов:  $Pr/nC_{17} = 0,3$ – $1,1$ ,  $Ph/nC_{18} = 0,7$ – $1,6$ . Значения  $Pr/Ph = 0,3$ – $0,5$  свидетельствуют о постоянстве окислительно-восстановительного режима на обеих территориях, при этом очень низкие значения (модальное значение 0,4) характерны для резко восстановительных условий накопления органического вещества. Значения изопреноидного коэффициента  $K_1 (Pr+Ph/nC_{17}+nC_{18}) = 0,6$ – $1,4$ .

Распределение стеранов  $C_{27}$ ,  $C_{28}$ ,  $C_{29}$  считается более надежным индикатором типа органического вещества, чем значения алкановых биомаркеров, так как относительное содержание этих гомологов не зависит от зрелости органического вещества. Особенностью битумонасыщенных пород с Егоркинского месторождения и Ойкино-Алтунинского поднятия является незначительное преобладание стерана  $C_{27}$ , что свидетельствует о накоплении рассеянного органического вещества в условиях открытого моря (рис. 2).

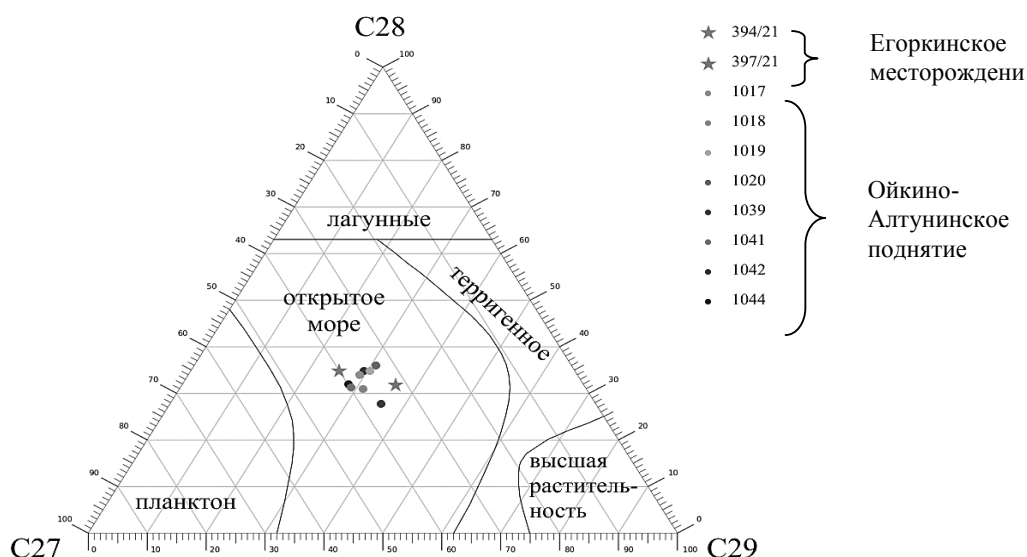


Рис. 2. Треугольная диаграмма распределения содержания стеранов Егоркинского месторождения и Ойкино-Алтунического поднятия

### Заключение

Анализируемые породы содержат значительное количество органического вещества. Все значения  $T_{\max} < 435^{\circ} \text{C}$ , следовательно, на обеих изученных территориях нефтегазоматеринские породы находятся на стадии протокатагенеза (созревания микронепти), кероген слабо преобразован, органическое вещество в отношении способности нефтегазогенерации термически незрелое. Исходя из значений водородного индекса на обеих территориях однозначно определяется кероген IV типа, не обладающий генерационной способностью. Кроме того кероген одного из образцов Егоркинского месторождения принадлежит к I типу, генерирующему нефть, что может является следствием миграции органического вещества из неизученных продуктивных горизонтов.

### Список литературы

1. Оперативный подсчет запасов нефти и растворенного газа Егоркинского месторождения Республики Татарстан по состоянию на 01.07.2018 г. кн. 1 [текст] / Валеева С. Е., Арефьев Ю. М., и др. — Альметьевск, 2019—258 с.
2. Выпускная квалификационная работа на тему «Обоснование эффективности извлечения сверхвязкой нефти тепловыми методами на Ойкино-Алтуническом поднятии Ромашкинского месторождения» / А. Е. Питуганова — Казань: КФУ, 2010. — 61 с.

УДК 553.98

DOI 10.25205/978-5-4437-1312-0-242-244

## **История нефтегазообразования в кембрийском комплексе Вилуйской гемисинеклизы**

П. И. Сафронов, Л. М. Бурштейн, И. А. Губин,  
А. Э. Конторович, И. В. Коровников, Т. М. Парфенова

Институт нефтегазовой геологии и геофизики  
им. А. А. Трофимука СО РАН, г. Новосибирск

**Аннотация.** Выполнено историко-геологическое моделирование процессов генерации углеводородов в куонамско-иниканском комплексе Вилуйской гемисинеклизы.

**Ключевые слова:** Вилуйская гемисинеклиза, куонамская нефтегазопроизводящая толща, органическое вещество, бассейновое моделирование, генерация углеводородов.

## **History of oil and gas formation in the Cambrian complex of the Vilyui hemiseniclise**

P. I. Safronov, L. M. Burshtein, I. A. Gubin,  
A. E. Kontorovich, I. V. Korovnikov, T. M. Parfenova

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, Novosibirsk

**Annotation.** Basin modeling of oil and gas generation of the Kuonam-Inikan complex of the Vilyui semi-syneclise has been carried out.

**Key words:** Vilyui hemisineclise, Kuonam source rock, organic matter, basin modeling, hydrocarbon generation

Вилуйская гемисинеклиза является крупной отрицательной структурой, расположенной в северо-восточной части Сибирской платформы. Осадочных чехол гемисинеклизы начал формироваться в позднепротерозойское время в условиях пассивной континентальной окраины, раскрывавшейся в направлении современного Верхоянского складчато-надвигового пояса. [1-4]. Современное строение осадочного чехла гемисинеклизы обусловлено влиянием множества процессов. Наиболее значимые из них: позднедевонско-раннекарбонный рифтогенез и сопутствующая ему эрозия кембрийских, ордовикских и силурских отложений; пермо-триасовый трапповый магматизм, повлиявший на прогрев пород и реализацию генерационного потенциала нефтегазопроизводящих толщ кембрийского возраста; позднеюрское-раннемеловое формирование Верхоянского складчато-надвигового пояса, способствующее дополнительно прогреву осадочных толщ в области развития процессов динамометаморфизма.

Основной нефтегазопроизводящей толщей в нижнепалеозойской части разреза принято считать куонамскую свиту и ее аналоги ранне-, среднекембрийского возраста. Преимуще-

ственно аквагенный тип органического вещества куонамской толщи не вызывает сомнений [5,6]. Обсуждаемыми остаются вопросы, связанные с историей генерации углеводородов (УВ) в средне-позднекембрийском Виллюйском очаге нефтегазообразования.

**Цель исследования** — методом историко-геологического (бассейнового) моделирования реконструировать историю генерации углеводородов в куонамской нефтегазопроизводящей толще (НГПТ) и ее аналогах (куонамско-иниканский комплекс) Виллюйской гемисинеклизы.

Была реализована трехмерная численная модель Виллюйской гемисинеклизы, что позволило проследить развитие очагов генерации и выполнить оценку масштабов генерации нефти и газа. Основной объем численных экспериментов выполнялся средствами системы бассейнового моделирования Temis Flow.

Термическая история пород восстанавливалась на основе фактических данных об отражательной способности витринита преимущественно в позднепалеозойско-мезозойской части разреза. Существенно повышение значений плотности глубинного теплового потока на исследуемой территории происходило в девоне и на границе перми и триаса. Оценка как времени достижения пиковых значений, так и максимальных значений глубинного теплового потока на этих этапах неоднозначна и основана на доступных литературных обобщениях [7,8]. Учитывая ранее выполненное одномерное моделирование в скважинах [9] была принята следующая схема эволюции глубинного теплового потока (на нижней границе литосферы):

1. До позднего девона (380 млн лет назад) плотность теплового потока на нижней границе литосферы принималась равной  $15 \text{ мВт/м}^2$ , что с учетом выделения радиогенного тепла в литосфере условий на верхней границе осадков, примерно соответствует  $32\text{--}36 \text{ мВт/м}^2$  на подошве осадочного чехла.

2. Далее к концу девона — началу карбона (360 млн лет назад) плотность теплового потока на нижней границе литосферы возрастала до  $35 \text{ мВт/м}^2$  и к концу перми (250 млн лет назад) по экспоненте снижалась до исходного значения.

3. К среднему триасу значение плотности теплового потока на нижней границе литосферы вновь возрастало и далее снижалось до современных значений по экспоненте. Величина современной плотности глубинного теплового потока определялась по современным температурам в разрезе изученных скважин, а амплитуда пермо-триасового термического события подбиралась так, чтобы расчетные значения отражательной способности витринита были максимально близки к наблюдаемым. В результате калибровки тепловой истории удалось добиться удовлетворительного соответствия расчетных и замеренных значений отражательной способности витринита и современных температур осадочного чехла.

Для куонамско-иниканского комплекса было выполнено численное моделирование динамики и масштабов генерации УВ с учетом вторичной трансформации жидких углеводородов. Было принято, что куонамская НГПТ и ее аналоги содержат кероген II типа с начальным углеводородным индексом  $HI_0 = 630 \text{ мгУВ/г } C_{\text{орг}}$ . Предполагалось, что сгенерированные в главную фазу нефтеобразования углеводороды за счет процессов термокрекинга преобразовывались в газообразные. Генерация раннекатагенного газа не учитывалась.

Отложения куонамско-иниканского комплекса начали интенсивно генерировать жидкие УВ 450 млн лет тому назад, в конце ордовика в северо-западной части гемисинеклизы в очаге, расположенном в зоне палеоконтинентального склона, позднее редуцированного Верхоянской складчатой зоной. В начале карбона возник второй очаг генерации в северо-западной части гемисинеклизы. Оба очага продолжали развиваться вплоть до конца карбона, практически слившись в начале перми. В это же время в наиболее погруженных и прогретых северо-восточных участках начинается термокрекинг образовавшихся жидких УВ.

В перми интенсивный очаг генерации занимал все центральные и восточные районы современной территории гемисинеклизы. В то же время зона, в которой жидкие УВ разрушаются в следствие термического крекинга, охватывает центральные районы гемисинеклизы. В дальнейшем зоны со значительными масштабами кумулятивной плотности генерации жидких УВ смещаются к северо-западной и южной периферии бассейна. К началу эоцена они образуют две узкие полосы с относительно невысокой кумулятивной плотностью генерации жидких УВ.

Согласно результатам историко-геологического моделирования показано, что главная фаза нефтеобразования в нижне- среднекембрийских отложениях на большей части Вилюйской гемисинеклизы протекала в карбоне (360-300 млн лет тому назад), позднемезо-апотагенная фаза газообразования (главным образом, крекинг ранее образовавшейся нефти) — в перми и раннем триасе (300–245 млн лет тому назад). Существенный вклад в объем образованных газообразных углеводородов внесли процессы термокрекинга жидких углеводородов. Максимальная плотность генерации газообразных углеводородов достигала 550-600 млн м<sup>3</sup>/км<sup>2</sup>.

### Список литературы

1. Нефтегазоносные бассейны и регионы Сибири. Вып. 4. Лено-Вилюйский бассейн // под ред. Конторовича А. Э. — Новосибирск, 1994. — 76 с.
2. Тектоника. — геодинамика и металлогения Республики Саха (Якутия) / под ред. Л.М. Парфенова, М.И. Кузьмина. — М.: МАИК «Наука/Интерпериодика», 2001. — 571 с.
3. Фролов С. В. Особенности строения, осадочные комплексы и углеводородные системы Лено-Вилюйского нефтегазоносного бассейна / С.В. Фролов, Е.Е. Карнюшина, Н.И. Коробова, Е.А. Бакай, Н.С. Курдина., О.В. Крылов, А.А. Тарасенко // Георесурсы, 2019. — Т. 21. — № 2. — С. 13–30.
4. Губин И. А. Строение кембрийских отложений Вилюйской гемисинеклизы по результатам комплексного анализа данных бурения и сейсморазведки / И. А. Губин, А. Э. Конторович, И. В. Коровников, Т. М. Парфенова // Геология и геофизика. — 2021. — Т. 62. — № 8. — С. 1115–1131.
5. Бахтуров С. Ф. Куонамская битуминозная карбонатно-сланцевая формация / С.Ф. Бахтуров, В.М. Евтушенко, В.С. Переладов — Новосибирск: Наука, 1988. — 160 с.
6. Баженова Т.К. Органическая геохимия палеозоя и допалеозоя Сибирской платформы и прогноз нефтегазоносности / Т.К. Баженова, С.Н. Белецкая, Л.С. Беляева и др. — Л.: Недра, 1981. 211 с.
7. Добрецов Н.Л. Глобальная геодинамическая эволюция Земли и глобальные геологические модели / Н.Л. Добрецов // Геология и геофизика. — 2010. — Т. 51. — № 6. — С. 761–784.
8. Добрецов Н.Л. Взаимодействие тектоники плит и тектоники плюмов: вероятные модели и типичные примеры / Н.Л. Добрецов // Геология и геофизика. — 2020. — Т. 61. — № 5–6. — С. 617–647.
9. Сафронов П. И. Историко-геологическое моделирование нефтегазообразования в осадочном чехле Вилюйской гемисинеклизы / П.И. Сафронов, Л.М. Бурштейн, И. А. Губин, Б.Л. Никитенко, И. В. Коровников // «Новые вызовы фундаментальной и прикладной геологии нефти и газа — XXI век» Всероссийская научная конференция с участием иностранных ученых, посвященной 150-летию академика АН СССР И. М. Губкина и 110-летию академика АН СССР и РАН А. А. Трофимука: материалы конференции. — г. Новосибирск, 2021. — С. 179–181.

УДК 550.42

DOI 10.25205/978-5-4437-1312-0-245-246

## Анализ состава экстракта угля из микронавесок

Я. Д. Сенникова<sup>1</sup>, Д. А. Бушнев<sup>2</sup>

<sup>1</sup> Сыктывкарский государственный университет им. П. Сорокина, Сыктывкар

<sup>2</sup> Институт геологии им. Н. П. Юшкина ФИЦ Коми НЦ УрО РАН, Сыктывкар

**Аннотация.** Опробован метод получения экстрактов из микронавесок угля. В качестве оптимального растворителя предложен хлористый метилен. Воспроизводимость метода оценивается как хорошая или отличная. Метод перспективен для исследования отдельных фрагментов ископаемых растений

**Ключевые слова:** углеводороды-биомаркеры, уголь, микронавески, экстракция

## Analysis of the composition of coal extract from micro-samples

Ya. D. Sennikova<sup>1</sup>, D. A. Bushnev<sup>2</sup>

<sup>1</sup> Pitirim Sorokin Syktyvkar State University, Syktyvkar

<sup>2</sup> Institute of Geology of Komi Science Centre of the Ural Branch  
of the Russian Academy of Sciences, Syktyvkar

**Abstract.** The method for obtaining extracts from coal micro-samples was tested. Methylene chloride was proposed as the optimal solvent. The reproducibility of the method is rated as good or excellent. The method is promising for the study of individual fragments of fossil plants

**Key words:** biomarker-hydrocarbons, coal, micro-sample, extraction

### Введение

Уголь — относится к твёрдым горючим ископаемым и представляет собой осадочную горную породу, образовавшуюся из отмерших растений в результате их биохимических, физико-химических и физических изменений.

Геохимики, изучающие ископаемое органическое вещество, свой наибольший интерес проявляют к углеводородам биомаркерам — углеводородам, унаследовавшим структуру углеводородного скелета, а иногда и стехиометрическую ориентацию хирального атома, характерную для биологических предшественников. Данные углеводороды используют для установления состава исходной биомассы ископаемых углей, выяснения условий накопления, степени метаморфизма органического вещества.

Основным методом извлечения углеводородов из угля для их последующего анализа методами ГЖХ и ХМС является экстракция органическими растворителями. Наиболее широко в отечественной практике применяют экстракцию хлороформом в аппарате Сокслета. Этот метод требует довольно высоких навесок угля — 50–100 г и неприменим для микроколичеств, когда навеска пробы измеряется миллиграммами. Целями работы являются проверка возмож-

ности выполнения анализа углеводородного состава экстракта из углей при навеске пробы до 100 мг и выбор оптимального растворителя.

Наиболее простым способом экстрагирования является метод настаивания. Достоинством этого способа является простота метода и оборудования. У этого способа есть также недостатки: 1) неполнота экстракции действующих веществ; 2) большая продолжительность процесса. Тем не менее, можно предполагать, что именно использование такого способа наилучшим образом отвечает работе именно с минимальным количеством образца.

### **Объект и методы исследования**

Сначала взвешивают на электронных аналитических весах пустые виалы, массу виал записывают. Далее растёртый в ступке образец помещают в виалу и взвешивают, массу виалы и пробы записывают. Массу пробы определяют по разнице между массой виалы с пробой и массой пустой виалы. В виалу с пробой добавляют 1,5 см<sup>3</sup> растворителя. Закрывают крышкой, оставляют в тёмном месте на неделю. После того как прошла экстракция, с помощью пипетки отбирают 1 см<sup>3</sup> растворителя из виалы с пробой и помещают его в стаканчик для взвешивания. После полного испарения растворителя стаканчик для взвешивания промывают 0,15 см<sup>3</sup> чистого *n*-гексана, пипеткой переносят, помещают в виалу с вкладышем для ограничения объёма. Закрывают крышкой и далее анализируют методом ГЖХ и ХМС.

### **Результаты**

Было проведено две серии экспериментов.

Первая серия опытов была осуществлена с одним образцом угля — Л-3. Были выбраны разные навески и один растворитель — *n*-гексан. Анализ экстрактов методом ГЖХ показал отличную корреляцию между площадями пиков *n*-C<sub>17</sub> и пристана с массой навески. R<sup>2</sup> более 0.99.

Вторая серия была осуществлена с углём Неченского месторождения. Навески в этой серии были одинаковы, но для экстракции были применены разные растворители. Это *n*-гексан, бензол, хлористый метилен, хлороформ. В данной серии для исследования эффективности экстрагирования были выбраны *n*-C<sub>25</sub> и кислородсодержащий дитерпеноид *сигуоль* имеющий абиетановый углеродный скелет, ароматическое кольцо С, кето- и гидроксильную группу. Показано, что перевод в экстракт терпеноида по отношению к *n*-алкану увеличивается в ряду: *n*-гексан, бензол, хлористый метилен, хлороформ. Хлористый метилен в наибольшей мере отвечает требованиям к экстрагентам, так как менее токсичен и легче испаряется.

### **Заключение**

Таким образом, продемонстрирована потенциальная возможность использования для анализа углеводородного состава экстрактов ископаемых углей микронавесок образца. Предложен оптимальный с точки зрения эффективности экстракции, удобства в работе и минимальной токсичности растворитель — хлористый метилен.

УДК 553.98

DOI 10.25205/978-5-4437-1312-0-247-250

**Органическое вещество донных осадков северо-восточной  
и северной частей Баренцевоморского шельфа  
(по результатам экспедиций TTR-19 и TTR-20)**

Л. Ю. Сигачева, Э. И. Валиева, О. Н. Видищева,  
А. А. Богданов, Е. М. Дралина, Е. Н. Полудеткина, Г. Г. Ахманов

Московский государственный университет им. М. В. Ломоносова, Москва

**Аннотация.** На сегодняшний день Баренцевоморский нефтегазоносный бассейн является одним из наиболее перспективных бассейнов Арктического шельфа, что обосновывает целесообразность проведения в данном регионе комплексных геолого-геохимических исследований. Данная работа посвящена изучению органического вещества донных осадков, отобранных в ходе геолого-геофизических экспедиций TTR-19 (июль-август 2020 г.) и TTR-20 (август-сентябрь 2021 г.) на НИС «Академик Николай Страхов» в северо-восточную и северную части Баренцева моря соответственно.

**Ключевые слова:** донные осадки, органическое вещество, углеводороды, Арктика, Баренцево море

**Organic matter of bottom sediments in the northeastern  
and northern parts of the Barents Sea shelf (based on the results  
of expeditions TTR-19 and TTR-20)**

L. Sigacheva, O. Vidischeva, E. Valieva, A. Bogdanov,  
E. Dralina, E. Poludetkina, G. Akhmanov

Lomonosov Moscow State University, Moscow

**Abstract.** At the present time the Barents Sea oil and gas basin is one of the most perspective basins of the Arctic shelf, which justifies the expediency of conducting complex geological and geochemical research in this region. This work is devoted to the study of organic matter from bottom sediments sampled during the complex geological and geophysical expeditions TTR-19 (July-August 2020) and TTR-20 (August-September 2021) on the R/V Akademik Nikolay Strakhov to the northeastern and the northern part of the Barents Sea, respectively.

**Key words:** bottom sediments, organic matter, hydrocarbons, Arctic, Barents Sea

**Введение**

В качестве «прямых» методов поиска месторождений углеводородных (УВ) флюидов хорошо зарекомендовали себя геохимические методы. В их основе лежат представления об субвертикальном диффузно-фильтрационном перемещении УВ к дневной поверхности, т.н.



«дыхании Земли». В результате в приповерхностном слое над залежью образуются поля аномальных концентраций УВ. Наиболее миграционно-способными являются УВ газы — метан и его ближайшие гомологи, а также легкие жидкие УВ, в то время как тяжелые смолисто-асфальтеновые компоненты характеризуют сингенетичное органическое вещество (ОВ) донных осадков [1]. Целью геохимических методов, наряду с выявлением аномальных концентраций битумоидов в морских отложениях, является установление генезиса ОВ.

### Методы исследования

Отбор проб донных отложений выполнялся с борта судна гравитационным пробоотборником длиной 3 м и внутренним диаметром 120 мм. Из каждой поднятой на борт станции отбирались участки по 10 см с интервалом 20 см для дальнейших геохимических исследований ОВ, выполненных в лаборатории органической геохимии МГУ им. М.В. Ломоносова. Люминесцентно-битуминологический анализ (ЛБА), относящийся к экспресс-методам и носящий полуколичественный-полукачественный характер, проводился по методике [2]. Пиролитический анализ, который в последнее время все чаще применяется для характеристики ОВ морских отложений, был выполнен на приборе Rock-Eval 6 по методике [3]. Извлечение битумоидов из предварительно подробленных до порошкообразного состояния образцов производилось с помощью хлороформенной экстракции по методике [4, 5]. Газовая хроматография — масс-спектрометрия (GC-MS) насыщенной и ароматической фракций хлороформенных экстрактов была выполнена на газовом хроматографе Agilent 7890 В, оснащенном масс-спектрометрическим детектором 5977 А с источником электронной ионизации и устройством для автоматического отбора жидких проб.

### Результаты

ЛБА северо-восточной и северной части Баренцева моря был для выполнен для 640 образцов. Концентрация битумоида в осадках варьирует от 0,00016 до 0,32 %. Средняя концентрация составляет 0,0025 %, при этом образцы из северной части характеризуются большей концентрацией битумоида в осадках. Для большей части проанализированных экстрактов свойственно наличие смолисто-маслянистой компоненты. Легкая составляющая битумоида, свидетельствующая о миграции нефтяных УВ из нижележащих толщ к поверхности, зафиксирована в 10 % образцов в северо-западной части и в 20 % образцов северной части. И концентрация битумоида, и его тип, имеют хаотичное распределение как по площади, так и по разрезу станций, и не контролируются литологическим типом вмещающих отложений.

Методом Rock-Eval было проанализировано 83 образца донных осадков. По результатам пиролитических исследований образцы характеризуются содержаниями ТОС от 0,34 до 2,91 %. Содержание свободных и сорбированных УВ ( $S_1$ ) крайне низкое — в большинстве образцов <0,1, максимальное значение — 1,03 мг УВ/г породы. Прямой связи между значениями ТОС и  $S_1$  не установлено.

Относительно повышенные концентрации  $S_1$  и ТОС соответствуют алевроитовым глинам морского происхождения с включениями Rogonophora и гидротроилита. В более плотных морских глинах, а также в ледниково-морских и ледниковых отложениях, содержание легких УВ и ТОС уменьшается. В целом, по пиролитическим данным наблюдается уменьшение свободных битумоидов вниз по разрезу.

Среднее значение  $T_{max}$  в изученных образцах = 422 °С, что соответствует незрелому современному ОВ донных осадков.

Хлороформенная экстракция свободных битумоидов была выполнена для 28 образцов из северо-восточной части Баренцева моря. Доля битумоида в ОВ или степень битуминизации  $\beta$  (битумоидный коэффициент  $\beta = \text{ХБА} * 100 / \text{ГОС}$ ) для большей части образцов составляет 0,4–3 %, максимально достигая 14,2 %. Для большей части образцов наблюдается закономерность Успенского-Вассоевича, с отклонением от неё шести образцов. В них же, на фоне повышенного выхода хлороформного экстракта наблюдается относительно низкое содержание асфальтенов, что может говорить о наличии миграционной составляющей в данных образцах. Также стоит отметить, что в экстракте наблюдалось большое количество элементной серы, что характерно для современных осадков.

Хромато-масс-спектрометрические исследования показали, что большинство образцов имеет распределение соединений характерное для современного ОВ. В растворимой части ОВ осадков были идентифицированы *n*-алканы состава  $C_{12}$ - $C_{38}$ . В целом, среди *n*-алканов наблюдается превалирование *n*-алканов с нечетным числом атомов углерода в молекуле состава  $n$ - $C_{23}$ ,  $n$ - $C_{25}$ ,  $n$ - $C_{27}$ ,  $n$ - $C_{29}$ ,  $n$ - $C_{31}$  с максимумом на  $C_{25}$  (СРІ варьирует от 1,47 до 2,18). Отношение регулярных изопренанов пристана к фитану (Pr/Ph) меньше единицы, что указывает на сильно восстановительную обстановку осадконакопления.

По геохимическим параметрам, характеризующими уровень термической зрелости ОВ (распределению УВ гопанового, стеранового ряда и ароматических УВ), большинство образцов характеризуется низкой зрелостью, характерной для современного ОВ. Однако выделяется ряд образцов с повышенными значениями коэффициентов зрелости, характерных для миграционного ОВ, что может указывать на наличие эпигенетичной составляющей в донных отложениях.

### **Заключение**

Таким образом, в результате комплексных геохимических исследований ОВ донных отложений северо-восточной части Баренцева моря был выделен ряд станций, в которых можно предположить наличие миграционной составляющей. Следовательно, есть основания полагать, что в пределах района исследований происходит современная разгрузка УВ флюидов на поверхность морского дна.

Люминесцентно-битуминологический и пиролитический анализы показали, что для донных отложений северного сектора Баренцева моря характерны значительно большие концентрации свободных УВ флюидов, чем для донных отложений северо-восточной части Баренцевоморского шельфа. Также наблюдается относительное облегчение их состава, что является важным критерием при поиске зон фокусированной флюидоразгрузки. Для детального изучения ОВ донных отложений северной части Баренцева моря планируется проведение дальнейших геохимических исследований, в частности, хроматографического и хромато-масс-спектрометрического анализов.

### **Список литературы**

1. Бодровский О. К. Органическое вещество морских и океанических осадков в стадию раннего диагенеза. Москва: Наука, 1974. 104 с.
2. Баранова Т. Э., Ильина А. А., Фроловская В. Н. Руководство по методике люминесцентно-битуминологических исследований. Ленинград: Недра, 1966. 112 с.
3. Espitalie J., Bordenave M. L. Rock-Eval pyrolysis // Applied Petroleum Geochemistry. Technip ed. 1993. P. 237–361.

4. Mueller E., Philp R. P. (1998). Extraction of high molecular weight hydrocarbons from source rocks: an example from the Green River Formation, Uinta Basin, Utah. *Organic Geochemistry*, 28(9–10), pp. 625–631. [https://doi.org/10.1016/S0146-6380\(98\)00031-X](https://doi.org/10.1016/S0146-6380(98)00031-X)

5. Murphy M. T. J. (1969) Analytical methods. *Organic Geochemistry*, pp. 74–88. [https://doi.org/10.1007/978-3-642-87734-6\\_3](https://doi.org/10.1007/978-3-642-87734-6_3)

УДК 550.4

DOI 10.25205/978-5-4437-1312-0-251-254

## **Анализ молекулярного состава нефтей продуктивных отложений пермской системы Нижнекармальского и Подлесного месторождений**

Р. М. Сиразиева, А. Р. Минсафин,  
Е. В. Морозова, А. Н. Мухамедьярова, Р. А. Мударисова

Институт геологии и нефтегазовых технологий  
Казанского федерального университета, Казань

**Аннотация.** В настоящее время разработка месторождений тяжелых нефтей и природных битумов является одной из приоритетных задач. Изучение молекулярного состава нефтей помогает решить вопросы, связанные с выбором метода разработки нефти, ее экономической ценности и дальнейшей перспективой переработки. Приведены результаты хромато-масс-спектрометрических исследований образцов свехвязких нефтей Нижне-Кармальского месторождения и Подлесного поднятия. Особенности молекулярного состава и распределения углеводородов показало, что их источником является сапропелевое органическое вещество, изменяемое восстановительными условиями накопления и преобразования осадков, определенным температурным воздействием и присутствием биологического окисления.

**Ключевые слова:** углеводороды-биомаркеры, органическое вещество, условия осадконакопления, катагенетическая зрелость, биодегградация

## **Analysis of the molecular composition of oils from productive deposits of the Permian system of the Nizhnekarmal'sky and Podlesnoye fields**

R. M. Sirazieva, A. R. Minsafin, E. V. Morozova,  
A. N. Mukhamed'yarova, R. A. Mudarisova

Institute of Geology and Petroleum Technologies KFU, Kazan

**Abstract.** Deposit development of heavy oils and natural bitumen is one of the priority tasks of geology. The study of the oil molecular composition helps to choose the method of oil development, its economic value and further perspectives for processing. The results of GCMS studies of super-viscous oil from the Nizhne-Karmal'sky and Podlesnoe oilfields are presented. Characteristics of hydrocarbon composition and distribution are shown that samples input was sapropelic organic matter, which was changed by the reducing accumulation and transformation conditions of sediments, a certain mature and the biological oxidation.

**Key words:** biomarkers, organic matter, sedimentation conditions, catagenetic maturity, biodegradation

### **Введение**

В условиях истощения запасов легкой нефти все большее внимание обращается на альтернативные источники, в том числе на залежи высоковязких нефтей. Все углеводороды, вхо-

---

\* Работа выполнена при поддержке Минобрнауки РФ в рамках соглашения № 075-15-2020-931.

© Р. М. Сиразиева, А. Р. Минсафин, Е. В. Морозова, А. Н. Мухамедьярова, Р. А. Мударисова, 2022

дящие в состав нефти, делятся на два типа: преобразованные и реликтовые, или биомаркеры. Биомаркеры — углеводороды, сохранившие черты строения исходных биоорганических молекул [1]. Распределение углеводородов-биомаркеров используется для идентификации условий осадконакопления, оценки катагенетической зрелости, определения наличия влияния бактериальной деградации на углеводороды. Понимание процессов, происходящих с флюидами до и после попадания в коллектор и влияющих на их молекулярный состав, способствует более эффективному освоению подобных ресурсов. В данной работе представлен анализ молекулярного состава нефтей продуктивных отложений шешминского горизонта пермской системы Нижне-Кармальского месторождения и Подлесного поднятия.

### Объекты и методы исследования

Материалом исследования послужили 15 проб нефтей Нижне-Кармальского месторождения и 17 проб нефтей Подлесного поднятия. В стратиграфическом плане образцы приурочены к уфимскому ярусу ( $P_1u$ ) приуральскому отделу пермской системы, в пределах исследуемой территории представленному шешминским горизонтом ( $P_1u-ss$ ).

Насыщенные и ароматические фракции нефтей, выделенные посредством SARA-анализа, были исследованы на молекулярном уровне по биомаркерным параметрам с помощью хроматомасс-спектрометрической системы, включающей газовый хроматограф «Хроматэк-Кристалл 5000» с масс-селективным детектором ISQ LT Single Quadrupole (Thermo Fisher Scientific, США).

### Результаты

В насыщенной фракции были идентифицированы *n*-алканы состава  $C_{10}-C_{38}$ , которые характеризуются распределением с преобладанием в области  $n-C_{14}-n-C_{19}$ . Затем наблюдается уменьшение содержания высокомолекулярных алканов. Данные закономерности характерны для обеих площадей исследования с единственным отличием, что в образцах Подлесного поднятия в ряде случаев затруднена идентификация высокомолекулярных алканов в связи с их низкой интенсивностью. Значения  $Pr/Ph$  ( $Pr$  — пристан,  $Ph$  — фитан) в исследуемых образцах изменяется в пределах 0,49–0,70 для Подлесного поднятия и Нижне-Кармальского месторождения, что говорит о преобладании фитана, характеризующего исходное органическое вещество (ОВ) морского происхождения. Средние значения коэффициента нечетности  $CPI$  для всех образцов больше 1, что характеризует нефть как зрелую. Показатели  $Pr/n-C_{17}$  и  $Ph/n-C_{18}$  характеризуются большими значениями (1,47–80,83 для Нижне-Кармальского и 22,02–111,52 для Подлесного поднятий), что говорит о влиянии бактериальной деградации. Проследить наличие бактериальной деградации также помогает отношение 4/1-МДБТ (МДБТ — метилдибензотиофен), значения которого варьируются в пределах 0,50–1,40 для Нижне-Кармальского месторождения и 1,05–2,51 для Подлесного поднятия [3]. Стоит отметить, что в образцах Подлесного поднятия наблюдается более сильная биодеградация.

Распределение терпанов в породах указывает на то, что во время осаждения ОВ преобладали морские обстановки осадконакопления ( $H_{31}R/H_{30} > 0.25$ ) [2]. При этом низкие значения индекса  $H_{33}/H_{34}$  могут быть обусловлены интенсивной окислительной деградацией в гипергенезе. Показатели термальной зрелости указывают на то, что отложения достигли стадии мезокатагенеза (рис. 1).

Основываясь на распределении стеранов можно сделать выводы о фациально-генетических условиях осадконакопления и уровне термальной зрелости. На рис. 2, а представлена тригонограмма стеранов  $C_{27}-C_{29}$ . Распределения их значений коррелируются с ранее сделанными

ми заключениями о морском происхождении ОВ. Показатели термической зрелости стеранов (рис. 2, б) и средние значения метилфенантренового индекса (МПИ) равные 0,8 также подтверждают полученные на основании распределения терпанов выводы.

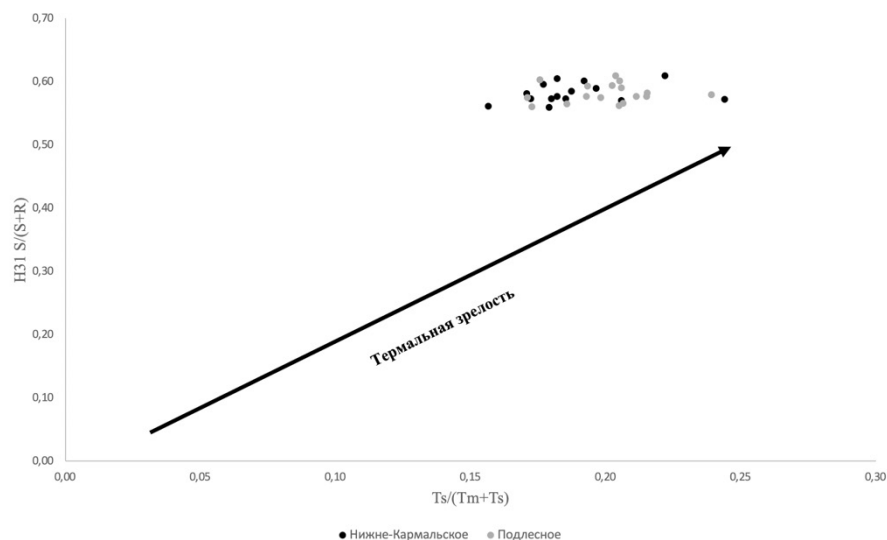


Рис. 1. Диаграмма распределения терпановых показателей термальной зрелости в образцах

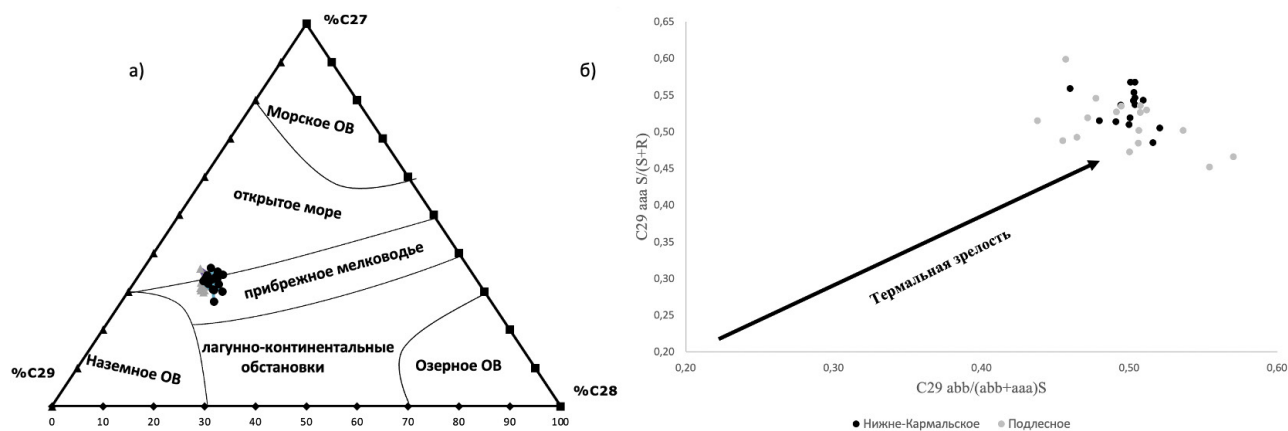


Рис. 2. Диаграмма распределения стерановых показателей, характеризующих: (а) фациально-генетические условия осадконакопления; (б) термальную зрелость

### Заключение

Исследуемые образцы двух месторождений, стратиграфически приуроченных к одному продуктивному горизонту, имеют схожие параметры молекулярного состава нефти и коррелируют между собой. Исходное ОВ нефтей — сапропелевое, накопление которого протекало в восстановительной обстановке. Зрелость нефтей, установленная по стерановым и гопановым коэффициентам, соответствует стадии мезокатагенеза. В образцах прослеживается влияние бактериальной деградации на молекулярный состав, в значительной степени это проявляется в образцах Подлесного поднятия.

### **Список литературы**

1. Ал. А. Петров, Углеводороды нефти. — М.: Наука, 1984. — 264 с.
2. Peters K., Walters C., Moldowan, J. The Biomarker Guide: Biomarkers and isotopes in petroleum systems and Earth history, Vol. 2, 2nd edition — Cambridge university press, New York, 2005 — P. 698
3. Гордадзе Г.Н., Гируц М.В., Кошелев В.Н., Органическая геохимия углеводородов: Учебное пособие для вузов: В 2 кн. М.: Российский государственный университет нефти и газа И.М. Губкина, 2013. — Кн. 2. — 303 с.

УДК 550.4

DOI 10.25205/978-5-4437-1312-0-255-258

## **Проблемы при использовании понятия «зрелость» для органического вещества кремнисты и карбонатных пород**

М. Б. Смирнов, Н. А. Ванюкова

Институт нефтехимического синтеза им. А. В. Топчиева РАН, Москва

**Аннотация.** Корреляционным анализом изучено, насколько разные критерии зрелости отражают степень приближения к состоянию химического равновесия ОВ как целого. Анализировали ОВ из карбонатных и кремнистых пород доманика северных и центральных районов Волго-Урала. Рассмотрены взаимосвязи показателей зрелости, в основе которых лежат однотипные реакции. Установлено, что лишь для одного параметра из всех зрелость может быть фактором, определяющим его значение. Показано, что понятие «зрелость» в лучшем случае применимо только при грубом разбиении проб ОВ с шагом по любому параметру, соответствующему хотя бы десятикратному его изменению.

**Ключевые слова:** Волго-Уральский бассейн, Южно-Татарский свод, Камско-Бельскоя впадина, Мухано-Ероховский прогиб, доманиковая формация, зрелость органического вещества, критерии зрелости органического вещества.

## **Problems in using the term «maturity» for organic matter of siliceous and carbonate rocks**

M. B. Smirnov, N. A. Vanyukova

Institute of Petrochemical Synthesis,  
Russian Academy of Sciences, A.V. Topchiev RAS, Moscow

**Abstract.** Correlation analysis examined how different maturity criteria reflect the degree of approach to the state of chemical equilibrium of OM as a whole. We analyzed OM from carbonate and siliceous rocks of the northern and central regions of the Volga-Urals. The interrelations of only those indicators of maturity, which are based on the same type of reactions, are considered. It has been established that for only one parameter out of all, maturity can be a factor that determines its value. It is shown that the concept of “maturity” is at best applicable only for a rough split of OM samples with a step in any parameter corresponding to at least a tenfold change in it.

**Key words:** Volga-Ural basin, South Tatar arch, Kama-Belskoy depression, Mukhano-Erokhov trough, Domanik formation, maturity of organic matter, criteria for maturity of organic matter.

Одним из ключевых в органической геохимии является понятие зрелости органического вещества (ОВ), под которым понимают степень его приближения к состоянию химического равновесия [1, 2]. Если проводить грубое разделение ОВ по степени зрелости, выделяя 3–4 его

---

\* Работа выполнена в рамках Государственного задания ИНХС РАН.

© М. Б. Смирнов, Н. А. Ванюкова, 2022



степени, то проблемы с использованием этого понятия не возникает. Однако неясно, насколько оно работоспособно при более тонкой дифференциации ОВ. Так что закономерен, например, такой вопрос: можно ли говорить, что ОВ в целом более зрелое в образце, у которого дибензотиофеновый индекс равен 2 по сравнению с образцом, где он равен 1? Кроме того, в основе всех молекулярных параметров, по которым определяют степень зрелости ОВ, лежат определенные химические реакции. Поскольку же в геохимии время, характерное для химических превращений ОВ, много больше рассматриваемого в химии, в качестве катализаторов могут выступать соединения, которые органической химии не рассматривают в таком качестве и имеющие специфическую каталитическую активность.

Таким образом, правомерна следующая постановка задачи: выяснить, в какой степени разные критерии зрелости действительно отражают степень приближения к состоянию химического равновесия ОВ как целого хотя бы для групп критериев, основанных на реакциях одного типа (например, основанных на реакциях деструкции С-С-связи).

Проведен хроматомасс-спектральный анализ более 100 образцов ОВ карбонатных, карбонатно-кремнистых, кремнисто-карбонатных и кремнистых пород доманиковых отложений северных и центральных районов Волго-Урала. Максимальное содержание глиен — 6 %, типичное — 3–4 %. Рассчитаны 24 параметра, которые в той или иной степени полагают зависящими от зрелости ОВ, причем анализировали как часто, так и редко используемые величины [2, 3]. Набор дополнен параметрами, которые ранее не использовали, но имеющими не менее надежное обоснование, что прочие. Параметры разбиты на 4 группы по числу типов реакций, лежащих в их основе: разрыва С-С-связей, кислотной изомеризации насыщенных углеводородов, изомеризации ароматических соединений и дегидрирования (ароматизации). В каждой группе вычислены все парные коэффициенты корреляции Спирмена и их уровни значимости [4, 5]. Дан анализ того, как применительно к решаемой задаче корректно использовать математический аппарат, а также качественная интерпретация получаемых результатов. Обобщенные результаты с разбиением на группы по величине коэффициента корреляции и уровню значимости (УЗ) приведены в таблице.

**Число коэффициентов корреляции (по модулю), имеющих значения в определенных диапазонах для параметров, определяемых реакциями из одной группы**

Типы реакций в основе параметров зрелости	Интервалы значений $ r_s $					Всего
	0,8–0,9	0,6 — <0,8	УЗ меньше $1,5 \cdot 10^{-4}$ — <0,6	УЗ* $<= 0,01 - 1,5 \cdot 10^{-4}$	УЗ > 0,01	
Разрыв С-С-связей	7	18	7	2	2	36
Изомеризация насыщенных углеводородов	0	1	0	0	5	6
Изомеризация ароматики	0	3	2	2	21	28
Дегидрирование и прочие	1	2	5	2	5	15
Общий итог	8	24	14	6	33	85

\*/ УЗ — уровень значимости корреляции.

Ни один из 85 коэффициентов корреляции не попал в область значений, характерных для функциональной зависимости ( $>0.95$  по модулю). Наибольшее по абсолютной величине значение равно 0.87. Следовательно, лишь для одного параметра зрелость может быть доминирующим фактором, определяющим его значение. Для остальных возможны два варианта. Один — даже в пределах реакций одного типа соотношения скоростей различаются достаточно сильно, так что говорить об общем приближении к состоянию химического равновесия нельзя. Второй — на величины практически всех параметров влияет по несколько сопоставимых по значению факторов, относительно которых ничего не известно. Обсуждаемые же реакции — лишь один из таких факторов.

В наибольшей степени связаны между собой параметры, в основе которых лежат реакции разрыва С-С-связей. Из 8 коэффициентов корреляции, попадающих в интервал 0.8–0.9 7 — из этой группы (табл.). Пар же параметров, либо взаимно независимых, либо с  $|r_s|$  из зоны неопределенности ( $УЗ = 0.01-1.5 \cdot 10^{-4}$ ) 4. Показано, что внутри этой группы реакций есть минимум две подгруппы, для которых скорости реакций практически не связаны между собой. Первая — распад насыщенных полициклических биомаркеров. Вторая — отрыв многоатомных заместителей в ароматических углеводородах. Глубина протекания реакций разрыва С-С-связей в большей степени сказывается на параметрах  $K_i$  и  $C_{21}/\Sigma C_{27-29}$  (стераны), хотя и для них не относится к категории особо значимых. Из абсолютных концентраций полициклических биомаркеров содержание хейлантанов в малой степени зависит от глубины протекания реакций их распада, а в основном контролируется составом исходного вещества.

Из коэффициентов корреляции между параметрами, основанными на реакциях изомеризации насыщенных полициклических систем, значим только один — между  $C_{27}$ , диа/рег и  $T_s/T_m$ . Величина  $r_s$  соответствует ситуации, когда фактор, по которому параметры связаны между собой, в существенной степени влияет на величины обоих параметров, но не является одним из основных. Полный анализ данных показал, что хотя бы один из этих параметров (скорее всего —  $C_{27}$ , диа/рег) определяется, в соответствии с [1] и опровергая представления в [2], реакцией изомеризации регулярных структур в диа-изомеры на стадии, когда сохранены двойные С=С-связи. Изомеризация насыщенных соединений в формировании наблюдаемого состава имеет подчиненное значение.

Среди параметров, в основе которых лежат реакции изомеризации ароматических соединений, отсутствуют пары, для которых  $|r_s| = 0.8-0.9$ ; максимум  $|r_s| = 0.63$ . Из этих параметров только два могут отражать глубину протекания такого типа реакций: дибензотиофеновый индекс и отношение 1,2,8-триметилфенантрена к суммарному содержанию прочих триметилфенантронов. Прочие или мало информативны для изученных образцов, или определяются, в основном, особенностям состава исходного ОВ.

Для четвертой группы параметров установлено, что предложенное в [3] отношение 1,1,7,8-тетраметил-1,2,3,4-тетрагидрофенантрена (ТГФТ) к 1,2,8-триметилфенантрону как характеристика глубины реакций дегидрирования, строго говоря, таковым не является, поскольку 1,2,8-триметилфенантрен не является конечным продуктом превращения ТГФТ а, скорее всего, изомеризуется в более термодинамически устойчивые триметилфенантроны. Более корректно (по крайней мере, в пределах одной формации) анализировать абсолютную концентрацию во фракции ароматических соединений исходного ТГТФ.

Показано, что даже при наибольших коэффициентах корреляции при одинаковых значениях одного параметра разница между образцами по значению второго в типичных случаях трех-пятикратная; наибольшая — десятикратная. То есть понятие «зрелость» в лучшем случае применимо только при грубом разбиении проб ОВ с шагом по любому параметру, соответ-

ствующему хотя бы десятикратному его изменению. Для детальной характеристики следует использовать термин «зрелость» с указанием параметра, по которому она определена.

### Список литературы

1. Петров Ал.А. Углеводороды нефти. М., Наука, 1984. — 263 с.
2. Peters K. E., Walters C. C., Moldovan J. M. The Biomarker Guide Second edition. Biomarkers and Isotopes in Petroleum Systems and Earth History. — Cambridge University Press, 2005–1029 p.
3. Бурдельная Н. С., Бушнев Д. А. Новый показатель зрелости в органическом веществе доманиковых отложений // Геология и геофизика. — 2021 — Т. 62 — №2. — С. 187–196.
4. Орлов А. И. Прикладная статистика. Учебник для вузов. М.: Издательство «Экзамен», 2007. — 672 с
5. Смирнов М. Б. Основы обработки экспериментальных данных. Курс лекций. Учебное пособие для химиков и геохимиков. ИНХС РАН. М, 2013. — 162 с. — [http://www.ips.ac.ru/images/stories/docs/Smirnov\\_part2.pdf](http://www.ips.ac.ru/images/stories/docs/Smirnov_part2.pdf) и [\\_part3.pdf](http://www.ips.ac.ru/images/stories/docs/Smirnov_part3.pdf).

УДК 352.378. 2(571.5)

DOI 10.25205/978-5-4437-1312-0-259-262

## **Нефтегазоматеринские породы — фактор нефтегазоносности Алдано-Майской впадины (юго-восток Сибирской платформы)**

П. Н. Соболев

Сибирский институт геологии, геофизики и минеральных ресурсов, Новосибирск

**Аннотация.** С учетом осадочно-миграционной теории нефтегазообразования, разработанной в 60–70-е годы прошлого века выдающимися учеными — Н.Б. Вассоевичем, С.Г. Неручевым и другими, критически рассмотрены имеющиеся представления о нефтегазоматеринских толщах (НГМТ) в разрезе Алдано-Майской впадины. Выполнено уточнение этих представлений и составлена схема нефтегазогеологического расчленения осадочного чехла впадины.

**Ключевые слова:** нефтегазоматеринские породы, рифейские отложения, Алдано-Майская впадина.

## **Oil and gas source rocks — the factor of the petroleum potential of the Aldan-Maya depression**

P. N. Sobolev

Siberian institute of geology, geophysics and mineral resources. Novosibirsk

**Abstract.** The article contains information about source rocks of the Aldan-Maya depression. The main oil and gas bearing complexes of the Aldan-Maya depression has been predicted with regard to the new geochemical data

**Key words:** Oil source rocks, Riphean deposits, Aldan-Maya depression

Обязательным условием нефтегазоносности осадочных бассейнов является присутствие в разрезе нефтегазоматеринских толщ, претерпевших катагенетические преобразования, необходимые для развития процессов генерации и эмиграции УВ. В ходе многолетних тематических исследований сложились представления о таких толщах в регионе [1, 2, 3, 4, 5 и др.].

Анализ геологических условий распространения, геохимических показателей пород и данных глубокого бурения дают возможность уточнить эти представления. В разрезе Алдано-Майской впадины можно выделить следующие основные НГМТ.

1. Верхняя подсвита мускельской свиты среднего рифея на севере впадины
2. Верхняя подсвита малгинской свиты среднего рифея на юге впадины
3. Прослойки аргиллитов и алевролитов, относительно обогащенных РОВ, в составе лахандинской и уйской серий верхнего рифея.
4. Кембрийские доманикоидные отложения иниканской свиты.

Далее можно рассмотреть эти толщи с позиций их возможностей для обеспечения скоплений УВ в пределах Алдано-Майской впадины.

Верхняя подсвита малгинской свиты рассматривается в качестве основной НГМТ [4, 5, 6 и др.]. Имеющиеся данные свидетельствуют о хорошем качестве и высоком потенциале РОВ этой толщи. Надо отметить, что представления о потенциале этих отложений сложились в районе южной периклинали впадины, где они были доступны в естественных обнажениях. В то же время геологические данные по остальной части впадины свидетельствуют об отсутствии в составе малгинской свиты отложений, обогащенных РОВ. По существу, вся малгинская свита представлена пестроцветными известняками с концентрациями органического углерода в первые сотые доли процента на породу. Таким образом, область распространения доманикоидных пород — это только краевая южная часть впадины, поэтому вряд ли можно связывать перспективы нефтегазоносности Алдано-Майской впадины за счет потенциала малгинской свиты.

Верхняя подсвита мускельской свиты. В северной части Алдано-Майской впадины имеется еще одна толща, которая до настоящего времени не попадала в поле зрения геохимиков. Это верхняя подсвита мускельской свиты среднего рифея. По геологической съемке толща сложена темно-серыми, до черных аргиллитами, алевролитами мощностью до 200 м [7]. По имеющимся данным концентрации Сорг в аргиллитах достигают 0,80 %. Очевидно, что РОВ этих пород подвергались интенсивному катагенезу из-за влияния шарьяжных дислокаций. Вероятно, что исходный потенциал таких пород был близок к потенциалу доманикоидов, что дает основание для прогноза этой толщи в качестве нефтегазопроизводившей.

В составе отложений лахандинской и уйской серий верхнего рифея встречаются глинистые пласты, относительно обогащенные РОВ. В таких пластах доля органического углерода достигает 0,20–1,0 % и их можно отнести к нефтегазоматеринским породам с невысоким потенциалом. Можно ожидать, что подобные прослои в наибольшей степени распространены в центральной части впадины. Такой прогноз находит подтверждение по результатам бурения Усть-Майской параметрической скважины 366. В разрезе установлена терригенно-карбонатная толща, залегающая ниже строматолитовых известняков игниканской свиты. Здесь присутствуют пачки черных аргиллитов с включениями пирита. Органический углерод в аргиллитах составляет 0,30–1,66 %. [8]. Мощности пачек составляют 30–45 м. Они выделяются в разрезе по повышенной радиоактивности, суммарным газопоказаниям. Авторами они оцениваются в качестве лучших нефтегазоматеринских пород в составе верхнего рифея.

Касаясь отложений иниканской свиты можно отметить, что на большей части площади Алдано-Майской впадины условия сохранности скоплений УВ, генерированных РОВ этих доманикитов, неблагоприятны. Исключение составляет северная часть впадины и, вероятно, прилегающие районы восточной части Предверхоаянского прогиба.

С учетом вышеприведенных данных составлена схема распространения основных НГМТ при нефтегазогеологическом расчленении осадочного чехла различных частей Алдано-Майской впадины (см. рисунок). Здесь же даны прогнозные типы ловушек для возможных нефтегазоносных комплексов различного состава и возраста.

Для северной части впадины наиболее вероятно присутствие скоплений УВ в зонах выклинивания песчаных пластов верхнего рифея, венда и карбонатов верхней части ципандинской свиты среднего рифея. Перспективность северной части Алдано-Майской впадины повышается за счет вероятного развития НГМП в верхней части мускельской свиты среднего рифея. Также здесь возможно присутствие массивов органогенно-обломочных образований среднекембрийского возраста.

В центральной части впадины в наиболее интересны антиклинальные структуры, сформированные под воздействием шарьяжно-надвиговых дислокаций Нелькано-Кыллахской

зоны. Примером может быть Мутулинское поднятие, прогнозируемое в приустьевой части р. Ханда [9]. Важно, что возраст воздействия надвиговых дислокаций, способствующих миграции флюидов сравнительно молодой (меловой) что улучшает условия сохранности скоплений УВ. Остаются также перспективы зон выклинивания песчаных пластами венда и верхнего рифея, карбонатов ципандинской свиты.

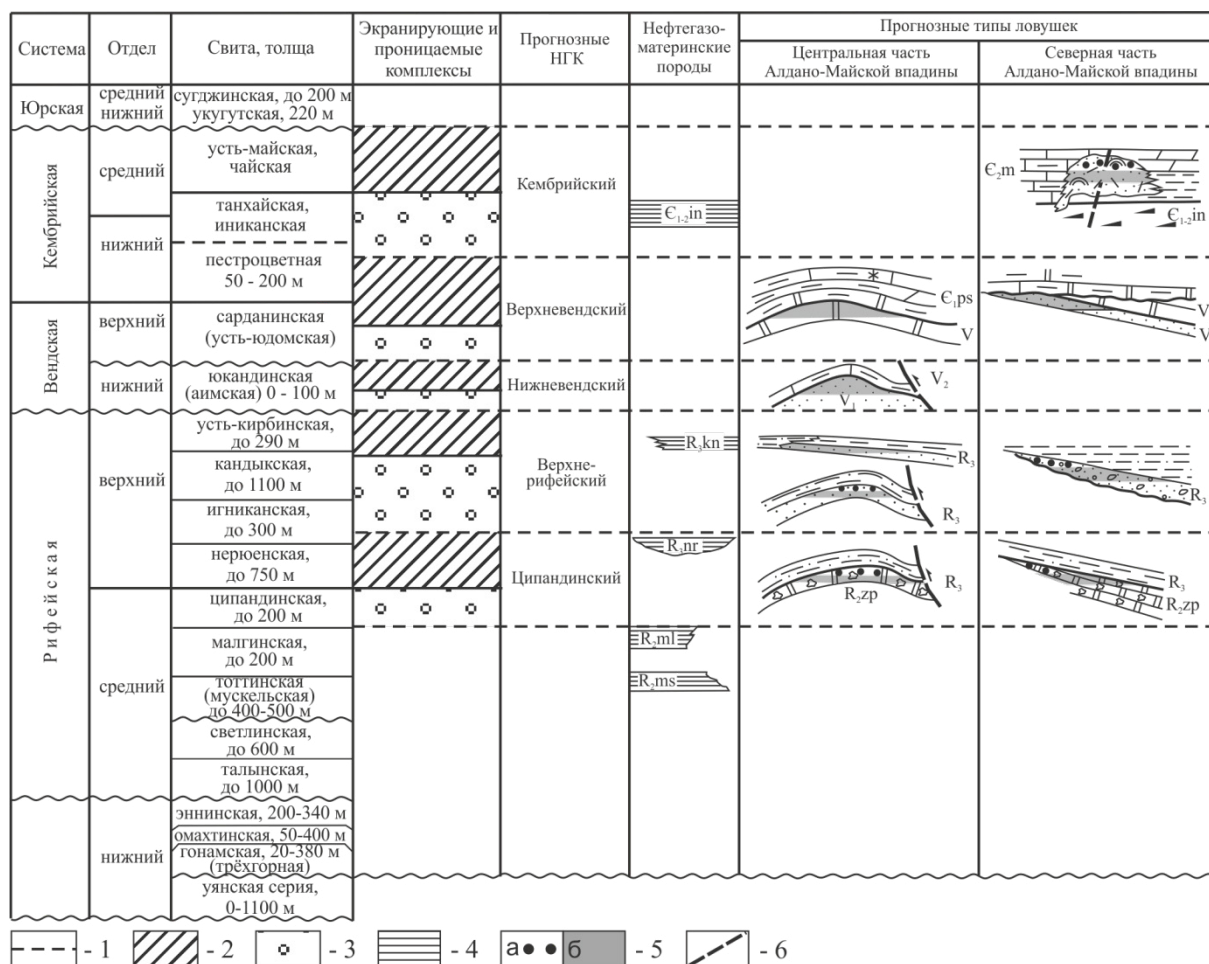


Схема нефтегазогеологического расчленения осадочного чехла и углеводородные системы Алдано-Майской впадины: 1 — границы прогнозных перспективных комплексов; 2 — экранирующая толща; 3 — проницаемая толща; 4 — нефтегазоматеринские породы; 5 — залежи: а — газа; б — нефти; б — тектонические нарушения

### Список литературы

1. Древнейшая формация доманикового типа на востоке Сибирской платформы. Я. А. Галушко, С. В. Потапов, Б. С. Неволин и др. В кн.: Геология и нефтегазоносность Восточной Сибири и Дальнего Востока. М., Наука, 1975, с. 63-73.
2. Илюхин Л. Н. Литология и коллекторские свойства верхнепротерозойских отложений юго-восточной части Сибирской платформы. Автореф. канд. дисс. МГУ, 1970. — 21 с.
3. Ломтев В. А. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности Алдано-Майского нефтегазоносного бассейна. Автореф. канд. дисс. Иркутск, 1974. — 19 с.

4. Баженова Т.К., Маргулис Л.С. Нефтегазообразование в Алдано-Майском бассейне Сибирской платформы. Нефтегазовая геология. Теория и практика. — 2014. Т. 9. [http://www.ngtp.ru/rub/1/44\\_2014.pdf](http://www.ngtp.ru/rub/1/44_2014.pdf).
5. Черные сланцы малгинской свиты верхнего протерозоя — возможный источник нефтей и углеводородного сырья на юго-востоке Сибирской платформы. Авт. Сулова Е.А., Парфенова Т.М., Меленевский В.Н., Наговицин К.Е., Сараев С.В. В кн. Черные сланцы: геология, литология, геохимия, значение для нефтегазового комплекса, перспективы использования как альтернативного углеводородного сырья: Мат-лы Всероссийской научно-практической конференции, 23–25 июля 2015. — Якутск: Ахсаан, 2015. С. 186–191.
6. Нефтематеринские формации, нефти и газы докембрия и нижнего-среднего кембрия Сибирской платформы. Авт. Баженова Т.К., Дахнова М.В., Жеглова Т.П. и др. М.: ВНИГНИ — 2014. — 128 с.
7. Государственная геологическая карта СССР масштаба 1:200 000. Серия Майская, Лист Р-53-XXIII.// Объяснительная записка. Ред. Ян-Жин-Шин. М.- 1990.- 70 с.
8. Соболев П.Н., Шиганова О.В., Дыхан С.В., Ахмедова А.Р. Новые данные о перспективах нефтегазоносности Алдано-Майской впадины. Геология и геофизика. 2017, Т. 58, № 3–4. — С. 643–656.
9. Мигурский А.В., Соболев П.Н. Мутулинское поднятие — главный объект нефтегазопоисковых работ во фронтальной части Кыллахской зоны Верхоянского пояса складчато-надвиговых дислокаций. Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. — 2015. — С. 26–33.

УДК 553.983

DOI 10.25205/978-5-4437-1312-0-263-265

## Перспективы нефтеносности баженовской свиты Северо-Сургутского района\*

И. С. Сотнич, Е. А. Костырева

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

**Аннотация.** Приведены результаты геохимических и петрофизических исследований баженовской свиты Северо-Сургутского района по методике, разработанной в ИНГГ СО РАН для высокообогащенных органическим веществом пород. Содержание органического вещества и нефтегенерационные свойства пород баженовской свиты уменьшаются сверху вниз по разрезу, при этом в ее нижней части отмечаются повышенные значения индекса продуктивности (PI) и параметра  $S_1/C_{орг}$ . Анализ распределения органического вещества ( $C_{орг}$ ,  $b_{chl}$ ), нефтегенерационных ( $S_1$ ,  $S_2$ , PI,  $S_1/C_{орг}$ ) и петрофизических ( $K_p$ ,  $K_n$ ) параметров пород показал, что они характеризуются высокой нефтенасыщенностью открытого порового пространства и низкой пористостью.

**Ключевые слова:** баженовская свита, органическое вещество, пористость, нефтеносность, перспективы нефтеносности

## Oil potential prospect of the Bazhenov Formation in the North-Surgut region

I. Sotnich, E. Kostyeva

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, Novosibirsk

**Abstract.** The results of geochemical and petrophysical studies of the Bazhenov Formation of the Severo-Surgut region according to the methodology developed at the IPGG SB RAS for rocks highly enriched in organic matter are presented. The organic matter content of the Bazhenov formation's rocks and their oil-generating properties decrease from top to bottom along the section, while in its lower part there are increased values of the productivity index (PI) and the parameter  $S_1/TOC$ . As shown by analysis of the distribution of organic matter (TOC,  $b_{chl}$ ), oil generation ( $S_1$ ,  $S_2$ , PI,  $S_1/TOC$ ) and petrophysical (porosity ratio, oil saturation factor) parameters rocks of this part of the section characterized by high of the open pore space and low porosity.

**Key words:** Bazhenov Formation, organic matter, porosity, oil saturation, oil potential prospect

В настоящее время для оценки перспектив нефтеносности баженовской свиты экспертно-техническим советом государственной комиссии по запасам полезных ископаемых рекомендуется применять объемный метод [1]. Для этого необходимы данные о пористости

\* Работа выполнена при финансовой поддержке Проектов №№ FWZZ-2022-0011 и FWZZ-2022-0012 программы ФНИ.

© И. С. Сотнич, Е. А. Костырева, 2022



и нефтенасыщенности пород, однако для баженовской свиты определение этих характеристик традиционными методами не всегда достоверны. Методика комплексных аналитических исследований, разработанная в ИНГГ СО РАН [2, 3] для высокообогащенных органическим веществом пород, позволяет оценить открытую пористость по их насыщению битумоидами.

**Объектом исследования** является баженовская свита Северо-Сургутского района (север ХМАО) Западной Сибири (Повховская, Новоуртьягунская, Дружная, Южно-Ягунская площади).

### Методика исследования

Согласно методике ИНГГ СО РАН, пористость пород была замерена до и после экстракции битумоидов открытых пор (т.е. экстракты битумоидов из недробленных пород). Выделение битумоидов выполнялось хлороформом при комнатной температуре [4]. Нефтенасыщенная пористость ( $m_{откр}$ ) оценивалась по объему порового пространства, заполненного «свободной микронфтью» (битумоидами открытых пор с учетом поправки за аналитические потери и усадку нефти). Коэффициент нефтенасыщенности ( $K_n$ ) пород баженовской свиты определялся по соотношению нефтенасыщенной пористости ( $m_{откр}$ ) и пористости, определенной аналитически на образцах грубого дробления после экстракции из них битумоидов открытых пор ( $K_n^{п/э}$ ).

Содержание органического углерода  $C_{орг}$  (в % на породу) определено на экспресс-анализаторе АН-7529. Пиролиз пород по методу Rock Eval проводился на анализаторе Source Rock Analyzer (SRA) — ТРН/ТОС (Weatherford Laboratory, Instr. Division). Определение пористости проводилось путем насыщения образцов, а также методом газовой порометрии на установке АР-608.

### Результаты

Как показали результаты комплексных аналитических исследований ОБ и пород, разрез баженовской свиты по литологическому составу, пористости и нефтенасыщенности пород неоднороден.

*Верхняя часть разреза* баженовской свиты представлена высокообогащенными органическим веществом ( $C_{орг}$  до 15–20 % на породу) микститами, слагающими «кокколитовую» пачку (тонкое переслаивание кероген-глинистых, кероген-кремнистых, кероген-глинисто-кремнистых, кероген-карбонатных и кероген-кремнисто-карбонатных микститов и карбонатных линз-прослоев) и залегающую ниже пачку кероген-кремнистых микститов. Эти породы характеризуются высоким нефтегенерационным потенциалом ( $S_1$  до 14 мг УВ/г породы,  $S_2$  до 112 мг УВ/г породы), а также повышенным содержанием битумоидов открытых пор ( $b_{хл}^{ОГД}$  до 1,3 % на породу). Однако индекс продуктивности PI ( $S_1/S_1+S_2$ ) низкий (<0,2 отн.ед.), показатель  $S_1/C_{орг}$  <100 мг УВ/г  $C_{орг}$ . В этом интервале, общая мощность которого изменяется от 7–8,7 м (Новоуртьягунская, Дружная) до 11,5–13,5 м (Повховская, Южно-Ягунская), из-за высокого содержания ОБ объемная плотность пород относительно низкая ( $\rho_{пород} = 2,2 \div 2,4$  г/см<sup>3</sup>).

*Средняя часть разреза* баженовской свиты представлена переслаиванием керогеновых силицитов (объемная плотность пород  $\rho_{пород} = 2,2 \div 2,5$  г/см<sup>3</sup>), кероген-кремнистых микститов и силицитов. На изучаемых площадях мощность интервала составляет 8,2–11,3 м. Породы характеризуются следующими значениями геохимических показателей: содержание  $C_{орг}$  до 10–15 % на породу,  $b_{хл}^{ОГД}$  не превышает 0,6 % на породу,  $S_1 = 1,3 \div 11,5$  мг УВ/г породы (в среднем, 5,7),  $S_2 = 20,3 \div 82,5$  мг УВ/г породы (в среднем, 47,2). Как и в микститах, PI <0,2 отн.ед., показатель  $S_1/C_{орг}$  <100 мг УВ/г  $C_{орг}$ .

Нижняя часть разреза баженовской свиты представлена на территории исследования силицитами и карбонатами, которые в разрезе баженовской свиты рассматриваются в качестве потенциальных коллекторов трещинного, трещинно-кавернозного и трещинно-кавернозно-порового типов [Дахнова и др., 2007, 2013; Козлова и др., 2015]. На Южно-Ягунской площади — это карбонаты слоя «КС» (5 м), на Дружной и Новоортъягунской площадях — силициты (2,4–2,7 м), на Повховской — карбонаты (2,2 м) и силициты (1,6 м). Содержание ОВ ( $C_{\text{орг}} = 3\div 8$  в силицитах и  $< 5\%$  на породу в карбонатах) и нефтегенерационные характеристики ( $S_1$  до 8 мг УВ/г породы,  $S_2$  до 43 мг УВ/г породы) низкие, однако отмечается повышенные значения битумидного коэффициента ( $\beta_{\text{хл}}$  до 40 %, в единичных образцах — до 70 % при  $b_{\text{хл}}^{\text{огд}}$  до 1,1 % на породу в силицитах и до 3,9 % на породу в карбонатах), индекса продуктивности (PI до 0,3) и параметра  $S_1/C_{\text{орг}}$  (до 200 мг УВ/г  $C_{\text{орг}}$ ). По сравнению с вышележающими, эти породы более плотные ( $\rho_{\text{породы}}$  2,4–2,6 г/см<sup>3</sup> в силицитах и 2,6–2,7 г/см<sup>3</sup> в карбонатах) и менее обогащены органическим веществом.

Открытая пористость пород баженовской свиты ( $m_{\text{откр}}$ ), рассчитанная по методике ИНГГ СО РАН, в изученных разрезах изменяется от 0,1 до 12,5 % (в среднем, 2,1 %). Повышенные значения открытой пористости ( $> 4\%$ ) зафиксированы как в верхней, так и нижней части разреза. Суммарная толщина пород с повышенной пористостью составляет 2,6–5,7 м, общая плотность геологических ресурсов в них изменяется в юго-восточном направлении от 132,6 тыс.т/км<sup>2</sup> на Новоортъягунской площади до 270,8 тыс.т/км<sup>2</sup> на Повховской площади.

Для территории исследования, площадью 7800 км<sup>2</sup>, количество начальных геологических ресурсов нефти баженовской свиты оценивается в 1,5 млрд.т. нефти. При коэффициенте извлечения нефти 0,1, начальные извлекаемые ресурсы нефти баженовской свиты составляют 150 млн. тонн, что позволяет отнести территорию Северо-Сургутского района Западной Сибири к категории высоко перспективных для поисков нефти.

## Список литературы

1. Временное методическое руководство по подсчету запасов нефти в трещиноватых и трещинно-поровых коллекторах в отложениях баженовской толщи Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции // Недропользование XXI век. — 2017. — № 4. — С. 70–100.
2. Конторович А. Э. Геохимия битумоидов баженовской свиты / А. Э. Конторович, Е. А. Костырева, С. В. Родякин, И. С. Сотнич, П. А. Ян // Геология нефти и газа. — 2018. — №2. — С. 79–88.
3. Конторович А. Э. Пористость и нефтенасыщенность пород баженовской свиты / А. Э. Конторович, С. В. Родякин, Л. М. Бурштейн, Е. А. Костырева, С. В. Рыжкова, П. А. Ян // Геология нефти и газа. — 2018. — № 5. — С. 61–73.
4. Методы битуминологических исследований / под ред. В. А. Успенского. — Л.: Недра, 1975. — 320 с.

УДК 550.47:552.578.2.061.32 (571.5)  
DOI 10.25205/978-5-4437-1312-0-266-268

## Сравнительная характеристика параметров углеводородов-биомаркеров и состава асфальтенов докембрийского органического вещества Алдано-Майской впадины\*

И. Д. Тимошина, Л. С. Борисова

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

**Аннотация.** Работа посвящена сравнительному изучению углеводородов-биомаркеров и состава асфальтенов органического вещества (ОВ) докембрия Алдано-Майской впадины. Показано, что использование данных по составу асфальтенов наряду с биомаркерными параметрами позволяет более четко охарактеризовать генетические и катагенетические особенности таких сложных объектов как докембрийские битумоиды. Выявлена зависимость содержания и состава асфальтенов от пиролитических характеристик ОВ. Отмечается взаимосвязь состава асфальтенов и некоторых параметров соединений насыщенной и ароматической фракций.

**Ключевые слова:** органическое вещество, УВ-биомаркеры, асфальтены, элементный состав, юго-восток Сибирской платформы.

## Comparative characteristics of the biomarker hydrocarbons parameters and asphaltene composition of Precambrian organic matter of the Aldan-Maya Depression

I. D. Timosina, L. S. Borisova

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, Novosibirsk

**Abstract.** The work is devoted to a comparative study of biomarker hydrocarbons and the composition of asphaltenes of Precambrian organic matter (OM) from the Aldan-Maya depression. It has been shown that biomarker parameters complemented with compositional characterization of asphaltenes provide a better understanding of the genetic and catagenetic aspects of such complex objects as Precambrian chloroform-extractable bitumens. The dependence of the asphaltenes content and composition on the pyrolytic characteristics of OM has been revealed. A relationship between asphaltenes composition and some parameters of the saturated and aromatic fractions compounds is noted.

**Key words:** organic matter, biomarker hydrocarbons, asphaltenes, elemental composition, southeast of the Siberian Platform.

Докембрийские битумоиды являются сложным объектом для изучения, поскольку часто имеют высокую преобразованность, которую не всегда можно проверить углепетрографическим методом из-за отсутствия подходящих мацералов, данные пиролиза могут быть искаже-

\* Работа выполнена при поддержке проекта ФНИ № FWZZ-2022-0011.

© И. Д. Тимошина, Л. С. Борисова, 2022

ны за счет присутствия твердых битумов, последнее повышает  $C_{\text{орг}}$  и снижает битумоидный коэффициент ( $\beta$ ), поэтому всегда остается сомнение в автохтонности битумоидов и соответственно в интерпретации данных по углеводородам (УВ)-биомаркерам. Привлекая результаты изучения асфальтенов можно проверить генетические и катагенетические построения по УВ-биомаркерам, учитывая, что асфальтены отстают от керогена по катагенезу и довольно долго сохраняют состав и структуру, а также менее миграционноспособны и представляют собой наиболее автохтонную часть битумоида.

Ранее докембрийское органическое вещество (ОВ) Алдано-Майской впадины Сибирской платформы было изучено в ряде работ Т. К. Баженовой и др. (1981, 2011, 2014) Н. И. Матвиенко и П. Н. Соболева (1984), П. Н. Соболева (1987), М. В. Дахновой и др. (2014), Парфеновой и др. (2014, 2019), А. Ф. Сафронова и др. (2015), П. Н. Соболева и др. (2017), Е. А. Сусловой и др. (2017). В настоящее исследование включены изученные ранее 4 образца из обнажений р. Мая [1, 2].

В работе проведено сравнительное исследование асфальтенов и соединений насыщенной и ароматической фракции образцов Алдано-Майской впадины: 10 (нерюенская, игниканская, кандыкская, усть-кирбинская, сарданинская свиты) из скв. Усть-Майская-366 (УМ-366) и 4 (ципандинская, мильконская свиты) из обнажений р. Мая. Образцы низкоуглеродистые ( $0,2-0,9\% C_{\text{орг}}$ ), кроме нерюенского и ципандинского аргиллитов ( $1,2-3,3\% C_{\text{орг}}$ ). Судя по данным пиролиза, ОВ образцов р. Мая сохранило высокий генерационный потенциал (водородный индекс НІ составляет  $205-434 \text{ мгУВ/г}C_{\text{орг}}$ ) и слабо преобразовано ( $T_{\text{max}}$  в пределах  $430-443\text{ }^\circ\text{C}$ ). В образцах скв. УМ-366 в основном  $\text{HI} < 100 \text{ мгУВ/г}C_{\text{орг}}$ , за исключением 1 из образцов кандыкской свиты ( $\text{HI} = 187 \text{ мгУВ/г}C_{\text{орг}}$ ), ОВ которого к тому же обогащено изотопом  $^{12}\text{C}$  ( $\delta^{15}\text{C}_{\text{орг}} = -32,0\text{ }^\circ\text{‰}$ , в то время как в остальных образцах  $(-28,3)-(-26,1)\text{ }^\circ\text{‰}$ ). Катагенетическая преобразованность ОВ скв. УМ-366 в целом выше, чем в ОВ р. Мая ( $T_{\text{max}}$  в пределах  $435-461\text{ }^\circ\text{C}$ ) и растет вниз по разрезу. Однако следует учитывать, что присутствие битумов может завязать НІ и понизить  $T_{\text{max}}$  и  $\delta^{15}\text{C}_{\text{орг}}$ .

Образцы бедны битумоидами, кроме содержащего аллохтонный ( $\beta = 17,9\%$ ) битумоид ( $b_{\text{хл}} = 0,2113\%$ ) кандыкского образца. Концентрации асфальтенов в образцах варьируют широко ( $2,5-36,6\%$ ).

На диаграмме ван-Кревелена изученные асфальтены р. Мая расположены вдоль нижней границы керогена II в области юрских зрелых аквагенных асфальтенов Западной Сибири [2]. Характеризуются они и близкими, но, по-видимому, более преобразованными параметрами структуры: при относительно невысокой степени ароматичности (и  $(\text{H/C})_{\text{ат}}$ ) часть образцов характеризуются высокой степенью конденсированности ароматических структур. Асфальтены скв. УМ-366 занимают область между типами керогена II и III, причем нерюенский и игниканские тяготеют к верхней границе керогена III. Возможно ОВ этих отложений имеет более высокую стадию преобразованности (о чем свидетельствует более низкие значения  $(\text{H/C})_{\text{ат}}$  в асфальтенах) по сравнению с образцами усть-кирбинской и кандыкской свит. Кроме того, кандыкский образец ( $\beta = 17,9\%$ ,  $\delta^{15}\text{C}_{\text{орг}} = -32,0\text{ }^\circ\text{‰}$ ,  $\text{HI} = 187 \text{ мгУВ/г}C_{\text{орг}}$ ) по  $(\text{H/C})_{\text{ат}}$  асфальтенов ( $0,9$ ) более преобразован и менее окислен (в асфальтенах  $(\text{H/C})_{\text{ат}} = 0,9$ ,  $(\text{O/C})_{\text{ат}} = 0,09$ ), по сравнению с 2 другими кандыкскими образцами ( $\beta \sim 2\%$ ,  $\delta^{15}\text{C}_{\text{орг}} = -28\text{ }^\circ\text{‰}$ ,  $\text{HI} \sim 40 \text{ мгУВ/г}C_{\text{орг}}$ ,  $(\text{H/C})_{\text{ат}} = 1,0$ ,  $(\text{O/C})_{\text{ат}} = 0,12$  и  $0,18$ ).

По характеристикам насыщенных биомаркеров все битумоиды аквагенные ( $nC_{27}/nC_{17} < 1$ , Pr/Ph в среднем 1,2, в стеранах  $C_{29}/C_{27}$  в среднем 1,4, в гопанах Ts/Tm в среднем 1,0, в трицикланах  $2 \times C_{19-20}/C_{23-26}$  в среднем 1,0). Во всех образцах зафиксированы 12- и 13-монометилалканы в разных количествах. Накопление ОВ происходило в глинистом осадке (в стеранах

в основном  $\beta\alpha/(\alpha\alpha+\beta\beta)\geq 0,3$ ), диагенез — в морском осадке без сероводородного заражения (в гомогонанах  $C_{33}/C_{34}<1$ ).

Выявлена прямая связь HI в ОВ с  $(H/C)_{at}$  асфальтенов для автохтонных битумоидов скв. УМ-366 и менее отчетливая обратная HI с  $(O/C)_{at}$  для всех битумоидов, а также обратная связь  $(H/C)_{at}$  с  $T_{max}$ . Отмечена обратная зависимость  $(H/C)_{at}$  и  $(O/C)_{at}$  в асфальтенах от концентрации асфальтенов и прямая связь с отношением смолы/асфальтены — чем более преобразованы асфальтены, тем меньше их концентрация.

Для УВ-биомаркеров насыщенной фракции отмечена прямая зависимость между  $(H/C)_{at}$  и Pr/Ph. Видимо, эта корреляция отражает катагенетическую преобразованность. В стеранах отношение  $C_{29}/C_{27}$  обнаруживает обратную связь с  $(O/C)_{at}$ . Вероятно, здесь проявлен не катагенез, а другие факторы, возможно генетические.

Связь катагенетических параметров ароматической фракции с  $(H/C)_{at}$  в асфальтенах наиболее четко проявлена для MPI-1 в битумоидах скв. УМ-366. Так, кандыкский аллохтонный битумоид имеет высокое значение MPI-1=1,0 (между  $MK_1^2$ - $MK_2$  и  $MK_2$ - $MK_3^2$ ) и для него фиксируются повышения ТАСИ и MDR и снижения в асфальтенах  $(H/C)_{at}$  и  $(O/C)_{at}$  по сравнению с другими образцами свиты, вероятно, он мигрировал из более погруженных отложений. Аналогичная зависимость отмечена и для игниканского битумоида из песчаника. Битумоид сарданинского аргиллита наоборот имеет очень высокие  $(H/C)_{at}$  и  $(O/C)_{at}$  в асфальтенах и очень низкие MPI-1 и MDR и, вероятно, эти характеристики отражают реальный катагенез ОВ сарданинской свиты.

Суммируя вышеизложенное, можно сделать следующие выводы.

Нефтематеринские толщи могут быть локализованы в нерюенской и ципандинской свитах, которые содержат обогащенные  $C_{орг}$  аргиллиты.

Битумоиды рифея скв. УМ-366 подобны нерюенскому автохтонному, их катагенетическая преобразованность не превышает его преобразованность. Ряд характеристик (в целом увеличение  $T_{max}$  для  $C_{орг}$ , уменьшение  $(H/C)_{at}$  и  $(O/C)_{at}$  в асфальтенах, увеличение MPI-1 и MDR в ароматической фракции) указывают на увеличение катагенетической преобразованности вниз по разрезу скважины.

Катагенетическая преобразованность ОВ ципандинской и мильконской свит в обнажениях р. Мая ниже, чем в рифее скв. УМ-366, судя по меньшим значениям  $T_{max}$ , MPI-1 и MDR, большим  $(H/C)_{at}$  в асфальтенах (чем для нижней части разреза УМ-366), а также менее окислено (меньшие  $(O/C)_{at}$  в асфальтенах). Кроме того, судя по высоким HI, ОВ ципандинской и мильконской свит не исчерпало свой генерационный потенциал, как ОВ скв. УМ-366.

## Список литературы

1. Тимошина И. Д. Геохимия органического вещества неопротерозоя на юго-востоке Сибирской платформы / И. Д. Тимошина, Л. Н. Болдушевская // Георесурсы. — 2020. — Т. 22. — № 4. — С. 41–54.
2. Борисова Л. С. Состав и структура асфальтенов в диа- и катагенезе / Л. С. Борисова, И. Д. Тимошина // Петролеомика. — 2022 — Т. 2. — в печати.

УДК 550.8

DOI 10.25205/978-5-4437-1312-0-269-272

## **Оптимизация процессов моделирования УВС на региональном и поисковом этапе геологоразведочных работ**

А. В. Тригуб, К. Р. Черенева

Западно-Сибирский научно-исследовательский институт  
геологии и геофизики, Тюмень

**Аннотация:** Основываясь на опыте применения бассейнового моделирования в рамках тематических региональных и зональных работ по ГРП на территории ЗСНГП, в статье приведен вариант оптимизации технологии моделирования УВС на региональной и поисковой стадии геологоразведочных работ на нефть и газ.

**Ключевые слова:** бассейновое моделирование, региональный и поисковый этапы

## **The optimization of basin modeling processes at the regional stage of exploration**

A. Trigub, K. Chereneva

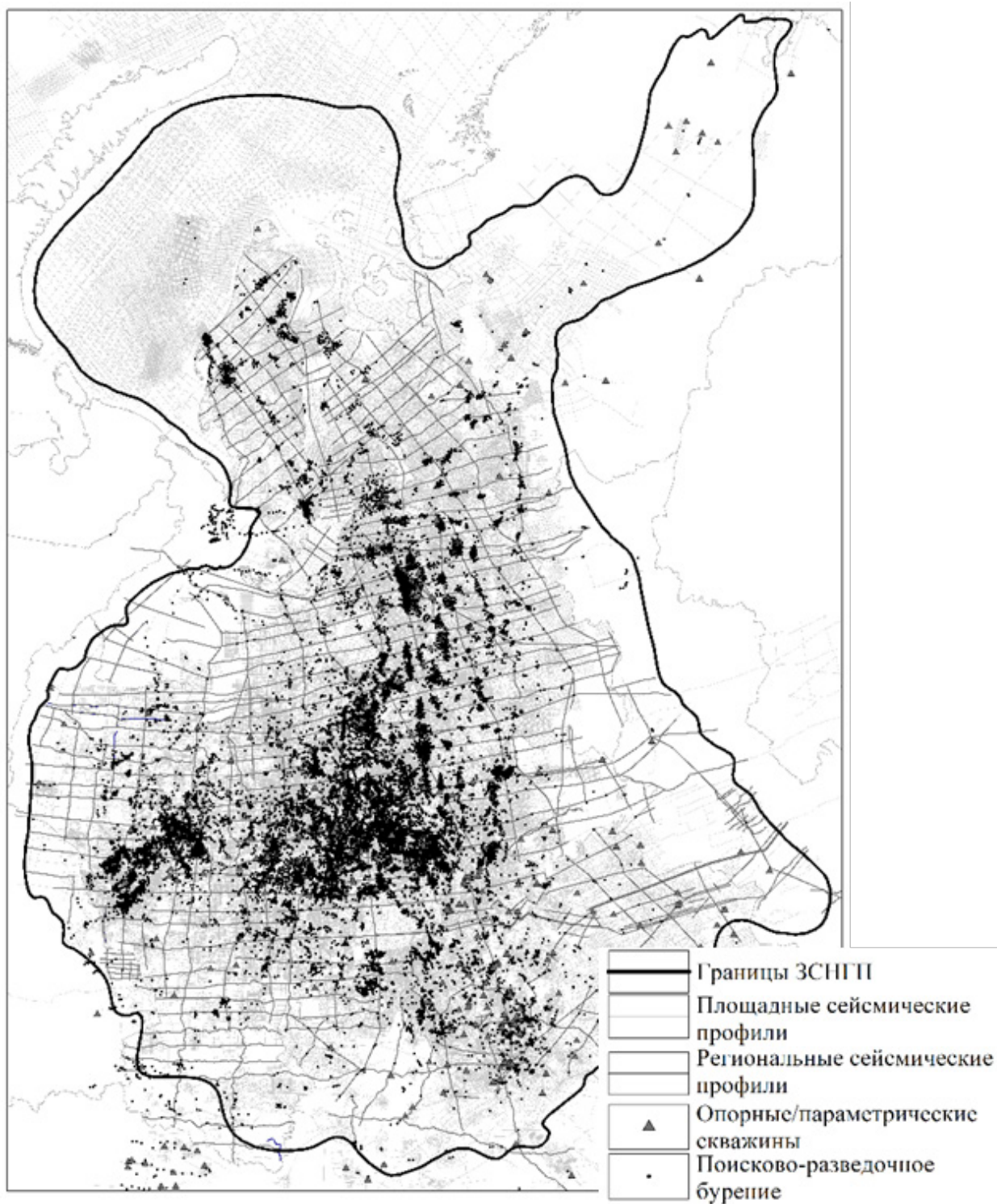
West Siberian Research Institute geology and geophysics, Tyumen

**Abstract.** Based on the experience of using basin modeling in thematic regional and zonal exploration work on the territory of the West Siberian, there is a variant of optimizing the modeling technology at the regional and prospecting stages of oil and gas exploration in this article.

**Key words:** basin modeling, regional and prospecting stages

Западно-Сибирская НГП является крупнейшей нефтегазоносной провинцией мира, благодаря последовательному и планомерному изучению которой на данный момент выявлено более 900 месторождений нефти и газа, что составляет 60 % НИЗ РФ. Основой для этого послужила крупнейшая сеть опорно-параметрического бурения и региональных сейсморазведочных работ (см. рисунок). Однако на территории ряда периферийных зон Западно-Сибирской провинции до сих пор не завершен региональный этап изучения, либо данные зоны находятся на ранней стадии поискового этапа, т.е. остаются малоизученные нефтегазоперспективные зоны на окраине бассейна и пропущенные интервалы в центральной его части, которые не в достаточной мере изучены параметрическим бурением и региональными сейсморазведочными работами (восточная и южная окраины ЗСНГП), либо поисковым бурением и площадными сейсморазведочными работами (все периферийные зоны), что влияет на эффективность последующих стадий ГРП. Такие территории представляют интерес как с точки зрения геологии, в целом, так и открытия новых залежей УВ.

В условиях ограниченного объема геолого-геофизической информации традиционным способом обоснования нефтегазоперспективности территории и возможности формирова-



Изученность ЗСНГП глубоким бурением и сейсмо-разведочными работами

ния залежей УВС является привлечение ближайших аналогов/эталонов, расчет плотности ресурсной базы таких зон, однако данный метод является достаточно «грубым», и в современных реалиях задача по оценке нефтегазоперспективных зон решается рядом математических моделей, либо же комплексом моделей в виде программных продуктов по бассейновому моделированию. Моделирование нефтегазоносных систем, благодаря высокой достоверности полученных прогнозов, в современном мире уже давно стало неотъемлемой частью геологоразведочных работ, применяемых на различных этапах. Учитывая специфику выполняемых проектов, а именно необходимость прогноза качественных свойств элементов нефтегазоносных комплексов с целью выявления перспективных зон для последующего доизучения, специалистами ФАУ «ЗапСибНИИГГ» с 2015 по 2021 гг. разработаны региональные и зональные 1Д и 2Д бассейновые модели на территории ЯНАО, ХМАО и юга Тюменской области.

Основными критериями, необходимыми для существования УВ системы, является наличие комплексов покрышек, коллекторов и нефтегазопродуцирующих толщ, их качество (пористость/степень зрелости и т.д.), последовательность накопления и история развития в рамках геодинамической, термобарической эволюции осадочного бассейна, включающего данные комплексы. Время образования залежей УВС, их сохранность на протяжении всей геологической истории региона напрямую будут влиять на нефтегазоперспективность той или иной территории. Технология моделирования нефтегазоносных систем является действенным инструментом при оценке перспектив участков недр, т.к. позволяет создавать глубоко интегрированную модель бассейна либо его фрагмента с учетом всего массива входных данных о геологическом строении района работ, включая данные структурных и литолого-фациальных построений, геохимии органического вещества и флюидов, петрофизических свойств пород. В этой связи авторами рекомендуется использовать данный инструмент на всех стадиях геолого-разведочных работ, в том числе на региональном и поисковом этапах, оптимизируя процесс проведения работ в зависимости от поставленных целей и задач соответствующих этапов.

Основными задачами моделирования на региональном этапе, в условиях недостаточного количества данных, являются определение границ распространения, мощности осадочного чехла, литологии, петрофизических и геохимических свойств горных пород, выявление потенциально нефтегазоперспективных комплексов и потенциальных нефтегазоносных территорий, реконструкция эволюции данных областей. Для решения поставленных задач достаточный комплекс работ включает в себя определение типа бассейна, создание концептуальной схемы УВ-систем, построение 1Д моделей опорных/параметрических скважин и 2Д моделей в рамках региональных СРР.

В связи с большой долей неопределенности на данном этапе первоочередной задачей геолога-модельера является формирование структурно-тектонического концепта, включающего прогноз структурного и палеоструктурного плана, палеотемпературного режима, условий накопления осадков, от которых в последствии зависят литология и качественные характеристики основных элементов УВС (коллекторов и покрышек), в то время как прогноз качественных свойств нефтегазогенерирующих пород на данном этапе является нетривиальной задачей для исследователя, поскольку включает в себя влияние множества факторов (геодинамических, палеогеографических, термобарических и т.д.).

Результатом проведенных исследований должен быть ряд геологических концепций развития бассейна/его участков с интервалами прогнозных параметров качественных свойств коллекторов/покрышек/нефтегазоматеринских пород, при этом интервал прогноза геохимиче-



ских свойств будет наиболее широким. По результатам бассейнового моделирования на данном этапе специалисты дают рекомендации по дальнейшему направлению ГРП, обосновывают рациональный комплекс предстоящих исследований на поисково-разведочной стадии с целью сужения доверительного интервала прогнозируемых свойств УВС, направленных на локализацию зон интереса и выявление залежей нефти и газа.

Основными задачами моделирования УВС на поисковом этапе являются обоснование приоритизации выявленных структур на основании прогноза качественных и количественных характеристик перспективных объектов с целью постановки детальных площадных сейсмических и поисковых буровых работ. При учете наличия разряженной сети кондиционных, увязанных между собой 1Д моделей поисковых скважин и 2Д моделей композитов площадных профилей на малоизученных территориях возможно уменьшить геологические риски, связанные с качеством резервуаров УВС, нефтематеринских пород. В таких перспективных зонах предлагается производить стохастический (вероятностный) расчет ресурсной базы, что позволит выполнить корректный прогноз ресурсной базы в условиях ограниченного количества исходной информации.

Таким образом, в процессе моделирования решаются как прикладные, так и научные задачи по получению новой информации о строении недр, выделению новых нефтегазоносных комплексов и перспективных структур, определение зон дренирования и аккумуляции УВС. Процесс моделирования сложный и трудоемкий, поэтому его необходимо оптимизировать под решение конкретных задач для получения необходимого результата в сжатые сроки. Также не стоит забывать, что бассейновое моделирование не является конечной точкой исследования, как и любая геологическая модель, модель УВС является отражением текущей действительности, полученной интерпретатором в результате обобщения всей доступной информации, а также его знаний и опыта.

### Список литературы

1. Allen P.A. Basin Analysis/ Allen P.A. Allen J.R// Blackwell Publishing 1990, 2005.
2. Важенина О. А., Тригуб А. В. Применение бассейнового моделирования на малоизученных площадях восточной части юга Тюменской области // Недропользование XXI век.- 2017. — № 3 (66). — С. 64-73.

УДК 553.98

DOI 10.25205/978-5-4437-1312-0-273-275

## Геохимические аспекты формирования нефтегазоносности среднеюрского продуктивного горизонта на юге Тюменской области

П. В. Трушков<sup>1</sup>, И. В. Гончаров<sup>1,2</sup>, В. В. Самойленко<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Томский научно-исследовательский и проектный институт нефти и газа, Томск

<sup>2</sup>Томский политехнический университет, Томск

**Аннотация.** В работе выполнена комплексная геохимическая типизация проб нефти среднеюрских продуктивных залежей южной части Тюменской области (Уватский район). Сопоставление результатов детальных исследований проб нефти залежей верхнетюменской подсвиты, а также экстрактов из пород баженовской свиты рассматриваемой территории позволило сделать вывод о том, что заполнение ловушек средней юры в пределах Уватского района протекало за счёт миграции УВ на расстояния до 150–200 км со стороны Западно-Салымской мегаседловины и прилегающих территорий.

**Ключевые слова:** баженовская свита, верхнетюменская подсвита, молекулярные параметры, катагенез, дальняя миграция, Уватский район, Западно — Сибирский НГБ.

## Geochemical aspects of the formation of oil and gas potential of the Middle Jurassic productive horizon in the south of the Tyumen region

P. V. Trushkov<sup>1</sup>, I. V. Goncharov<sup>1,2</sup>, V. V. Samoilenko<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Tomsk NIPIneft, JSC, Tomsk

<sup>2</sup>National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk

**Abstract.** A suite of geochemical studies on core and petroleum samples from the south of the Tyumen region (Western Siberia Basin, Russia) has been performed. A detailed study of petroleum and source rock extract data confirms that the Bazhenov source interval is the main source of all reservoired petroleum found in the region. The largest regional spread is seen in Bazhenov-generated petroleum in Middle Jurassic Tyumen reservoirs, which are found in deposits along migration routes from the kitchen areas towards the south and which can reach up to 150–200 km.

**Key words:** Bazhenov Formation, Upper Tyumen Formation, molecular parameters, long-range migration, catagenesis, Uvat Region, Western Siberia Basin.

Открытие на территории Уватского района в течение небольшого промежутка времени ряда крупных месторождений (Урненское, Усть-Тегусское, Пихтовое, Кальчинское и др.) с основными залежами УВ в песчаниках верхнетюменской подсвиты (пласты Ю<sub>2</sub>-Ю<sub>4</sub>) актуализировали вопрос о дальнейшей стратегии доразведки нового нефтегазоносного района, ранее считавшегося мало-перспективным. Одной из ключевых задач, возникших на этапе планирования геологоразведочных работ, стало выявление и локализация источника УВ среднеюрских залежей, установление

основных путей миграции жидких УВ и мест наиболее вероятного их скопления с целью выделения наиболее перспективных территорий для постановки поисково-разведочного бурения.

В рамках настоящей работы были выполнены детальные исследования 21 пробы нефти и 24 хлороформных экстракта из нефтенасыщенных пород верхнетюменской подсвиты (пласты Ю<sub>2</sub>-Ю<sub>4</sub>). Кроме того, для генетической типизации пластовых флюидов были исследованы 168 хлороформных экстрактов из пород баженовской свиты 52 скважин, а также 44 экстракта из пород нижневасюганской подсвиты, глинистых отложений тюменской свиты и нижнеюрской части осадочного чехла. Для всех экстрактов из пород и проб нефти выполнялся идентичный комплекс детальных геохимических исследований: исчерпывающая экстракция хлороформом в аппарате Сокслета, определение группового состава экстракта с количественным выделением фракций насыщенных и ароматических УВ, смол и асфальтенов, ХМС исследования фракций насыщенных и ароматических УВ, определение изотопного состава углерода неразделённых экстрактов из пород и проб нефти, а также их хроматографических фракций.

По мнению ряда отечественных исследователей-геохимиков, с высокобитуминозными породами баженовской свиты связано более 80 % геологических запасов УВ Западно-Сибирского НГБ [1]. Результаты детальных исследований проб нефти среднеюрских залежей рассматриваемой территории подтвердили этот тезис [2]. Вместе с тем, для нефтей верхнетюменской подсвиты рассматриваемой территории характерны невысокие значения отношения пристана к фитану Pr/Ph (0.8...1.0), тогда как в экстрактах из пород баженовской свиты, залегающей в пределах этих месторождений, отмечаются более высокие значения данного параметра (Pr/Ph = 1.2...1.7) (рис. 1). Кроме того, невысокий катагенез пород баженовской свиты в пределах исследованных месторождений (не выше стадии МК<sub>1</sub><sup>1</sup>), не позволяет считать их источником более зрелых нефтей среднеюрских залежей (конец МК<sub>1</sub><sup>2</sup> — начало МК<sub>2</sub>) (рис. 2). Такое несоответствие молекулярных параметров нефтей и экстрактов из пород баженовской свиты на этой территории поставило вопрос о том, откуда могла мигрировать эта нефть? Во всём районе исследований лишь в пределах Западно-Салымской мегаседловины и ближайших прилегающих

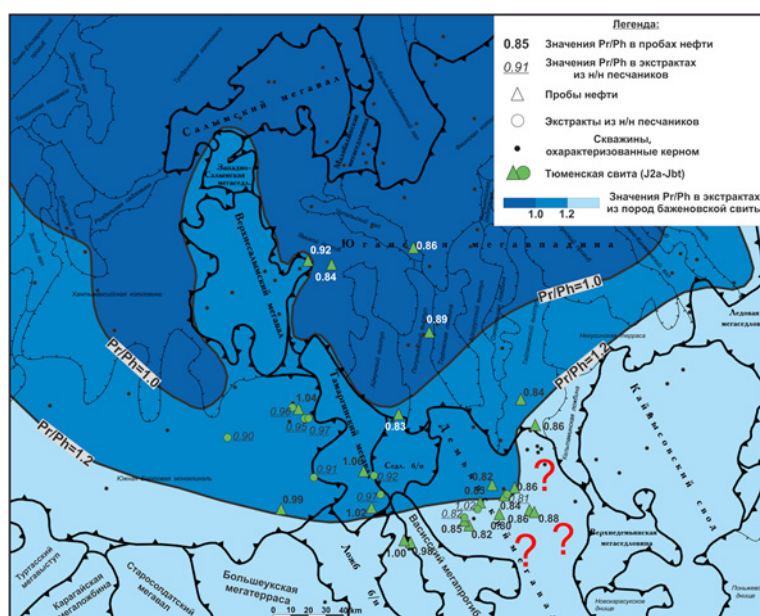


Рис. 1. Региональные закономерности изменения значений параметра Pr/Ph в экстрактах из пород баженовской свиты и пробах нефти [2]

структур породы баженовской свиты достигли достаточного уровня термической зрелости и стали источником значительных количеств преимущественно жидких УВ. Кроме того, в экстрактах из пород баженовской свиты этой части бассейна отмечаются более низкие значения параметра Pr/Ph (0.8...1.0), которые сопоставимы с таковыми в исследованных пробах нефти. Совокупность результатов детальных исследований проб нефти среднеюрских залежей и экстрактов из пород баженовской свиты указывает на то, что в заполнении ловушек верхнетюменской подсвиты рассматриваемой территории участвовали УВ, мигрировавшие из тела баженовской свиты со стороны Западно-Салымской мегаседловины и ближайших прилегающих структур (Верхнесалымский мегавал, Ямской прогиб) на расстояния более 150–200 км (рис. 2). Этот случай является уникальным для мировой практики геологоразведки, подтверждающий результатами комплексных геохимических исследований принципиальную возможность миграции нефти на столь значительные расстояния и впервые установленным для Западно-Сибирского НГБ. Одним из дополнительных доказательств этой гипотезы является присутствие нефтей в залежах тюменской свиты Чупальского, Полуньяхского и Тайлаковского месторождений, которые по комплексу молекулярных и изотопных параметров практически идентичны друг другу, хоть и взаимно удалены на значительное расстояние (более 50 км).

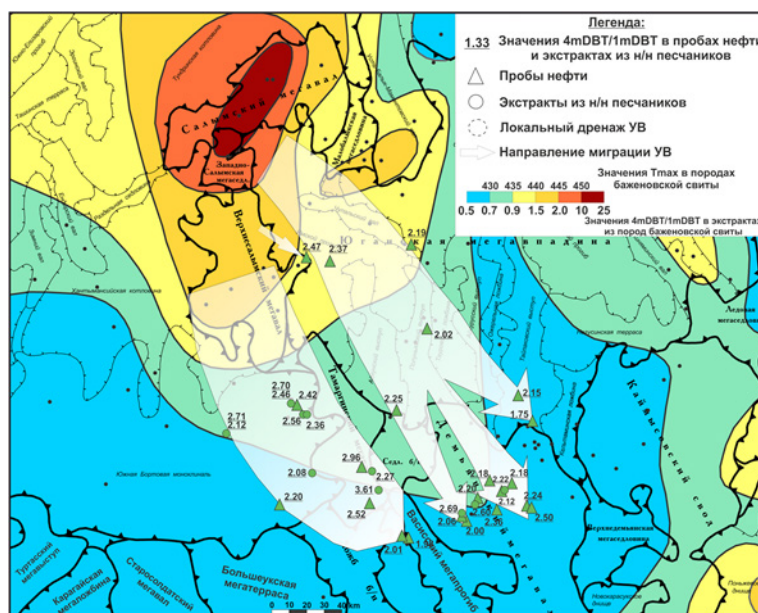


Рис. 2. Региональная схема изменения катагенеза пород баженовской свиты и пути миграции нефти из очага генерации в ловушки среднеюрских (пласты Ю<sub>2</sub>-Ю<sub>4</sub>) залежей [2]

### Список литературы

1. Конторович А. Э., Данилова В. П., Костырева Е. А. и др. Нефтематеринские формации Западной Сибири: старое и новое видение проблемы // Органическая геохимия нефтепроизводящих пород Западной Сибири: Тез. докл. науч. совещ. — Новосибирск: изд-во СО РАН, НИЦ ОИГГМ, 1999. — с. 10–12.
2. Goncharov I. V., Samoilenko V. V., van Graas G. W., Trushkov P. V., Oblasov N. V., Fadeeva S. V., Veklich M. A., Kashapov R. S., Sidorov D. A. Petroleum generation and migration in the southern Tyumen region, Western Siberia Basin, Russia // Organic Geochemistry. — 2021. — vol. 152. — 104178

УДК 553.98

DOI 10.25205/978-5-4437-1312-0-276-278

## Нефтематеринские породы и нефти палеозоя Юго-Востока Западной Сибири

С. В. Фадеева<sup>1,2</sup>, И. В. Гончаров<sup>1,2</sup>, Л. М. Лаухин<sup>2</sup>, Н. В. Обласов<sup>1</sup>,  
В. В. Самойленко<sup>1</sup>, М. А. Веклич<sup>1</sup>, Р. С. Кашапов<sup>1</sup>, Н. А. Смирнова<sup>2</sup>

<sup>1</sup>АО «ТомскНИПИнефть», Томск

<sup>2</sup>Томский политехнический университет, Томск

**Аннотация.** По результатам пиролитических, хроматомасс-спектрометрических и изотопных исследований на территории ЮВЗС выявлены три группы палеозойских нефтей и нефтематеринские породы палеозойского возраста. Показаны основные особенности условий осадконакопления нефтематеринских пород палеозоя по результатам классических палеогеографических методов и по биомаркерным показателям.

**Ключевые слова:** палеозой, доюрский комплекс, юго-восток Западной Сибири, фациальные обстановки, палеогеография, биомаркеры, арилкаротиноиды, нефтематеринские породы, нефть

## Paleozoic source rocks and oils of the South-Eastern Western Siberia

S. Fadeeva<sup>1,2</sup>, I. Goncharov<sup>1,2</sup>, L. Laukhin<sup>2</sup>, N. Oblasov<sup>1</sup>,  
V. Samoilenko<sup>1</sup>, M. Veklich<sup>1</sup>, R. Kashapov<sup>1</sup>, N. Smirnova<sup>2</sup>

<sup>1</sup>JSC TomskNIPIneft, Tomsk

<sup>2</sup>Tomsk Polytechnic University, Tomsk

**Abstract.** Abstract. Three groups of Paleozoic type oils and Paleozoic source rocks have been discovered on the basis of the results of Rock-Eval pyrolysis, gas chromatography mass spectrometry (GC/MS) and isotopic studies on the territory of the South-Eastern Western Siberia. General characteristics of the depositional environment of the Paleozoic source rocks have been shown by classical methods of paleogeography and biomarker parameters.

**Key words:** Paleozoic, pre-Jurassic complex, south-eastern of Western Siberia, facies settings, paleogeography, biomarkers, aryl carotenoids, source rocks, oil

На территории юго-востока Западной Сибири (ЮВЗС) находится основная часть залежей нефтей генетически связанных с нефтематеринскими породами палеозоя. Исследованию нефтей и пород палеозойского комплекса Западной Сибири и ЮВЗС посвящено большое количество работ (Трофимук А. А., Вышемирский В. С., Конторович Э. А., Запывалов Н. П., Гончаров И. В., Костырева Е. А. и др.). Однако природа этих нефтей, их типизация, до сих пор является предметом дискуссий. Остается не решенным ряд вопросов, связанных с выделением в доюрском комплексе нефтематеринских пород, с оценкой их

---

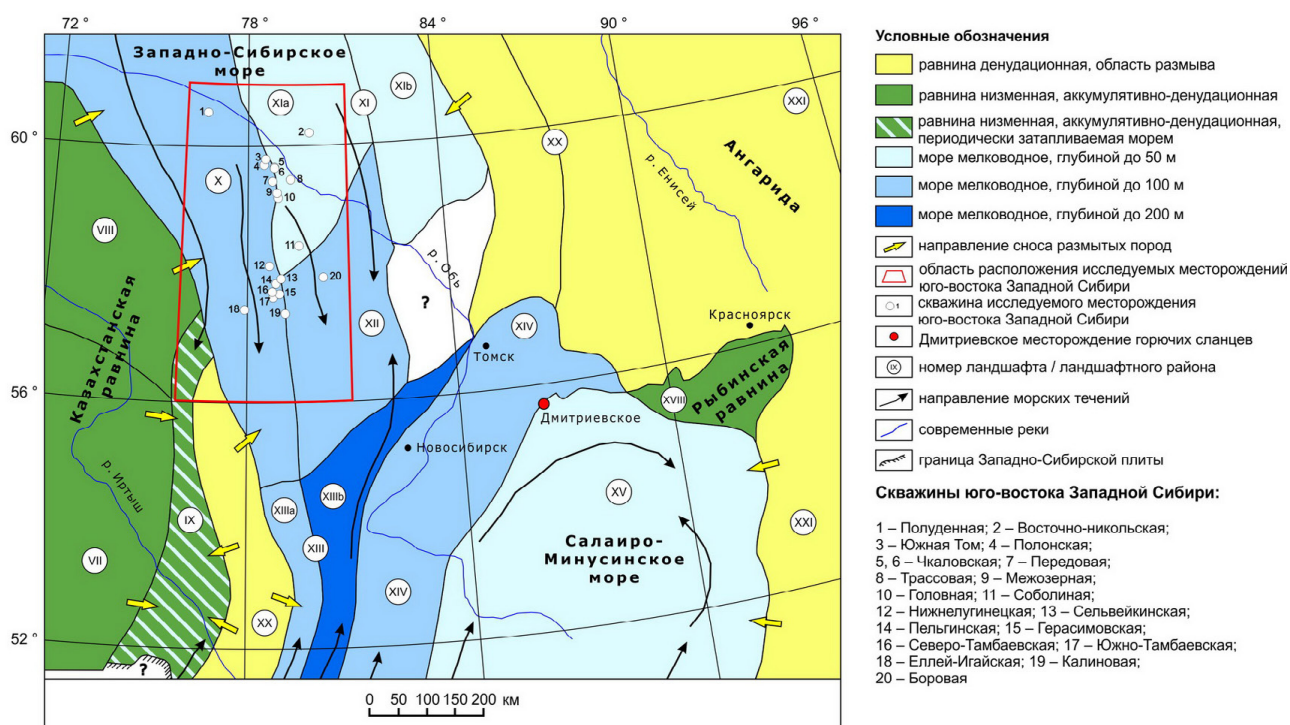
© С. В. Фадеева, И. В. Гончаров, Л. М. Лаухин, Н. В. Обласов, В. В. Самойленко, М. А. Веклич, Р. С. Кашапов, Н. А. Смирнова, 2022

начального и текущего нефтегенерационного потенциала и др. Это особенно актуально в связи с необходимостью применения современных технологий выделения перспективных нефтегазоносных территорий с использованием бассейнового моделирования. Применяемая ранее технология разведки залежей нефти, в основе которой лежал поиск ловушек, в палеозое себя исчерпала. Геохимия позволяет подойти к решению проблемы с другой стороны. Предлагается, прежде всего, искать источник, т.е. нефтематеринскую породу (НМП), генерировавшую нефть.

Нами ранее были проведены исследования (GC/MS, GC/MS/MS, EA-IRMS) более 120 проб палеозойских нефтей из 15 месторождений ЮВЗС [1]. На основе выявленных различий молекулярного состава и ИСУ в регионе были выделены три группы нефтей в пределах палеозойского типа, отличающиеся условиями формирования и катагенезом исходного ОВ. Наличие трех групп палеозойских нефтей указывает на существование нескольких нефтематеринских пород в палеозое. Характерной особенностью всех изученных нефтей палеозойского типа, в корне отличающих их от нефтей мезозоя, является наличие в их составе арилизопреноидов. Их присутствие указывает на наличие зоны сероводородного заражения, захватывающей нижнюю часть фотического слоя водной толщи древнего водоема [2]. Состав биомаркеров нефтей широко используется для реконструкции палеообстановок накопления ОВ НМП. По молекулярному составу нефтей было выявлено, что накопление ОВ нефтематеринских пород (НМП) палеозоя ЮВЗС проходило главным образом в условиях мелководного (до 100 м) теплого бассейна, где формировались преимущественно *карбонатные* осадки и была зона сероводородного заражения, захватывающая нижнюю часть фотического слоя.

С применением геохимических методов (Rock-Eval, GC/MS, EA-IRMS) были изучены более 400 образцов керн скважин ЮВЗС, отобранного в разрезе отложений от силура до карбона. К сожалению, результаты проведенного комплексного исследования пород показали, что подавляющее большинство из них не обладают нефтематеринскими свойствами. Генерационный потенциал исследованных пород керн практически полностью исчерпан, что не позволяет получить из них в достаточном количестве битумоиды, чтобы корректно определить их биомаркерный состав для определения палеообстановки накопления ОВ и дальнейшей корреляции с выделенными группами палеозойских нефтей. Исключение составляют образцы пород Дмитриевского месторождения горючих сланцев Кемеровской области, приуроченные к отложениям среднего девона [3]. По пиролитическим и молекулярным параметрам, в отличие от образцов керн ЮВЗС, их ОВ находится в начальной стадии «oil window». На примере Дмитриевского месторождения можно проследить взаимосвязь условий осадконакопления с количеством и качеством ОВ. Важно отметить, что все экстракты из этих образцов содержат арилизопреноиды.

Анализ палеогеографических схем (см. рисунок) девонского бассейна осадконакопления на рассматриваемой территории показал, что наиболее благоприятные обстановки для формирования карбонатных и глинисто-карбонатных НМП характерны для эмского века раннего девона (D1 em), живетского века среднего девона (D2 g). Также благоприятными условиями для формирования карбонатных НМП характеризуется поздний девон (D3). Во все отмеченные временные периоды девона Западно-Сибирское (территория палеозойских месторождений ЮВЗС) и Салаирское моря сообщались (территория Дмитриевского месторождения). Это позволяет рассматривать породы Дмитриевского месторождения в качестве аналога одновозрастных потенциальных НМП ЮВЗС обозначенных временных периодов девона на момент начала генерации ими палеозойской нефти. Низкая зрелость ОВ породы Дмитриевского ме-



Палеогеографическая карта юго-востока Западной Сибири на живетский век среднедевонской эпохи ([4] — с изменениями)

сторождения даёт возможность оценить его начальный генерационный потенциал и кинетический спектр, что необходимо для моделирования времени и масштабов генерации углеводородов в палеозое.

Менее благоприятные обстановки формирования НМП или их отсутствие на изученной территории характерны для лохковского и пражского веков раннего девона.

### Список литературы

1. Goncharov I. V. et al. Revisiting the Nature of Paleozoic Oils in the South-East of Western Siberia / I. V. Goncharov, S. V. Fadeeva, N. V. Oblasov, V. V. Samoilenko // The 27th International Meeting on Organic Geochemistry: Book of Abstracts (Prague, Czech Republic. — 2015.
2. Júnior G. R. S., Evidence for euphotic zone anoxia during the deposition of Aptian source rocks based on aryl isoprenoids in petroleum, Sergipe-Alagoas Basin, northeastern Brazil / G. R. S. Júnior, A. L. S. Santos, S. G. Lima, et al. // Organic geochemistry. — 2013. — Vol. 63. — pp. 94–104.
3. Гутак Я. М. Региональная стратиграфическая шкала девона западной части Алтае-Саянской складчатой области (новая редакция) / Я. М. Гутак, С. А. Родыгин, Л. Г. Перегоедов и др. // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. — 2018. — № 1 (33). — С. 3–13.
4. Дубатов В. Н. Палеоландшафты среднедевонских и франских морей Сибири / В. Н. Дубатов, В. И. Краснов // Стратиграфия. Геологическая корреляция. — 2000. — Т. 8. — № 6. — С. 34–58.

УДК 553.94

DOI 10.25205/978-5-4437-1312-0-279-283

## **Мацеральный состав и условия формирования углей васюганской свиты в Чузикско-Чижапской мезоседловине (Западная Сибирь)\***

А. Н. Фомин

Институт нефтегазовой геологии и геофизики  
им. А. А. Трофимука СО РАН, Новосибирск  
Новосибирский государственный университет, Новосибирск

**Аннотация.** Микроскопически изучен мацеральный состав углей васюганской свиты. Проведено их описание, выделены группы, классы, подклассы, типы и подтипы, показаны фотографии наиболее типичных мацералов. На основе этих материалов высказано предположение об условиях формирования угленосных пластов.

**Ключевые слова:** Западная Сибирь, васюганская свита, мацеральный состав углей, условия формирования.

## **Maceral composition and conditions of forest-to-coal process of the Vasyugan Formation in the Chuzik-Chizhapskaya mesosaddle (Western Siberia)**

A. Fomin

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, Novosibirsk  
Novosibirsk State University, Novosibirsk

**Abstract.** The maceral composition of the coals of the Vasyugan Formation has been studied microscopically. Their description is carried out, groups, classes, subclasses, types and subtypes are distinguished, photographs of the most typical macerals are shown. Based on these materials, an assumption about the conditions for the formation of coal-bearing seams was made.

**Key words:** Western Siberia, maceral composition of coals, Vasyugan Formation, forest-to-coal process conditions.

### **Введение**

Угли состоят из разнообразных по цвету, форме и рельефу мацералов, имеющих однородный состав, образованные из одного исходного материала и обладающие относительным постоянством петрографических признаков. Остатки растительных тканей подразделяются на гелифицированные (группы витринита и семивитринита), фюзинизированные (фюзинита), липоидные (лейптинита) микрокомпоненты. Морфология и структура фрагментов позволяют предположить условия их фоссилизации.

---

\* Работа выполнена при поддержке проекта ФНИ № FWZZ-2022-0011.

© А. Н. Фомин, 2022



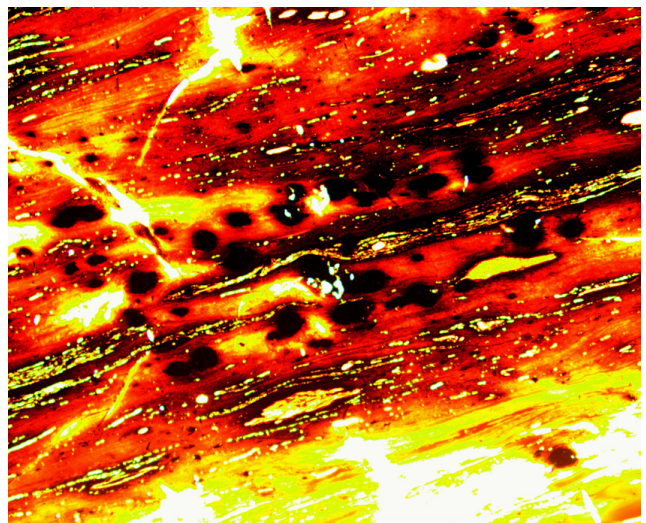
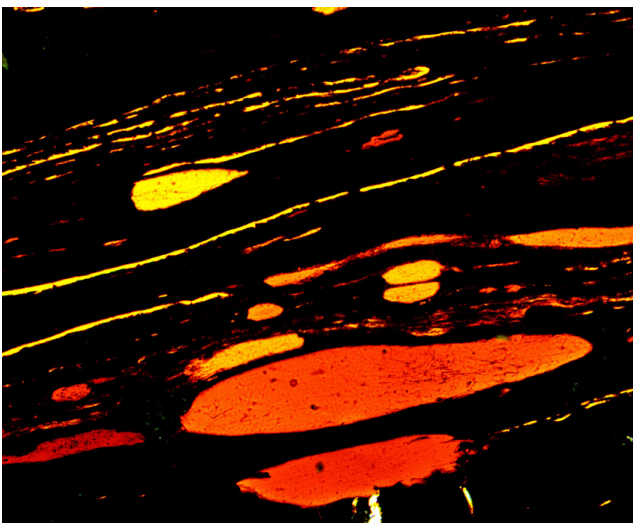
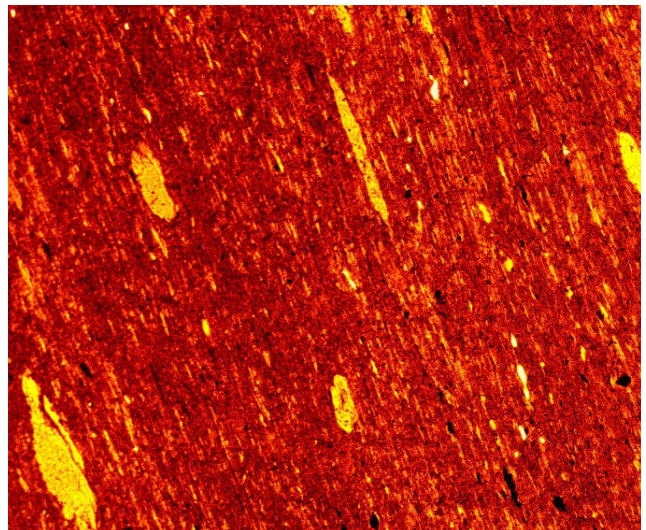
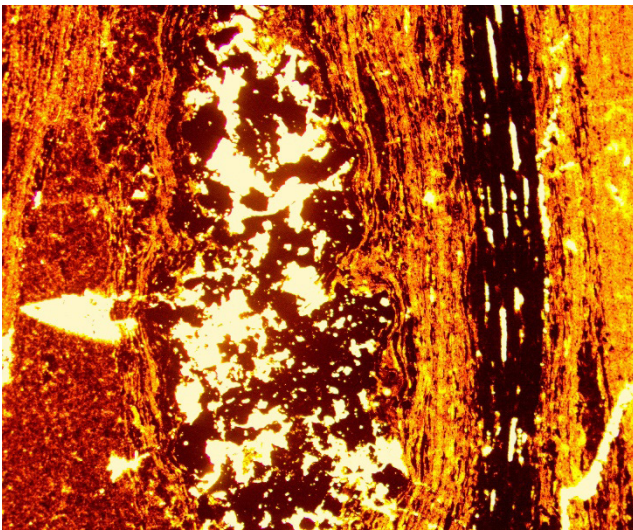
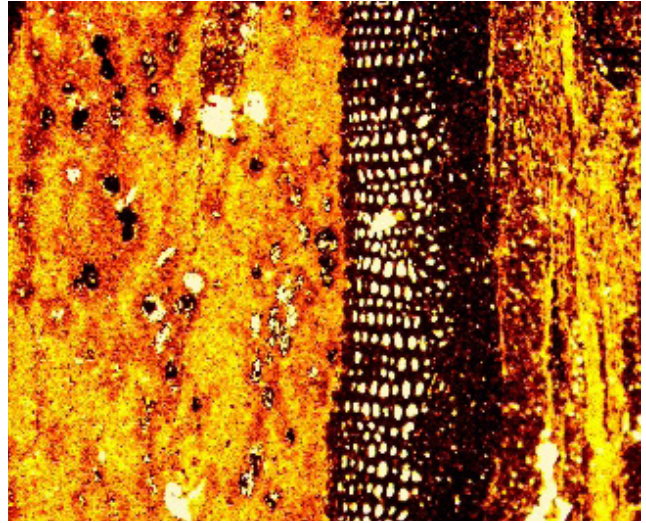
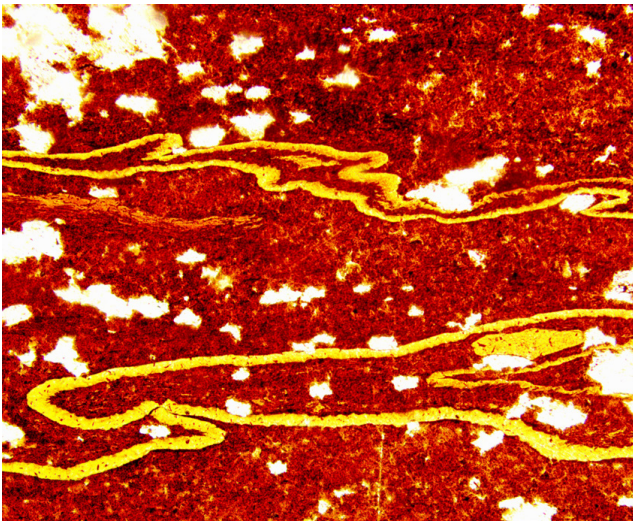
### Объект и методы исследования

Микроскопически определен мацеральный состав 26 проб верхнеюрских углей васюганской свиты с 11 разведочных площадей (Казанская, Пинджинская, Рыбальная, Сомовская, Западно-Сомовская, Болтная, Калиновая, Северо-Калиновая и др.) Чузикско-Чижапской мезоседловины Томской области. Для этого в шлифах проводилось ручное сканирование всей поверхности препарата по утвержденной методике [1] и подсчитано процентное содержание мацералов, которые диагностировались по цвету, морфологии, микрорельефу, структуре, степени ее сохранности. В рассматриваемом районе угли в этом отношении практически не изучены.

### Результаты

Наиболее распространенные в углях мацералы группы витринита (коллинит и телинит) представляют собой растительные остатки, не испытавшие сильного воздействия процессов первичного окисления (фюзинизации) и прошли в период своего разложения различные стадии гелификации (процесс остудневания лигниноцеллюлозных тканей растений, приводящий к превращению их в бесструктурное коллоидное вещество — гель). Это нашло отражение в общих признаках мацералов данной группы. Телинит — это фрагменты лигниноцеллюлозных тканей различной степени сохранности клеточного строения. Среди гомогенной массы витринита он образует отдельные участки, выделяющиеся ячеистой или сотовой структурой, оставшейся от древесной ткани. Он встречается довольно редко. В изученных углях преобладает бесструктурная, гелифицированная оранжево-красная масса коллинита — в среднем 79 % (при вариациях 52–100 %). Этот мацерал является продуктом наиболее полного разложения растительных тканей при гелификации до жидкого коллоидного состояния и утративших поэтому свою растительную структуру (см. рисунок). Он служит связующим веществом, которое полностью пропитывает и цементирует другие компоненты угля, нередко заполняет полости макроспор. В угле он визуально заметен в виде тонких штрихов и линз до 3–5 мм, обладающих наибольшим по сравнению с другими компонентами блеском. Коллинит обычно совершенно однороден и напоминает окаменевший клей, имеет повышенную трещиноватость, четкие границы фрагментов, характеризуется различными оттенками красно-коричневого цвета в проходящем свете. Среди него нередко отмечаются фрагменты семивитринита, затронутые в разной степени процессами гелификации и фюзинизации и характеризующие переходное состояние между мацералами групп витринита и фюзинита. Поэтому они темнее витринита (коричневые) и на них заметны остатки растительной структуры.

Среди фюзинизированных фрагментов (среднее 16 %, при вариациях 0–44) широко распространен фюзинит, представляющий собой сильно окисленные растительные ткани с хорошо сохранившейся клеточной структурой не подвергшиеся гелификации. В проходящем свете он темно-коричневый, черный, с отчетливо различимыми светлыми полостями клеток, стенки которых обычно крупные, пустые, структура похожа на перфорированную ткань. Форма вытянутая, иногда изометричная. Также часто встречается семифюзинит — различные по структуре растительные ткани коричневого и бурого цвета. По рельефу, морфологии, структуре и цветовым оттенкам он занимает промежуточное положение между семителинитом и собственно фюзинитом, поэтому иногда можно наблюдать плавные переходы семифюзинита в эти мацералы. Ячеистая структура у него обычно хуже сохранилась, чем у фюзинита. Среди фюзинизированной массы встречаются и фрагменты микринита, представляющие собой растительные ткани, которые сначала были подвержены значительной гелификации, а затем — фюзинизации. В проходящем свете он черный с отдельными светлыми точками, представляющими собой просвечивающие остатки заплывших полостей клеток.



Типичный набор мацералов в углях васюганской свиты: первый — в проточных водоемах с восстановительно-окислительной обстановкой седиментации, второй — в анаэробных условиях сильнообводненных болот

Форма микринита разнообразная — вытянутая, округлая. Иногда можно наблюдать темно-коричневые, изометричные фрагменты склеротинита, испытавшие в период своего разложения слабое воздействие окислительных процессов и представляющие собой склероции грибов, разрушающих древесину. В проходящем свете он темно-коричневый либо черный, заметно выделяется на фоне обволакивающей его красной волокнистой витринизированной ткани. В строении оболочек грибных спор принимает участие хитин, чем и обуславливается повышенная, по сравнению с лигниноцеллюлозными тканями, устойчивость склеротинита к влиянию различных факторов. Поэтому значительные его концентрации свидетельствуют о неблагоприятных условиях накопления растительного материала (засушливый климат, токсичная обстановка и др.). Мацералы групп фюзинита и витринита наиболее распространены в углях (особенно в гумолитах) и их называют углеобразующими. Исходным материалом для них послужили стволы, ветви, пни, корни и листья деревьев. Но фюзинит и витринит образуются в разных фациальных обстановках.

В изученных углях встречаются и липоидные компоненты (среднее 9 %, вариации 0–21), представленные споринитом, кутинитом и резинитом. Первый образуется из внешних оболочек спор и пыльцы, в состав которых входит спорополенин (устойчивое нерастворимое воскообразное вещество), наличие которого во многом обуславливает хорошую сохранность споринита. В проходящем свете он имеет различные оттенки желтого цвета — от бледно-желтых и почти бесцветных до темно-желтых и оранжевых. Исходным материалом кутинита послужили верхние части кожицы листьев и стеблей растений. Кутикула не проницаема для воды и предохраняет их от потери влаги, т.е. выполняет функцию защиты от высыхания. Поэтому наиболее толстая кутикула отмечается у растений засушливых зон, а тонкая — на территориях с влажным климатом. В проходящем свете кутинит имеет примерно такой же цвет, что и споринит, т.е. различные оттенки желтого до оранжевого. Кутинит в поперечном сечении имеет вид узких, длинных полос, обволакивающих витринит, одна сторона которых относительно ровная, а другая обычно зубчатая. Зубчики образуются при захождении кутикулярного слоя в межклетники эпидермиса. В углях встречаются желто-оранжевые эллипсоидные фрагменты резинита, иногда в значительных количествах. Он образуется преимущественно из смоляных тел хвойных растений, произрастающих в теплом климате. Цементирующим материалом для них обычно является остаточное окисленное вещество лигниноцеллюлозных тканей. Смоляные тела служат для защиты растений от высыхания и гниения, а также от разрушения микроорганизмами в местах их повреждений.

### **Заключение**

Судя по мацеральному составу изученных углей, они формировались в близких фациальных условиях. Исходным материалом их были остатки высших растений — лигниноцеллюлозные ткани, в меньшей мере липоидные компоненты. Вещественно-петрографический состав углей по классификации [2] следующий: группа гумолиты, класс гелитолиты, подкласс гелиты, тип липоидо-фюзинито-гелиты, подтип гомогелиты. Это — наиболее распространенные витринитовые угли, встречающиеся практически во всех угленосных толщах. Формирование их исходного материала происходило в проточном водоеме с окислительно-восстановительной обстановкой. Это привело с одной стороны к вымыванию части лигниноцеллюлозных тканей и накоплению наиболее устойчивых липоидных компонентов (споринит, кутинит, резинит), а с другой — к окислению (фюзинизации) некоторых растительных остатков. Тонкая кутикула на листьях растений свидетельствует о том, что они росли во влажном климате. Спокойная тектоническая обстановка с медленным опусканием бассейна седиментации отразилась на со-

хранности строения растительных тканей, в результате чего образовалась в основном бесструктурная гелифицированная масса.

### **Список литературы**

1. ГОСТ Р55662-2013. Методы петрографического анализа углей. Часть 3. Метод определения мацерального состава. — М.: Стандартинформ, 2014. — 9 с.
2. Вальц И. Э., Гинзбург А. И., Крылова Н. М. Основные принципы вещественно-петрографической классификации углей // Химия твердого топлива. — 1968. — № 3. — С. 9–20.

УДК 553.98

DOI 10.25205/978-5-4437-1312-0-284-287

## **Пиролитические характеристики органического вещества и химический состав пород баженовской свиты на Малобалыкской площади \***

М. А. Фомин, Р. М. Саитов, И. С. Сотнич

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

**Аннотация.** Представлены новые данные аналитических исследований кернового материала баженовской свиты на Малобалыкской площади в Западно-Сибирском нефтегазоносном бассейне. Комплексный анализ результатов определения химического состава пород, их петрофизических свойств, пиролитических характеристик органического вещества, а также данных электрического и радиоактивного каротажа показал хорошую сходимость результатов различных методов. В средней, высококремнистой, части разреза выделен интервал-коллектор, характеризующийся повышенной пористостью, а также наличием подвижной нефти в пустотном пространстве пород. **Ключевые слова:** баженовская свита, Западно-Сибирский нефтегазоносный бассейн, химический состав пород, органическое вещество, коллектор, нефть, ТРИЗ

## **Pyrolytic characteristics of organic matter and chemical composition of rocks of the Bazhenov Formation in the Malobalykская area**

M. Fomin, R. Saitov, I. Sotnich

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, Novosibirsk

**Abstract.** New data of analytical studies of the core material of the Bazhenov formation in the Malobalykская area in the West Siberian oil and gas basin are presented. A comprehensive analysis of the results of determining the chemical composition of rocks, their petrophysical properties, pyrolytic characteristics of organic matter, as well as electrical and radioactive logging data showed good convergence of the results of various methods. In the middle, high-siliceous part of the section, a reservoir interval is identified, characterized by increased porosity, as well as the presence of mobile oil in the void space of the rocks.

**Key words:** Bazhenov Formation, West-Siberian oil-and-gas basin, chemical composition of rocks, organic matter, reservoir, oil, hard-to-recover reserves

В связи с истощением запасов нефти в традиционных гранулярных коллекторах месторождений Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции возникает необходимость разрабатывать методы поиска и разведки трудноизвлекаемых ресурсов нефти баженовской свиты,

---

\* Работа выполнена при финансовой поддержке проектов № FWZZ-2022-0011 и № FWZZ-2022-0012 программы ФНИ.

© М. А. Фомин, Р. М. Саитов, И. С. Сотнич, 2022

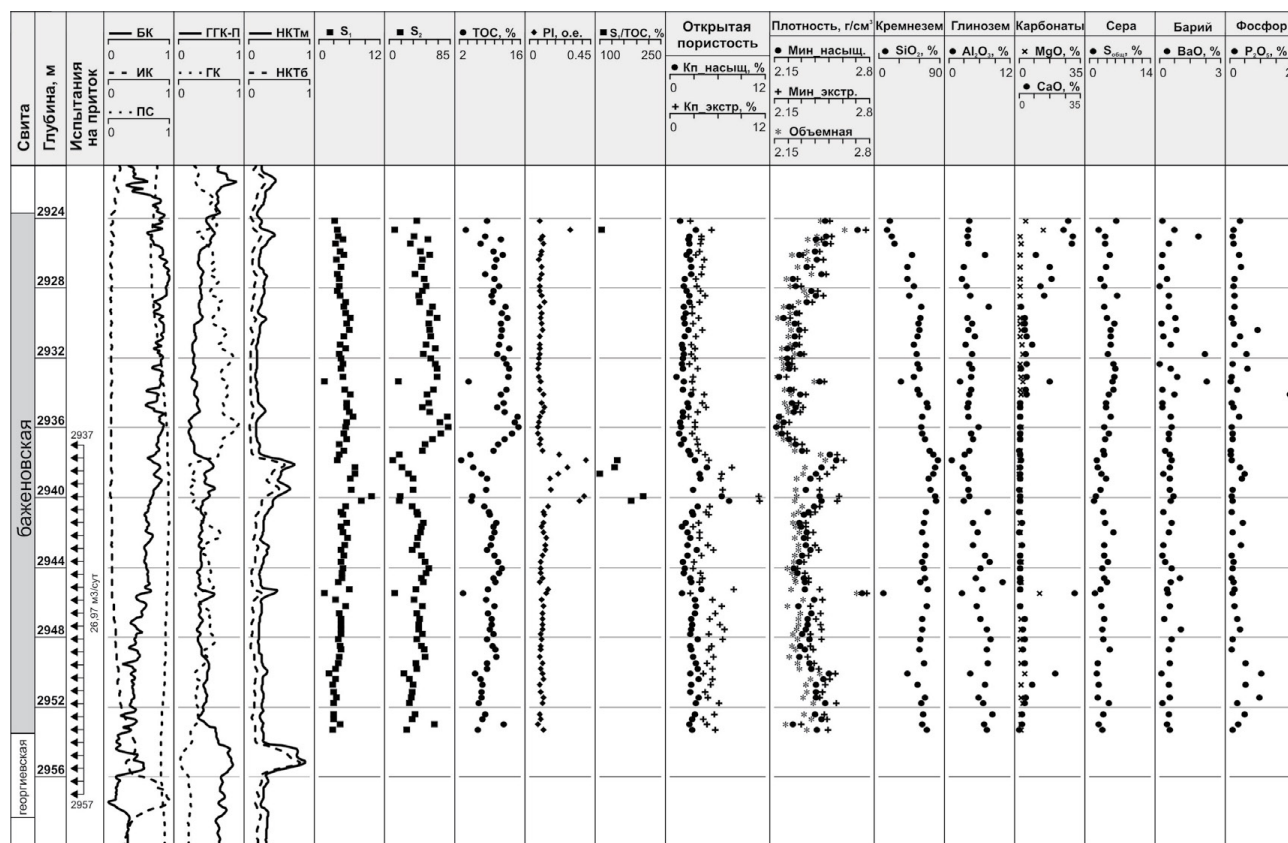
нефтеносность которой была подтверждена в 1967 году фонтаном нефти на Салымском месторождении. Методика подсчета запасов нефти в баженовской свите еще находится на стадии разработки и апробации, поэтому комплексные аналитические исследования пород баженовской свиты в разрезах с 100 % выходом керна в настоящее время весьма актуальны.

**Объектом исследования** являются карбонатно-глинисто-кремнистые породы баженовской свиты на Малобалькской площади в центральной части Западной Сибири.

### Результаты

В статье представлены новые результаты аналитических исследований керна материала баженовской свиты на Малобалькской площади. По литолого-геохимическим, петрофизическим и геофизическим характеристикам пород и геохимии органического вещества можно выделить пять интервалов (далее описание сверху вниз по разрезу).

В верхней части свиты выделяется пятиметровый интервал (2923,7–2928,8 м) с повышенным содержанием карбонатного материала (СаО до 25–30 %) (см. рисунок). Этот интервал, по-видимому, соответствует так называемой «кокколитовой» пачке баженовской свиты, которая на территории центральных районов Западной Сибири представлена кероген-глинистыми и кероген-кремнистыми микститами с прослоями, содержащими реликты кокколитофоридовых водорослей [1]. Этот интервал в разрезе рассматриваемой скважины характеризуется содержанием ТОС до 10,5 % на породу (в единичных образцах 11–12 % на породу) и значениями пиролитических показателей  $S_2$  — до 55 мг УВ/г породы,  $S_1$  — до 5 мг УВ/г породы. Породы этой части разреза характеризуются повышенной объемной ( $2,31–2,62 \text{ г/см}^3$ ) и минералогиче-



Геолого-геофизический планшет по одной из скважин Малобалькской площади

ской (до  $2,77 \text{ г/см}^3$ ) плотностью, а также увеличенными значениями на кривых ГГК-П и НКТ и пониженные — гамма-каротажа. Пористость изменяется от 2,58 до 5,28 %.

Ниже находится девятиметровый интервал высокообогащенных (ТОС = 10,6–15,5 %) органическим веществом пород с высоким остаточным нефтегенерационным потенциалом ( $S_2 = 48,1\text{--}82,8 \text{ мг УВ/г}$  породы). Значения показателя  $S_1$ , отвечающего за выход УВ, находящихся в породе в свободном и адсорбированном состоянии, изменяется от 3,9 до 6,7 мг УВ/г породы. Индекс продуктивности  $PI < 0,1$  отн. ед., значения показателя  $S_1/\text{ТОС}$  (индекс Джарви) не превышают 50 мг УВ/г ТОС. По геофизическим данным в этом интервале фиксируются повышенные показания гамма-каротажа (до 65 мкР/ч) и электрического сопротивления пород, а также пониженные значения объемной (до  $2,16 \text{ г/см}^3$ ) плотности пород. Фиксируются единичные прослои с повышенным содержанием барита ( $\text{BaO}$  до 2 %). На территории центральных районов Западной Сибири, этот интервал представлен переслаиванием керогеновых, кероген-кремнистых, кероген-глинисто-кремнистых микститов [2; 3].

В интервале 2937,2–2940,5 м выделяются силициты ( $\text{SiO}_2$  до 88 %), существенно отличающиеся от выше- и нижележащих пород высокими значениями индекса продуктивности  $PI = 0,2\text{--}0,4$  отн. ед. Значения ТОС в этом интервале изменяются от 2,5 до 8,5 % на породу,  $S_2$  — от 14,5 до 34 мг УВ/г породы,  $S_1$  — от 3,5 до 10,5 мг УВ/г породы. Отношение  $S_1/\text{ТОС}$  для 5 образцов превышает 100 мг УВ/г ТОС. Такие характеристики ОВ в интервале баженовской свиты присущи потенциальным породам-коллекторам трещинного и трещинно-порового типа. Это подтверждается и петрофизическими измерениями — пористость пород после экстракции изменяется от 6 до 12 %. На каротажных кривых этот интервал характеризуется минимальными значениями ГК, повышенными показаниями БК, ГГК-П и НКТ. В результате испытаний из интервала 2937–2957 м получен приток нефти дебитом  $26,97 \text{ м}^3/\text{сут}$ .

Ниже по разрезу выделяются преимущественно керогеновые силициты (содержание  $\text{SiO}_2$  88 %, ТОС = 8–11 % на породу), которые характеризуются следующими значениями пиролитических характеристик: в большей части образцов значения  $S_2$  изменяются в пределах 35–53 мг УВ/г породы,  $S_1$  — от 3,3 до 5,9 мг УВ/г породы. Индекс продуктивности  $PI < 0,1$  отн. ед. В этом интервале отмечаются повышенные, до 5–7 % значения открытой пористости.

В приподошвенной части свиты (2949,5–2953,5 м) залегают силициты с низкими нефтегенерационными свойствами: ТОС = 5,5–8 % на породу,  $S_2 = 20,2\text{--}35,7 \text{ мг УВ/г}$  породы,  $S_1\text{--}2,1\text{--}3,4 \text{ мг УВ/г}$  породы,  $PI < 0,1$  отн. ед. В этом интервале отмечается повышенное содержание  $\text{P}_2\text{O}_5$  (до 1 %), связанное с литифицированными костными остатками рыб. Эти породы характеризуются повышенной плотностью и по результатам лабораторных измерений, и на кривой ГГК-П, а также пониженной радиоактивностью в связи с невысоким содержанием  $C_{\text{орг}}$ .

Органическое вещество баженовской свиты — аквагенное (II тип керогена,  $HI = 200\text{--}530 \text{ мг УВ/г}$  ТОС) находится в главной зоне нефтеобразования — градация катагенеза  $\text{МК}_1^2$  ( $R_{\text{vt}}^\circ = 0,73\text{--}0,84$  %). Значения  $T_{\text{max}}$  в большей части образцов (77 % коллекции) изменяется от 440 до  $444^\circ\text{C}$ . В средней части разреза в нефтенасыщенном прослое силицитов в связи с миграционными процессами отмечается некоторое занижение показателей катагенетической преобразованности ОВ: значения  $T_{\text{max}}$  варьируют в пределах  $436\text{--}442^\circ\text{C}$ ,  $R_{\text{vt}}^\circ = 0,68\text{--}0,79$  %.

### Заключение

Результаты аналитических исследований ядра и данные ГИС хорошо сопоставляются между собой, что позволило сделать следующие выводы:

- наиболее обогащены органическим веществом ( $C_{\text{орг}}$  до 15,5 % на породу) породы верхней части разреза баженовской свиты, которые являются основными нефтегенерирующими породами ( $S_1$  до 6,7 мг УВ/г породы,  $S_2$  до 82,8 мг УВ/г породы,  $PI < 0,1$ ) в разрезе баженовской свиты.

- в средней и нижней частях породы менее обогащены ОВ и характеризуются средними (керогеновые силициты) и низкими (силициты) нефтегенерационными свойствами, однако могут выступать в качестве потенциальных коллекторов трещинного и трещинно-порового типа. В изученном разрезе выделяется маломощный (~3 м) нефтенасыщенный прослой в средней части баженовской свиты, характеризующийся содержанием новообразованных нафтидов ( $S_1$  до 10,5 мг УВ/г породы) и значениями открытой пористости 6–11 %.

Авторы выражают благодарность с.н.с. лаборатории седиментологии ИНГГ СО РАН к.г.-м.н. А. Г. Замирайловой за помощь в интерпретации результатов определения химического состава пород баженовской свиты.

### Список литературы

1. Эдер В. Г., Замирайлова А. Г., Ян П. А. Закономерности распространения кремнистых пород и «кокколитовой» пачки баженовской свиты // Геология и геофизика. — 2017. — Т. 58. — № 3–4. — С. 511–521.
2. Эдер В. Г., Замирайлова А. Г., Занин Ю. Н., Жигульский И. А. Особенности литологического состава основных типов разрезов баженовской свиты // Геология нефти и газа. — 2015. — №6. — С. 96–106.
3. Конторович А. Э., Ян П. А., Замирайлова А. Г., Костырева Е. А., Эдер В. Г. Классификация пород баженовской свиты // Геология и геофизика. — 2016. — Т. 57. — №11. — С. 2034–2043.



УДК 550.4:553.98

DOI 10.25205/978-5-4437-1312-0-288-290

## Геохимия низкомолекулярных углеводородов C<sub>5</sub>-C<sub>8</sub> нефтей и конденсатов северных и арктических районов Западной Сибири\*

Е. А. Фурсенко

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

**Аннотация.** В соответствии с геохимической специализацией параметров по составу углеводородов C<sub>5</sub>-C<sub>8</sub> (групповой состав, отношения алканы/цикланы, циклопентаны/циклогексаны, м-ксилол/о-ксилол и др.) в исследованной выборке идентифицированы нефти и конденсаты преимущественно террагенного, преимущественно аквагенного и смешанного генотипов. Выявлены биодegradированные пробы.

**Ключевые слова:** органическая геохимия, нефть, конденсат, углеводороды C<sub>5</sub>-C<sub>8</sub>, Западная Сибирь

## Geochemistry of low-molecular hydrocarbons C<sub>5</sub>-C<sub>8</sub> of oils and condensates from the northern and arctic regions of Western Siberia

E. A. Fursenko

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, Novosibirsk

**Abstract.** In accordance with the geochemical specialization of parameters by the composition of C<sub>5</sub>-C<sub>8</sub> hydrocarbons (hydrocarbon type content, the ratios of alkanes/cyclanes, cyclopentanes/cyclohexanes, m-xylene/o-xylene, etc.) oils and condensates of mainly aquagene, mainly terragenic and mixed genesis have been identified in the studied sampling. Biodegraded samples detected.

**Key words:** organic geochemistry, crude oil, condensate, C<sub>5</sub>-C<sub>8</sub> hydrocarbons, Western Siberia

Геохимические исследования нефтей и конденсатов являются важной частью регионального изучения нефтегазоносности осадочных бассейнов. При реконструкции генезиса и вторичных преобразований нефтидов весьма информативны не только традиционные для современной органической геохимии высокомолекулярные углеводороды-биомаркеры, но и геохимические показатели состава легких фракций — углеводороды (УВ) C<sub>5</sub>-C<sub>8</sub>.

В работе обобщены архивные материалы ИНГГ СО РАН по составу УВ C<sub>5</sub>-C<sub>8</sub> нефтей (142 пробы) и конденсатов (116 проб) из палеозойских (Ямальская НГО) и мезозойских залежей северных и арктических районов (север Фроловской, Надым-Пурской и Пур-Тазовской НГО, Ямальская, Гыданская и Енисей-Хатангская НГО) Западной Сибири (см. таблицу). Информация об индивидуальном составе УВ C<sub>5</sub>-C<sub>8</sub> (н-алканы, и-алканы, циклопентаны, цикло-

\* Работа выполнена при финансовой поддержке проекта ФНИ № FWZZ-2022-0011.

© Е. А. Фурсенко, 2022

гексаны и легкие арены) получена методом газожидкостной хроматографии нефракционированных проб.

### Представительность исследованной коллекции нефтей и конденсатов

Возраст вмещающих отложений	Нефти	Конденсаты
K <sub>1a-al-2c</sub>	7	22
K <sub>1b-br</sub>	100	59
J <sub>5o-v</sub>	9 (2*)	10 (1*)
J <sub>1-2</sub>	26	22
Pz	0	3

(2\*) и (1\*) — в том числе пробы из залежей баженовской свиты (Заполярное, Уренгойское и Харасавейское месторождения).

По особенностям в распределении УВ C<sub>5</sub>-C<sub>8</sub> исследованные нефти и конденсаты разделились на четыре группы.

В первую группу обособились пробы из залежей в отложениях разного возраста, в легких фракциях которых цикланы преобладают над алканами, или их концентрации близки. В эту группу попали практически все пробы выборки с повышенным содержанием легких аренов (> 20 % на фракцию). Значения генетических параметров по составу бензинов (циклопентаны/циклогексаны (0,18–0,55); н-гептан / метилциклогексан (0,19–0,58); этилбензол/ сумма ксилолов (0,06–0,11); м-ксилол/ о-ксилол (2,68–6,46)) свидетельствуют о преимущественно *террагенном* генотипе нефтей и конденсатов первой группы [1–3, 5]. Залежи нефтей и конденсатов первой группы локализируются, главным образом, в пределах Большехетской мегасинклизы и Мессояхской наклонной гряды, однако встречаются и в других частях района исследования. Учитывая территориальную приуроченность залежей нефтей и конденсатов этой группы очевидно, что источником их легких фракций могло быть обогащенное террагенными компонентами органическое вещество ниже-среднеюрских отложений, которое захоронялось, главным образом, в пределах Большехетской мегасинклизы.

Вторую группу представляют нефти и конденсаты, залежи которых тяготеют к западу и к югу исследованного района. В них легкие фракции характеризуются повышенной концентрацией алканов по сравнению с цикланами, низким содержанием легких аренов, что показывает на их генетическое родство с нефтями из залежей в баженовской свите [4, 5]. Низкое значение отношения м-ксилол/ о-ксилол (< 2,00) и высокие значения отношений циклопентаны/ циклогексаны (>0,70), н-гептан/ метилциклогексан (> 0,90), этилбензол/ сумма ксилолов (>0,20) позволяют предположить преимущественно *аквагенный* генотип этих нефтей [1–3, 5].

Наиболее многочисленной является группа проб, которые по генетическим критериям по составу УВ C<sub>5</sub>-C<sub>8</sub> занимают промежуточное положение между выделенными группами нефтей и конденсатов аквагенного и террагенного генотипов. Это пробы, отобранные преимущественно из меловых залежей. Вероятнее всего, их состав мог формироваться как за счет органического вещества смешанного генезиса, так и при смешении разнотипных флюидов при формировании залежей, за счет многоэтапного, разнесенного во времени, поступления в ловушки УВ из разных по генезису и возрасту источников.

Нефти и конденсаты из отложений апт-альб-сеномана и готерив-берриаса, залежи которых характеризуются пониженными пластовыми температурами ( $<70\text{ }^{\circ}\text{C}$ ), изменены биодegradацией. Нефти и конденсаты из этих залежей характеризуются низкими концентрациями легких *n*-алканов и, как следствие, самыми низкими для исследованной выборки отношениями *n*-алканы/*i*-алканы (0,18, в среднем), *n*-гептан/ метилциклогексан (0,19, в среднем), алканы/ цикланы (0,51, в среднем).

Таким образом, согласно геохимическим параметрам по составу УВ  $\text{C}_5\text{-C}_8$  исследованные нефти и конденсаты различаются генезисом и разделяются на три генетические группы: аквагенные, террагенные и смешанные. В общем случае сравнительный анализ состава УВ  $\text{C}_5\text{-C}_8$  показывает, что углеводородные флюиды северных и арктических районов Западной Сибири, за редкими исключениями, по групповому составу их легкой фракции существенно отличаются от типично аквагенных нефтей баженовской свиты Среднего Приобья, что показывает на различие характеристик нефтематеринского органического вещества, которое генерировало баженовские нефти и углеводородные флюиды из мезозойских залежей исследованного района.

### Список литературы

1. Изосимова, А. Н. Реликтовые углеводороды в органическом веществе и нефтях Западной Якутии / А. Н. Изосимова, О. Н. Чалай. — Новосибирск: Наука, 1989. — 124 с.
2. Соболева, Е. В. Генетические особенности и перспективы поисков нефтяных скоплений на Ямале / Е. В. Соболева, Л. В. Строганов // Геология нефти и газа. — 1993. — № 6. — С. 6–10.
3. Борисова, Л. С. Геохимия низкомолекулярных углеводородов  $\text{C}_5\text{-C}_8$  нефтей и конденсатов Западной Сибири / Л. С. Борисова, А. Э. Конторович, Е. А. Фурсенко // Геология и геофизика. — 2004. — № 7. — С. 861–872.
4. Фурсенко Е. А. Геохимические особенности нефтей баженовской свиты // Успехи органической геохимии: Материалы Всерос. науч. конф. (11–15 октября 2010 г.) — Новосибирск — С. 343–347.
5. Фурсенко, Е. А. Геохимия низкомолекулярных углеводородов нефтей и конденсатов Надым-Тазовского междуречья и северных районов Широкого Приобья (Западная Сибирь) / Новосибирск : ИНГГ СО РАН, 2014. — 146 с.

УДК 556.3

DOI 10.25205/978-5-4437-1312-0-291-293

## **Роль траппового магматизма в изменении состава рассолов Сибирской платформы \***

А. В. Черных<sup>1</sup>, Ф. Ф. Дульцев<sup>1</sup>, Д. А. Новиков<sup>1,2</sup>, А. С. Максимова<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Институт нефтегазовой геологии и геофизики  
им. А. А. Трофимука СО РАН, Новосибирск

<sup>2</sup>Новосибирский государственный университет, Новосибирск

**Аннотация.** Приводятся результаты по изучению влияния траппового магматизма на геохимию рассолов западных районов Курейской синеклизы. Рассолы, залежи углеводородов и органическое вещество осадочного чехла, подвергались значительному тепловому воздействию в результате проявления траппового магматизма на рубеже перми и триаса, который помимо негативного влияния на сохранность углеводородов в контактовой зоне способствовал процессу вызревания углеводородов в удаленных от контакта горизонтах. В результате реакционного взаимодействия внедряющихся траппов с рассолами осадочного чехла значительно преобразовался исходный состав последних в направлении их насыщения железом, алюминием и кремнеземом.

**Ключевые слова:** Гидрогеология, геохимия рассолов, трапповый магматизм, интрузия, нефтегазоносность, Курейская синеклиза, Сибирская платформа, Арктика

## **The role of trap magmatism in changing the composition of brines of the Siberian Platform**

A. Chernykh<sup>1</sup>, F. Dultsev<sup>1</sup>, D. Novikov<sup>1,2</sup>, A. Maksimova

<sup>1</sup>Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, Novosibirsk

<sup>2</sup>Novosibirsk National Research State University, Novosibirsk

**Abstract.** Results of the study of the influence of trapean magmatism on brines' geochemistry in the western parts of the Kureika syneclyse are presented. Brines, hydrocarbon accumulations and organic matter were subjected to significant thermal effects in the sedimentary cover as a result of trap magmatism at the Permian-Triassic boundary. In addition to the negative impact on preservation of hydrocarbons in the near-contact zone, the phenomenon of intrusive trap magmatism has contributed to the process of hydrocarbon maturation in layers remote from the contact with host rocks. As a result of interactions between the igneous intrusions in the sedimentary cover and brines, the initial composition of the latter experienced significant transformations towards their saturation with iron, aluminum and silica.

**Key words:** Hydrogeology, geochemistry of brines, trapean magmatism, intrusion, oil and gas potential, Kureika syneclyse, Siberian platform, Arctic

---

\* Работа выполнена в рамках научной темы № FWZZ-2022-0014 Государственной программы ФНИ.

© А. В. Черных, Ф. Ф. Дульцев, Д. А. Новиков, А. С. Максимова, 2022

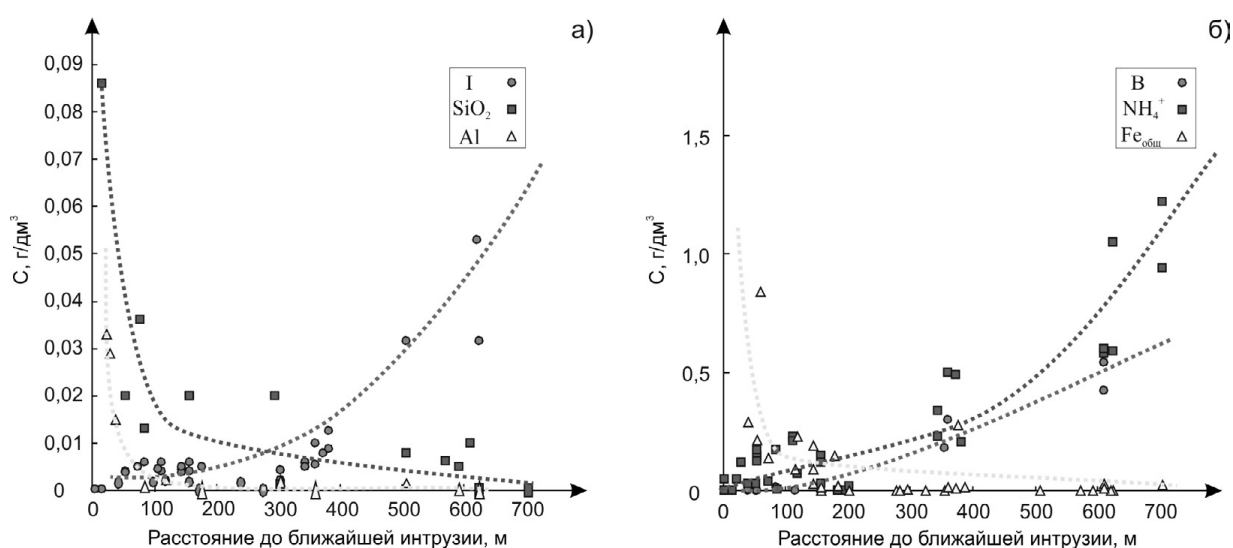
## Введение

Залежи углеводородов, органическое вещество осадочных пород и рассолы чехла Сибирской платформы подверглись значительному тепловому воздействию в результате проявления траппового магматизма на рубеже перми и триаса. Территория исследований характеризуется присутствием крепких рассолов, развитием мощных толщ соленосных отложений, криогенной толщи, траппов, наличием древнейших рифей-раннекембрийских нефтегазоносных комплексов. Все это обуславливает ряд проблем, связанных с оценкой нефтегазоносности, в частности — сохранность углеводородов в залежах [1–3]. К настоящему времени накоплен обширный фактический материал по геологической изученности нефтегазоносности Сибирской платформы. В основу настоящего исследования положены испытания по 94 объектам 18 поисковых площадей, электронная база данных представлена записями по 126 пробам рассолов. Наибольшей изученностью отличается соленосная формация, где охарактеризованы ангарско-литвинцевский, булайский, бельский и усольский водоносные горизонты.

## Результаты

В отложениях палеозоя и протерозоя изучаемого региона установлены рассолы с величиной общей минерализации от 50,2 (надсолевая формация) до 469,6 г/дм<sup>3</sup> (соленосная формация). По химическому составу рассолы относятся к хлоридным натриевым, натриево-кальциевым, кальциево-натриевым, кальциево-магниевым и кальциевым типам (по С. А. Щукареву), при доминировании смешанных хлоридных кальциево-натриевых и натриево-кальциевых типов) [4–6]. Содержания наиболее изученных микроэлементов и соединений варьируют в широких пределах: Br — 0,03–6,7 г/дм<sup>3</sup>, NH<sub>4</sub><sup>+</sup> — 0,1–1,9 г/дм<sup>3</sup>, B — 0,01–790,0 мг/дм<sup>3</sup>, I — 0,1–53,0 мг/дм<sup>3</sup>, SiO<sub>2</sub>–2,0–86,0 мг/дм<sup>3</sup> и F — 1,0–1,5 мг/дм<sup>3</sup> [7–8].

Влияние траппов на содержание микроэлементов и соединений в рассолах проявилось неоднозначно. Так, по мере приближения к контакту наблюдается рост концентраций железа, марганца, алюминия, иттербия, кремнезема и нитрит-иона. Их содержания составляют (в ближней зоне 0–100 м, на расстоянии от интрузии 350 и 700 м) (мг/дм<sup>3</sup>) (см. рисунок): у железа — 840; 310; 25; у кремнезема — 86; 20; 5; у марганца — 60; 13; 5; у алюминия — 38; 1,5; 0,5; нитрит-иона — 10; 0,07; 0,02; у иттербия — 0,073; 0,035; 0,027.



Содержание I, SiO<sub>2</sub>, Al (а) и B, NH<sub>4</sub><sup>+</sup>, Fe<sub>общ</sub> (б) в рассолах в зависимости от расстояния до ближайшей интрузии

Таким образом, в результате реакционного взаимодействия внедряющихся траппов с рассолами осадочного чехла значительно преобразовался исходный состав последних в направлении их насыщения железом, алюминием, кремнеземом и другими компонентами, что может служить следствием солевой экстракции металлов в рудоносный флюид из магматических расплавов, но подтверждение этой гипотезы требует детальных литолого-минералогических и гидрогеохимических исследований.

Обратная тенденция характеризует поведение в рассолах брома, стронция, аммония, бора, лития, йода, рубидия, свинца, фтора, золота и селена. Их содержания составляют (в ближней зоне 0–100 м, на расстоянии от интрузии 350 и 700 м) (мг/дм<sup>3</sup>) (см. рисунок): у брома — 421–4747; 2760–4595; 5770–6730; у стронция — 363–2080; 1854–3370; 1720–5231; у аммония — 27–250; 230–500; 600–1200; у бора — 0,2–0,5; 180–302; 423–540; у лития — 40–114; 148–163; 234–257; у йода — 0,8–17,6; 5,0–37,8; 31,7–53,0; у рубидия — 4,5–10,4; 9,9–21,0; 27,7–32,2; у свинца — 0,65–0,90; 0,90–2,30; 7,02; у фтора — 1,0; 1,2; 1,5; у золота — 0,06; 0,10; нет данных; у селена — 0,007; 0,01; нет данных. Максимальные концентрации лития (148–423 мг/дм<sup>3</sup>) отмечаются в интервале палеотемператур 200–300 °С, тогда как минимальные содержания — 40–169 мг/дм<sup>3</sup> характеризуют диапазон 580–615 °С. При тех же интервалах палеотемператур у рубидия наибольшие концентрации составляют 9,7–32,2 мг/дм<sup>3</sup>, а наименьшие — 4,5–10,4 мг/дм<sup>3</sup> соответственно. Однако изучение форм миграции и механизмов накопления элементов в рассолах при высоких температурах требует отдельного внимания поскольку является весьма трудоемкой задачей по моделированию взаимодействий в системе вода — горная порода.

### Список литературы

1. Конторович А. Э. Влияние интрузивных траппов на нефтегазоносность палеозойских отложений Сибирской платформы / А. Э. Конторович, Н. В. Мельников, В. С. Старосельцев, А. В. Хоменко // Геология и геофизика. — 1987. — № 5. — С. 14–20.
2. Конторович А. Э. Критерии прогноза нефтегазоносности и рудоносности карбонатно-эвапоритовых бассейнов с интенсивным проявлением траппового магматизма / А. Э. Конторович, А. В. Павлов, Г. А. Третьяков, А. В. Хоменко // Доклады РАН. — 1997. — Т. 353. — № 6. — С. 801–804.
3. Новиков Д. А. Геотермическая модель юго-западной части Курейской синеклизы в связи с нефтегазоносностью / Д. А. Новиков, А. А. Кох // Геология нефти и газа. — 2014. — №1. — С. 112–119.
4. Novikov D.A. Hydrogeochemistry of the Arctic areas of Siberian petroleum basins / D.A. Novikov // Petroleum Exploration and Development. — 2017. — V. 44. — №5. — PP. 780–788.
5. Novikov D.A. Geochemistry of brines in Vendian deposits of the Siberian platform / D.A. Novikov, A. V. Chernykh, F. F. Dultsev // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. — 2018. — V. 193. — №012052.
6. Novikov D.A., Trifonov N. S. Hydrogeologic implications of industrial effluent disposal of the Yurubcheno-Tokhomo field (Siberian craton, Russia) / D.A. Novikov, N. S. Trifonov // Arabian Journal of Geosciences. — 2016. — V. 9. — №1. — pp. 1–14.
7. Novikov D.A. Primary data on the impact from trap magmatism on the hydrogeochemistry of brines in the southwestern part of the Kureyka syncline (Siberian Platform) / D.A. Novikov, L. M. Zhitova, F. F. Dultsev, A. V. Chernykh // E3S Web of Conferences. — 2019. — V. 98. — № 08017.
8. Новиков Д. А. Влияние траппового магматизма на геохимию рассолов нефтегазоносных отложений западных районов Курейской синеклизы (Сибирская платформа) / Д. А. Новиков, А. О. Гордеева, А. В. Черных, Ф. Ф. Дульцев, Л. М. Житова // Геология и геофизика. — 2021. — Т. 62. — № 6. — С. 861–881.

УДК 552.578.2.061.3+665.6.033.28  
DOI 10.25205/978-5-4437-1312-0-294-296

## Состав соединений, окклюдированных асфальтенами метано–нафтеновой нефти\*

Т. В. Чешкова, Е. Ю. Коваленко, Т. А. Сагаченко, Р. С. Мин

Институт химии нефти СО РАН, Томск

**Аннотация.** С использованием методов экстракции и реакции окисления, катализируемой ионами рутения, установлено, что в структуре асфальтенов метано–нафтеновой нефти присутствуют окклюдированные соединения, среди которых идентифицированы насыщенные и ароматические углеводороды и гетероорганические соединения. Присутствие этих соединений может быть обусловлено, как их сорбцией на макромолекулярных образованиях асфальтенов, так и клатрацией с наноагрегатами асфальтенов, захватившими эти соединения в полые ячейки своих структур на более поздних стадиях формирования их макроструктуры.

**Ключевые слова:** асфальтены, окисление, ионы рутения, структурные фрагменты, окклюдированные соединения, состав

## Composition of compounds occluded by asphaltenes of methane-naphthenic oil

T. Cheshkova, E. Kovalenko, T. Sagachenko, R. Min

Institute of Petroleum Chemistry SB RAS, Tomsk

**Abstract.** Using the methods of extraction and the oxidation reaction catalyzed by ruthenium ions, it was found that occluded compounds are present in the structure of asphaltenes of methane–naphthenic oil, among which saturated and aromatic hydrocarbons and heteroorganic compounds are identified. The presence of these compounds may be due to both their sorption on asphaltene macromolecular formations and clathration with asphaltene nanoaggregates, which captured these compounds into the hollow cells of their structures at later stages of their macrostructure formation.

**Key words:** asphaltenes, oxidation, ruthenium ions, structural fragments, occluded compounds, composition

По современным представлениям, макромолекулярные структуры асфальтенов содержат фрагменты, которые могут быть извлечены из материнской молекулы с помощью методов экстракции, мягкого термолиза, пиролиза и селективной химической деструкции [1, 2]. Блокированные молекулы в значительной степени защищены от влияния каталитических, микробиальных и химических процессов, протекающих в нефтяной системе [3], что делает их полезными геохимическими маркерами для характеристики исходного органического вещества на ранних стадиях его тер-

\* Работа выполнена в рамках государственного задания ИХН СО РАН, финансируемого Министерством науки и высшего образования Российской Федерации (НИОКТР 1210312000185-6).

© Т. В. Чешкова, Е. Ю. Коваленко, Т. А. Сагаченко, Р. С. Мин, 2022

мической эволюции, а также для характеристики условий осадконакопления материнских пород, отслеживания путей миграции нефтей и выявления процессов их преобразований в коллекторе [4].

Цель настоящего исследования — получение информации о составе соединений, захваченных полыми ячейками макромолекулярной структуры асфальтенов на ранних стадиях формирования нефтяных систем с использованием методов экстракции и химической деструкции.

### Экспериментальная часть

Объект исследования — асфальтены метано-нафтенной нефти Крапивинского месторождения Томской области (содержание в нефти 2.6 % мас.). Исходные асфальтены (А) выделяли из нефти 40-кратным избытком  $n$ -гексана и фракционировали по схеме [1], предусматривающей их экстракцию горячим ацетоном с получением экстракта и неэкстрагируемых соединений и обработку экстракта  $n$ - $C_6$  с получением растворимых и нерастворимых продуктов. Остаток после экстракции ацетоном отнесен к высокомолекулярной фракции асфальтенов (ВМА, 87.1 % масс.), нерастворимый в  $n$ - $C_6$  продукт — к низкомолекулярной фракции асфальтенов (НМА, 6.2 % мас.). Продукт, растворимый в  $n$ - $C_6$ , отнесен к соединениям, окклюдируемым молекулами исходных асфальтенов, которые далее названы «мальтены» ( $M$ , 6.7 % мас.). Фракцию ВМА, подвергали реакции окисления, катализируемой ионами рутения — «Ru ion catalyzed oxidation» (*RICO*) [5]. Применение данной реакции позволяет получить информацию о составе соединений, захваченных в межслоевое пространство асфальтенов в процессе формирования нефтяных систем [5].

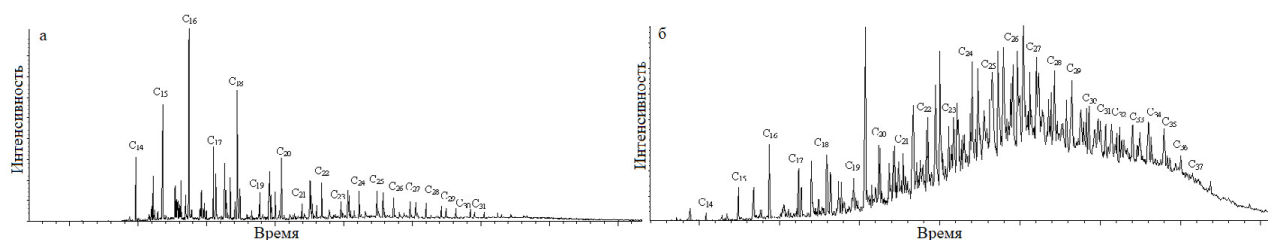
Продукты окисления ВМА и  $M$  анализировали методом хроматомасс-спектрометрии (ГХ-МС). Хроматомасс-спектры получали на DFS приборе фирмы Thermo Scientific. Условия получения спектров, их обработки и подходы к идентификации соединений приведены в работе [6].

### Результаты

По данным ГХ-МС анализа в составе  $M$  и продуктов *RICO*, присутствуют насыщенные и ароматические углеводороды (УВ) и гетероорганические соединения (ГОС).

Насыщенные УВ обоих образцов представлены алканами нормального и разветвленного строения, моно — и полициклоалканами. В  $M$  дополнительно установлены олефины с четным числом атомов углерода в цепи ( $C_{16}$ ,  $C_{18}$ ,  $C_{20}$ ,  $C_{22}$ ). Двойная связь в структуре идентифицированных олефинов находится в  $\alpha$ -положении, на что указывает присутствие в их масс-спектрах фрагментного иона  $M-28$ . Идентифицированные алканы характеризуются сходным молекулярно-массовым распределением. Однако, для алканов  $M$  наблюдается преобладание четных гомологов в ряду низкомолекулярных  $n$ -алканов ( $C_{14}$ - $C_{26}$ ), а для продуктов *RICO* — более высокое содержание разветвленных структур (см. рисунок).

Моноциклические нафтены  $M$  и продуктов *RICO* представлены близкими по распределению алкилциклопентанами ( $C_{14}$ - $C_{24}$  и  $C_{16}$ - $C_{27}$ ) и алкилциклогексанами ( $C_{14}$ - $C_{28}$  и  $C_{18}$ - $C_{26}$ ).



Распределение  $n$ -алканов в «мальтенах» (а) и в продуктах *RICO* (б)



В смеси полициклических нафтенов определены стераны и терпаны. Среди стеранов обоих образцов идентифицированы  $C_{27}$ – $C_{30}$  холестаны, среди терпанов —  $C_{27}$ ,  $C_{29}$ – $C_{35}$  гопаны. Отличительной особенностью полициклических нафтенов *M* является наличие низкомолекулярных стеранов ( $C_{21}$ – $C_{22}$  прегнанов,  $C_{27}$ – $C_{28}$  диахолестанов) и терпанов ( $C_{23}$ – $C_{24}$  трициклических терпанов — хейлантанов,  $C_{24}$  тетрациклического терпана).

Среди ароматических УВ *M* установлены *n*-алкилбензолы ( $C_{14}$ – $C_{28}$ ), *n*-алкилтолуолы ( $C_{15}$ – $C_{28}$ ), *n*-алкилсилолы ( $C_{16}$ – $C_{28}$ ), нафталины ( $C_1$ – $C_5$ ) и фенантрены ( $C_0$ – $C_2$ ).

Ароматические УВ продуктов *RICO* характеризуются более широким набором полициклических соединений. Кроме *n*-алкилбензолов ( $C_{10}$ – $C_{26}$ ), нафталинов ( $C_2$ – $C_3$ ) и фенантронов ( $C_0$ – $C_1$ ) в их составе идентифицированы дифенилы ( $C_0$ – $C_3$ ), фенилнафталины, флуоарены ( $C_0$ – $C_4$ ), хризен, пирен и флуорантен.

Отличительной особенностью продуктов *RICO* является также и более широкий набор идентифицированных ГОС. В составе *M* они представлены только бензотиофенами ( $C_3$ – $C_5$ ), дибензотиофенами ( $C_0$ – $C_5$ ), дибензофуранами ( $C_0$ – $C_2$ ) и бензокарбазолами ( $C_0$ – $C_3$ ). В составе продуктов *RICO*, наряду с дибензотиофенами ( $C_0$ – $C_1$ ), дибензофуранами ( $C_0$ – $C_1$ ), установлены бензонафтофуран, фенолы  $C_0$ – $C_2$ , индол, карбазол, хинолин и бензохинолин.

Результаты сравнительного анализа позволяют предположить, что соединения, идентифицированные в *M* и продуктах *RICO*, окклюдируются в межслоевое пространство асфальтенов на различных стадиях формирования их макроструктуры. Состав соединений, полученных с использованием реакций окисления, отражает природу исходной биомассы. Вероятнее всего эти соединения были захвачены в полые ячейки макромолекулярных образований асфальтенов в процессе крекинга керогена на ранних стадиях формирования нефтяной системы. Присутствие соединений, идентифицированных в составе *M*, может быть обусловлено, как их сорбцией на макромолекулярных образованиях асфальтенов, так и клатрацией с наноагрегатами асфальтенов, захватившими эти соединения в полые ячейки своих структур на более поздних стадиях формирования их макроструктуры.

Полученная информация расширяет представления о строении асфальтенов нефтяных дисперсных систем и может быть использована для построения гипотетической модели их молекул.

### Список литературы

1. Strausz O.P. Structural Features of Boscan and Duri Asphaltenes / O.P. Strausz, T.W. Mojelsky, E.M. Lown // *Energy Fuels*. — 1999. — V.13. — No. 2. — P. 228–247.
2. Ganeeva Y.M. Features of the Composition of Compounds Trapped in Asphaltenes of Oils and Bitumens of the Bavly Oil Field / Y.M. Ganeeva, E.E. Barskaya, E. S. Okhotnikova T. N. Yusupova // *Energy Fuels*. — 2021. — V. 35. — No. 3. — P. 2493–2505.
3. Snowdon L.R. The Organic Geochemistry of Asphaltenes and Occluded Biomarkers / L. R. Snowdon, J. K. Volkman, Z. Zhang, G. Tao, P. Liu // *Organic Geochemistry*. — 2016. — V 91. — No. 1. — P. 3–15.
4. Каширцев В. А. Углеводороды, окклюдируемые асфальтенами // *Геология и геофизика*. — 2018. — Т. 59. — № 8. — С. 1211–1219.
5. Shi Q. Ruthenium Ion-Catalyzed Oxidation for Petroleum Molecule Structural Features: A Review / Q. Shi, J.W. Wang, X.B. Zhou, C.M. Xu, S.Q. Zhao, K.H. Chung // *Structure and Modeling of Complex Petroleum Mixtures. Structure and Bonding*, D.M.P. Mingos, Springer, 2016, vol. 168, pp. 71–92.
6. Сергун В. П. Сероорганические соединения нефтей Западной Сибири / В. П. Сергун, Р. С. Мин // *Нефтехимия*. — 2012. — Т. 52. — № 2. — С. 86–91.

УДК 550.4

DOI 10.25205/978-5-4437-1312-0-297-299

## **Изотопный состав углерода органического вещества породы из вмещающих соли отложений Якшинского месторождения**

С. Н. Шанина, Д. А. Бушнев, Н. С. Бурдельная

Институт геологии им. акад. Н. П. Юшкина Коми научного центра  
Уральского отделения Российской академии наук, Сыктывкар

**Аннотация.** Изучено распределение изотопного состава углерода битумоида, его отдельных фракций и индивидуальных алкановых углеводородов, выделенных из глинисто-доломитовой породы с галитом Якшинского месторождения. Основной вклад в формирование ОВ этого образца внесли липиды морских планктонных водорослей и галофильные археи. Значения  $\delta^{13}\text{C}_{\text{ХБА}}$  и отдельных фракций битумоида свидетельствуют об аквагенном источнике ОВ. Изотопный профиль углерода *n*-алканов характеризуется значительным облегчением  $\delta^{13}\text{C}$  состава  $\text{C}_{15}$ – $\text{C}_{17}$  и заметным утяжелением  $\delta^{13}\text{C}$  в средне- и высокомолекулярной области.

**Ключевые слова:** изотопный состав углерода, *n*-алканы, Верхнепечорский соленосный бассейн

## **Isotopic composition of organic matter from underlying rock salt horizon of the Yakshinskoe deposit**

S. N. Shanina, D. A. Bushnev, N. S. Burdelnaya

Institute of Geology of Komi Science Centre of the Ural Branch  
of the Russian Academy of Sciences, Syktyvkar

**Abstract.** The distribution of the organic carbon isotopic composition of bitumen, its individual fractions and individual *n*-alkanes isolated from clay-dolomite rock with halite of the Yakshinskoe deposit has been studied. It has been found that lipids of marine planktonic algae and halophilic Archaea put the main contribution to the formation of the OM of this sample. The  $\delta^{13}\text{C}$  of bitumen and individual fractions indicate an aquagenic source of OM. The carbon isotope profile of *n*-alkanes is characterized by a significant relieving of  $\delta^{13}\text{C}$  of  $\text{C}_{15}$ – $\text{C}_{17}$  *n*-alkanes and essential weighting in the medium and high-molecular area.

**Key words:** organic carbon isotope composition, *n*-alkanes, Upper Pechora salt basin

Якшинское месторождение калийно-магниевых солей находится в юго-западной части Верхнепечорский соленосного бассейна, расположенного в пределах одноименной впадины Предуральского краевого прогиба. Галогенные отложения охватывают верхнюю часть иренского горизонта кунгурского яруса нижней перми. Они подстилаются карбонатно-глинистыми и известняковыми отложениями верхнеартинского подъяруса и покрываются мергелями и алевроито-песчаными породами уфимского яруса. Соленосная толща Якшинского месторождения имеет пластовое строение и подразделяется на три литологические зоны:

подстилающая каменная соль, калийно-магниевые соли и покровная каменная соль. Подробное описание Верхнепечорского соленосного бассейна и строение его соляной толщи приведено в [1].

В данной работе изучено распределение изотопного состава углерода битумоида, его отдельных фракций и индивидуальных алкановых углеводородов, выделенных из глинисто-доломитовой породы с галитом Якшинского месторождения. Образец был отобран в интервале 478.6–478.9 м из скв. 15 на контакте вмещающих соли отложений и соленосной толщи, его формирование шло в условиях повышенной солености.

Определено содержание органического углерода, выделен хороформенный битумоид, выполнено его разделение на фракции. Данные по выходу органического углерода, хлороформенного битумоида и битумоидного коэффициента представлены в таблице. В компонентном составе битумоида преобладают насыщенные углеводороды и смолы.

### Геохимическая характеристика породы

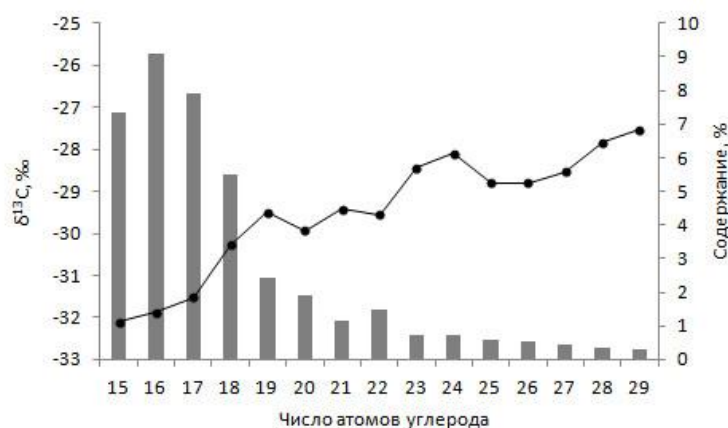
Показатель	Значение
$C_{\text{орг}}$	1.36
ХБА, %	0.185
b	13.6
Состав битумоида, %	
насыщенные	37.8
ароматические	18.5
смолы	32.1
асфальтены	2.6
$\sum i\text{-алканов}/\sum n\text{-алканов}$	1.2
$(Pr+Ph)/(n-C_{17}+n-C_{18})$	3.14
$\delta^{13}C_{\text{ХБА}}, \text{‰}$	-29.11
$\delta^{13}C_{\text{асф}}, \text{‰}$	-26.91
$\delta^{13}C_{\text{полярн}}, \text{‰}$	-28.93
$\delta^{13}C_{\text{алиф}}, \text{‰}$	-29.36
$\delta^{13}C_{\text{аром}}, \text{‰}$	-28.83
$\delta^{13}C_{\text{НОП}}, \text{‰}$	-26.49

По данным газохроматографического анализа насыщенной фракции образец характеризуется высокими концентрациями изопреноидных алканов с доминированием фитана (29 % от общего содержания алкановых УВ). Максимум *n*-алканов наблюдается в области  $C_{15}$ – $C_{17}$  с резким снижением концентраций средне- и высокомолекулярных гомологов (см. рисунок). Исходя из этого, было сделано предположение, что основной вклад в формирование ОБ этого образца внесли липиды морских планктонных водорослей и галофильные археи. О значительном вкладе водорослевой составляющей свидетельствует и установленное ранее резкое доминирование *n*-пентадецилбензола среди *n*-алкилбензолов в составе ароматической фракции [2].

Исследования изотопного состава углерода битумоида и отдельных фракций, полученных после разделения ХБА проводились с использованием масс-спектрометра Delta V Advantage (Thermo), сопряженного с элементным анализатором Flash EA. Полученные значения  $\delta^{13}C_{\text{ХБА}}$  (см. таблицу) свидетельствуют об аквагенном источнике ОБ [3]. Значение  $\delta^{13}C$  насыщенной

углеводородной фракции несколько облегчено, по сравнению с ароматической (см. таблицу), что соответствует общепринятому [4].

Из алифатической фракции битумоида были выделены парафины путём соосаждения с мочевиной из этанола, с последующим разрушением комплекса водой и экстракцией парафинов *n*-гексаном. Анализ изотопного состава углерода индивидуальных *n*-алканов выполнялся на масс-спектрометре Delta V Advantage (Thermo), соединённом с хроматографом Trace GC Ultra через окислительный реактор и систему переключения потоков GC IsoLink. Изотопный профиль углерода *n*-алканов характеризуется значительным облегчением  $\delta^{13}\text{C}$  низкомолекулярных *n*-алканов и заметным утяжелением  $\delta^{13}\text{C}$  в средне- и высокомолекулярной области (см. рисунок). Подобное необычное распределение  $\delta^{13}\text{C}$  длинноцепочечных *n*-алканов ранее было отмечено для олигоценых мергелей бассейна Мюлуз (Франция), чье формирование также проходило в условиях повышенной солености [5]. На наш взгляд подобное распределение свидетельствует о неоднородности органического вещества данного образца.



Распределение содержания *n*-алкановых углеводородов битумоида (гистограмма) и их изотопного состава (график)

### Список литературы

1. Иванов А. А. Галогенные формации (минеральный состав, типы и условия образования, методы поисков и разведки месторождений минеральных солей) / А. А. Иванов, М. Л. Воронова. — М.: Недра, 1972. — 328 с.
2. Шанина С. Н. Геохимия длинноцепочечных алкилбензолов, алкилтолуолов и 2-метил-2-(4,8,12-триметилтридецил)хроманов в породах нижнепермской соляной толщи Верхнепечорского бассейна / С. Н. Шанина, Н. С. Бурдельная, Д. А. Бушнев, О. В. Валяева, О. О. Игнатович // Геохимия. — 2021. — №10. — С. 913–925.
3. Конторович А. Э. Закономерности фракционирования изотопов углерода в седикахитах / А. Э. Конторович, Л. И. Богородская, С. И. Голышев // Геология и геофизика. — 1985. — №9. — С. 34–42.
4. Галимов Э. М. Изотопы углерода в нефтегазовой геологии. — М.: Недра, 1973. — 384 с.
5. Hollander D. J. Molecular and bulk isotopic analyses of organic matter in marls of the Mulhouse Basin (Tertiary, Alsace, France) / D. J. Hollander, J. S. Sinninghe Damste, J. M. Hayes, W. de Leeuw, Y. Huc // Organic Geochemistry. — 1993. — V. 20. — N 8. — Pp. 1253–1263.

УДК 622.276.64, 661.6:543.544  
DOI 10.25205/978-5-4437-1312-0-300-303

**Влияние кислотной химической композиции на основе глубоких эвтектических растворителей (ГЭР) на состав и свойства тяжелых высоковязких нефтей в процессе физического моделирования**

М. Р. Шолидодов<sup>1,2</sup>, В. В. Козлов<sup>1,2</sup>, Е. А. Ельчанинова<sup>1</sup>, Л. К. Алтунина<sup>1,2</sup>

<sup>1</sup>Институт химии нефти СО РАН, Томск

<sup>2</sup>Томский государственный университет, Томск

**Аннотация.** Значительная часть современных методов увеличения нефтеотдачи базируется на применении химических нефтевытесняющих композиций, которые воздействуют на нефтематеринскую породу и нефть. В работе представлены результаты исследования влияния кислотных нефтевытесняющих композиций, разработанных в Институте химии нефти СО РАН, на состав вытесняемой нефти при физическом моделировании процесса нефтевытеснения, для условий типовых месторождений с карбонатным и терригенным типом коллектора. Установлено, что существенного влияния кислотных композиций на распределение углеводородов при вытеснении нефти не наблюдается.

**Ключевые слова:** методы увеличения нефтеотдачи, анализ нефти, кислотная нефтевытесняющая композиция, высоковязкие нефти.

**Influence of an acidic chemical composition based on deep eutectic solvents (DES) on the composition and properties of heavy high-viscosity oils during physical modelling**

M. R. Sholidodov<sup>1,2</sup>, V. V. Kozlov<sup>1,2</sup>, E. A. Elchaninova<sup>1</sup>, L. K. Altunina<sup>1,2</sup>

<sup>1</sup>Institute of Petroleum Chemistry SB RAS, Tomsk

<sup>2</sup>National Research Tomsk State University, Tomsk

**Abstract.** A significant part of modern methods of enhanced oil recovery is based on the use of chemical oil-displacing compositions that affect the source rock and oil. The paper presents the results of a study of the effect of acid oil-displacing compositions developed at the Institute of Petroleum Chemistry of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences on the composition of the displaced oil during physical modeling of the oil displacement process for the conditions of typical fields with carbonate and terrigenous reservoir types. It has been established that there is no significant effect of acidic compositions on the distribution of hydrocarbons during oil displacement.

**Key words:** enhanced oil recovery methods, oil analysis, acidic water-displacing composition, high-viscosity oils.

Важным направлением поиска путей увеличения нефтеотдачи залежей тяжелых и высоковязких нефтей является разработка новых физико-химических технологий, основанных

на введении в пласт различного рода композиций на основе химических реагентов, в том числе поверхностно-активных веществ (ПАВ).

Для увеличения коэффициента извлечения нефти за счет повышения проницаемости пород коллектора и продуктивности добывающих скважин, а также увеличения коэффициента нефтевытеснения, в Институте химии нефти СО РАН разработаны кислотные химические нефтевытесняющие композиции на основе ПАВ, аддукта неорганической кислоты и многоатомного спирта. В основе их действия лежит способность системы «неорганическая кислота — многоатомный спирт — вода» непосредственно в пласте при низкой температуре 23–70 °С взаимодействовать с породой коллектора и, одновременно, эволюционировать. Введенная в пласт композиция реагирует с карбонатным коллектором или карбонатным цементом терригенного коллектора с выделением углекислого газа и водорастворимых солей, приводит к увеличению проницаемости породы. При температуре выше 70 °С карбамид, входящий в состав кислотной композиции, гидролизует с образованием углекислого газа и аммиачной буферной системы, которая в области значений водородного показателя 8–9,5 ед. рН, обладая высокой буферной ёмкостью, обеспечивает оптимальные условия для наиболее эффективной отмывающей способности ПАВ. Растворение выделяющегося углекислого газа в нефти, снижает её вязкость и также способствует ее вытеснению.

Для оценки нефтевытесняющей способности кислотной композиции было проведено физическое моделирование процесса нефтедобычи применительно к условиям трех месторождений. Для вытеснения нефти пермокарбоневой залежи Усинского месторождения (карбонатный коллектор) использовалась кислотная композиция на основе сорбита (в качестве многоосновного спирта), для вытеснения нефтей Восточно-Мессояхского и Русского месторождений (терригенный коллектор) использовалась композиция на основе пентаэритрита с добавлением плавиковой кислоты. В процессе моделирования были отобраны пробы нефтей, состав которых затем были исследованы с помощью хромато-масс-спектрометрии. Полученные результаты этих исследований и представлены в работе.

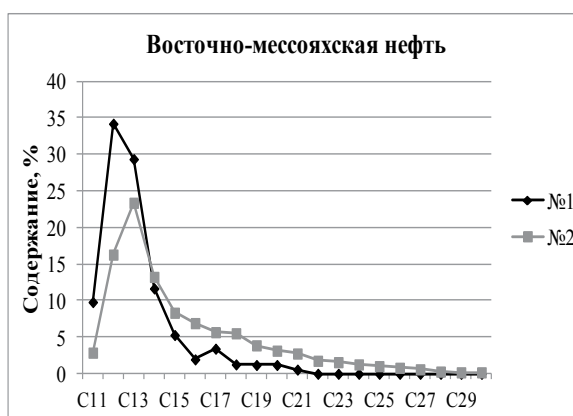
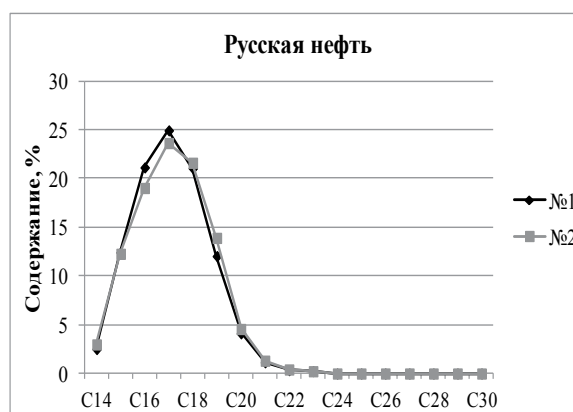
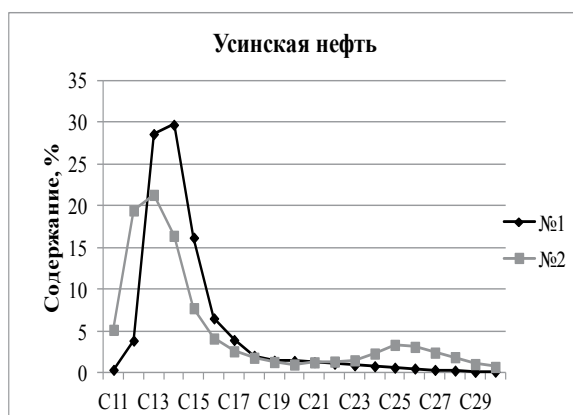
Анализ состава органических соединений проводили на магнитном хромато-масс-спектрометре DFS фирмы “Thermo Scientific” (Германия). Разделение осуществляли на кварцевой капиллярной хроматографической колонке фирмы «Agilent» с внутренним диаметром 0.25 мм, толщиной 0.25 мм, длиной 30 м и неподвижной фазой DB-5MS; газ-носитель — гелий.

Методом газовой хромато-масс-спектрометрии в составе органических соединений нефтей были идентифицированы: *n*-алканы, циклогексаны, ароматические соединения, стераны, гопаны, сесквитерпаны и секогопаны. В таблице представлено распределение основных групп органических соединений в пробах исходной и вытесненной при помощи кислотных композиций нефтей.

**Распределение основных групп органических соединений в пробах  
исходной и вытесненной при помощи кислотных композиций нефти Усинского,  
Восточно-Мессояхского и Русского месторождений**

Группа соединений	Состав проб нефти, % отн.					
	Усинская нефть		Восточно-Мессояхская		Русская нефть	
	Исходная	Вытесн.	Исходная	Вытесн.	Исходная	Вытесн.
Алканы	43,0	63,6	49,5	47,6	55,4	49,9
Арены	45,6	21,4	26,8	27,9	24,3	29,1
Нафтены	11,4	15,0	23,6	24,4	20,3	21,0

Разделение соединений по группам показало, что в пробе нефти Усинского месторождения, вытесненной с помощью кислотной композиции, наблюдалось увеличение содержания *n*-алканов на 20,0 % отн. (с 43,0 до 63,0 % отн.) и нафтенов на 3,6 % отн. (с 11,4 до 15,0 % отн.), а концентрация аренов, наоборот, снизилась на 24,2 % отн. (с 45,6 до 21,4 % отн.), по сравнению с исходной нефтью. В отличие от нефти Усинского месторождения, различия в составе исходной и вытесненной нефти Русского месторождения не значительны: содержание *n*-алканов снижается на 5,5 % отн., содержание нафтенов увеличивается на 0,7 % отн., а содержание аренов увеличивается на 4,8 % отн. В составе идентифицированных соединений количество



Распределение алканов в исходной нефти и в вытесненной при помощи кислотных композиций

*n*-алканов преобладает над содержанием ароматических и нафтеновых углеводородов. Для вытесненной нефти Восточно-Мессояхского месторождения отмечены незначительные изменения в составе органических соединений. После обработки кислотной композицией в составе *n*-алканов повышается содержание высокомолекулярных гомологов и увеличивается доля стеранов и гопанов.

Индивидуальный состав *n*-алканов в пробах Усинской нефти идентифицирован от  $C_{11}$  до  $C_{31}$  (см. рисунок, а); в пробах Русской нефти — от  $C_{14}$  до  $C_{23}$  (см. рисунок, б); в пробах нефти Восточно-Мессояхского месторождения от  $C_{11}$  до  $C_{31}$ . В исходной пробе нефти Усинского месторождения максимум распределения приходится на алкан  $C_{14}$  (кривая №1), а в пробе вытесненной нефти сдвигается на гомолог  $C_{13}$  (кривая №2), также наблюдается увеличение доли низкомолекулярных *n*-алканов от  $C_{23}$  до  $C_{29}$  с максимумом алкана  $C_{25}$  (см. рисунок, а). В пробах исходной и вытесненной нефти Русского месторождения максимум распределения приходится на *n*-алкан  $C_{17}$ , (№ 1 и № 2) (см. рисунок, б), распределение алканов в исходной и вытесненной нефти совпадает. В вытесненной нефти Восточно-Мессояхского месторождения максимум распределения алканов смещается с  $C_{13}$  до  $C_{12}$ .

Таким образом, в составе проб исходной и вытесненной нефти Усинского и Восточно-Мессояхского месторождений отмечены незначительные различия, обусловленные вытеснением преимущественно углеводородов с меньшей молекулярной массой, тогда как, более высокомолекулярные тяжелые компоненты исходной нефти остаются в модели неоднородного пласта. Состав нефти Русского месторождения, вытесненной при помощи кислотной композиции, практически полностью совпадает с составом исходной нефти, что говорит об отсутствии влияния композиции на нефть. имеет незначительные отличия в составе по сравнению с исходной.

### Список литературы

1. Алтунина Л.К. Увеличение нефтеотдачи залежей высоковязких нефтей кислотными композициями на основе поверхностно-активных веществ, координирующих растворителей и комплексных соединений / Л.К. Алтунина, В.А. Кувшинов, Л.А. Стасьева, И.В. Кувшинов // Георесурсы, 21(4), 2019. — С. 103–113
2. Mohsenzadeh A.a , Y. Al-Wahaibi a, R. Al-Hajri a, B. Jibril b, N. Mosavat Sequential deep eutectic solvent and steam injection for enhanced heavy oil recovery and in-situ upgrading // A. Mohsenzadeh et al. / Fuel 187 (2017) 417–428



УДК 553.98

DOI 10.25205/978-5-4437-1312-0-304-306

## Восстановление условий озерной седиментации нефтегазоматеринских пород Джунгарского нефтегазоносного бассейна

Х. Ян, Е. В. Соболева

Московский государственный университет им. М. В. Ломоносова, Москва

**Аннотация.** Рассмотрен состав и распределение биомаркеров и изотопный состав углерода органического вещества разновозрастных нефтегазоматеринских пород Джунгарского нефтегазоносного бассейна для восстановления геолого-геохимических условий накопления и типа органического вещества материнских отложений.

**Ключевые слова:** Джунгарский нефтегазоносный бассейн, нефтегазоматеринские породы, биомаркеры, геолого-геохимические условия.

## Restoration of sedimentary conditions of lacustrine source rocks in the Junggar Basin

H. Yang, E. Soboleva

Lomonosov Moscow State University, Moscow

**Abstract.** The biomarker and the carbon isotopic composition of organic matter in source rocks of different ages in the Junggar Basin are considered to restore the geological and geochemical conditions of accumulation of lacustrine source rocks.

**Key words:** Junggar Basin, source rocks, biomarkers, geological and geochemical conditions.

### Введение

Джунгарский нефтегазоносный бассейн (НГБ) является одним из крупнейших по запасам нефти в Китае. В разрезе складчатого основания и осадочного чехла бассейна выделяются каменноугольные, пермские, триасовые и юрские нефтегазаматеринские породы (НГМП), имеющие значительный нефтегенерационный потенциал [1]. Органическое вещество (ОВ) преимущественно сапропелевого состава накапливалось в озерах, условия среды седиментации в разные периоды геологического времени в них несколько изменялись от относительно окислительных в слабо соленых или пресных обстановках до восстановительных в соленых, менялись также источники сноса, что отразилось на молекулярном составе ОВ.

### Объект и методы исследования

Объектом исследования является органическое вещество каменноугольных, пермских, триасовых и юрских НГМП Джунгарского НГБ. Молекулярный состав углеводородных био-

маркеров исследован методами газовой хроматографии и хромато-масс-спектрометрии, изотопный состав углерода ОБ НГМП — методом масс-спектрометрии.

### Результаты исследования

Каменноугольные НГМП представлены глинистыми аргиллитами, углистыми аргиллитами, туфоаргиллитами и туфами, которые накапливались в озерах. Для углистых аргиллитов, туфоаргиллитов и туфов изотопный состав углерода ( $\delta^{13}\text{C}$ ) керогена колеблется от  $-24,68$  до  $-21,31\%$  (в среднем  $-22,86\%$ ), для глинистых аргиллитов — от  $-26,75$  до  $-24,33\%$  (в среднем  $-25,94\%$ ). Углерод ОБ каменноугольных НГМП имеет относительно тяжелый изотопный состав, что объясняется значительным привнесом в озеро во время седиментации некромы высших растений и формирование гумусово-сапропелевого ОБ [2]. Это подтверждается преобладанием в этом ОБ регулярных стеранов  $\alpha\beta\text{C}_{29}$  ( $> 50\%$ ). Величина отношения  $Pr/Ph$  для большинства образцов составляет 1–2, что указывает на относительно восстановительные условия в седиментогенезе и раннем диагенезе. Распределение трициклических терпанов (хейлантаны t19, t20, t21 и t23) может отражать тип исходного ОБ и соленость вод бассейна осадконакопления [3]. Превышение концентрации хейлантана t23 относительно t21 свидетельствуют о повышенной солености вод озера и участии некромы фитопланктона (водорослей и/или бактерий) в формировании состава ОБ. Значение коэффициента  $t23/t21 < 1$  ( $0,36-0,95$ ), возможно, показывает, что осадки накапливались в условиях слабой солености, где был большой вклад гумусовой составляющей, сносимой с берегов озера. Слабую соленость вод озера подтверждает также индекс гаммацера-на (гаммацера-н /  $\alpha\beta\text{C}_{30}$  гопан), который составляет  $0,05-0,27$  (в среднем  $0,16$ ).

Пермские ( $P_1-P_2$ ) НГМП сложены в основном аргиллитами. Изотопный состав углерода и молекулярный состав ОБ НГМП в разных частях бассейна неодинаковый.

Нижнепермские НГМП вскрыты на северо-западной окраине бассейна. Значение  $\delta^{13}\text{C}$  керогена НГМП свиты Цзямухэ ( $P_{1j}$ ) варьирует от  $-24,30$  до  $-21,81\%$  (в среднем  $-22,68\%$ ), для НГМП свиты Фэнчэн ( $P_{1f}$ ) — от  $-32$  до  $-25\%$  (преобладает  $< -29\%$ ). Для битумоидов свиты Цзямухэ соотношение  $Pr/Ph = 1-2$ , свиты Фэнчэн  $< 1$ , коэффициент  $t23/t21 > 1$  ( $1,2-1,7$ ), индекс гаммацера-на составляет  $0,2-0,5$ . Эти показатели указывают на то, что фэнчэнские НГМП отлагались в соленом озере с восстановительным режимом, где накапливалась некрома водорослей и бактерий — сапропелевое ОБ.

Среднепермские НГМП широко распространены в Джунгарском бассейне. НГМП свиты Сяурхо ( $P_{2w}$ ) западной части бассейна имеют более тяжелый изотопный состав углерода ( $\delta^{13}\text{C} > -23\%$ ), чем свиты Луцаогоу ( $P_{2l}$ ) южной окраины ( $\delta^{13}\text{C} < -25,8\%$ ) и свиты Пиндицюань ( $P_{2p}$ ) центральной части бассейна ( $\delta^{13}\text{C} < -26\%$ ) [1,4]. Эти значения отражают большой вклад ОБ сапропелевого состава в исходное ОБ НГМП Луцаогоу и Пиндицюань. Для НГМП свиты Сяурхо соотношение  $Pr/Ph = 1-2$ , коэффициент  $t23/t21 < 1$ , индекс гаммацера-на составляет  $0,10-0,35$ . Вероятно, они накапливались в слабо солоноватоводных условиях, где привнос в озеро некромы высших растений был более значительный.

Триасовые НГМП также широко распространены в бассейне. Они представлены серыми и темно-серыми глинистыми аргиллитами и углистыми аргиллитами. В настоящее время исследования молекулярного состава ОБ НГМП проведены только во впадине Улунгу и в восточной части впадины Фукан. Во впадине Улунгу значение  $\delta^{13}\text{C}$  керогена НГМП для большинства образцов составляет  $> -27\%$  (в среднем  $-25,39\%$ ) [5]. В восточной части впадины Фукан — от  $-28,03$  до  $-22,82\%$  (в среднем  $-25,70\%$ ). Для углистых аргиллитов и некоторых темно-серых соотношение стеранов  $C_{29}/C_{27} < 1$ , а для серых аргиллитов  $C_{29}/C_{27}$  составляет  $1,27-2,57$ , что показывает различия в источнике сноса исходного ОБ при накоплении отложений разного

оттенка. Вероятно, некрома бактерий участвовала в образовании ОВ, об этом свидетельствует отношение  $\Sigma$ стераны/ $\Sigma$ гопаны  $< 1$ . Значения соотношения гомогопанов  $C_{35}/C_{32}$  для всех изученных образцов менее 0,6, индекс гаммацераана составляет 0,05–0,23, значение Pr/Ph = 0,98–2,89, что характерно для пресноводного или слабо солоноватоводного озера с относительно восстановительными условиями седиментации.

Юрские НГМП представлены углистыми аргиллитами, залегающими среди пластов угля. Значение  $\delta^{13}C$  для керогена этих аргиллитов изменяется от  $-29$  до  $-22\%$ , чаще от  $-26$  до  $-23\%$  [6]. По изотопному составу углерод ОВ аргиллитов ( $\delta^{13}C$  от  $-28$  до  $-23\%$ ) немного легче, чем угля (от  $-26$  до  $-23\%$ ). Отношение Pr/Ph для битумоидов угля и углистых аргиллитов превышает 3, для некоторых до 6, что свидетельствует об относительно окислительных условиях осадконакопления и большем привносе террагенного гумусового ОВ, что подтверждается высоким соотношением стеранов  $C_{29}/C_{27}$  (от 6 до 12). Для аргиллитов, отобранных в разных частях бассейна и с разной глубины, геохимические показатели очень отличаются: Pr/Ph — от 0,6 до 6,3, индекс гаммацераана — от 0,05 до 0,28. Можно предположить, что в юрский период условия озерной седиментации менялись в связи с многократной тектонической активизацией во время мезозойской яньшаньской фазы складчатости, как в пределах бассейна, так и его обрамления.

### Заключение

Проведенные исследования молекулярного состава ОВ и геолого-геохимическая интерпретация данных позволяют сделать вывод, что каменноугольные и триасовые НГМП накапливались в слабо солоноватоводном озере с относительно восстановительными условиями седиментации (на мелководье), пермские НГМП отлагались в соленом озере или в слабо солоноватоводных условиях с восстановительным режимом на большей глубине. Юрские НГМП формировались главным образом в пресноводных озерах, источники сноса и условия седиментации в которых менялись в связи с многократной тектонической активизацией в пределах бассейна.

### Список литературы

1. Chen J., Wang X., Deng Ch. et al. Geochemical features of source rocks and crude oil in the Junggar Basin, Northwest China // *Acta Geologica Sinica*. — 2016. — Т.90. — №1. — С. 37–67.
2. Wang Sh., Wang Q., Zhang G. et al. Development mode and geochemical characteristics of Carboniferous source rocks in Junggar Basin // *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*. — 2020. — Т.27. — №4. — С. 13–25.
3. Chen Zh., Liu G., Wei Y. et al. Distribution pattern of tricyclic terpanes and its influencing factors in the Permian source rocks from Mahu Depression in the Junggar Basin // *Oil&Gas Geology*. — 2017. — Т.38. — №2. — С. 311–322.
4. Ян Х., Соболева Е. В. Геолого-геохимические условия формирования состава нефтей залежей пермского и юрского нефтегазоносных комплексов впадины Фукан (бассейн Джунгария) // *Георесурсы*. — 2021. — Т.23. — №2. — С. 110–119.
5. Bao H., He W., Lan W. et al. Organic geochemistry and hydrocarbon generation potential of the Triassic source rocks in the Wulungu Depression of the northeastern Junggar Basin // *Buletin of Mineralogy, Petrology and Geochemistry*. — 2014. — Т.33. — №4. — С. 548–554.
6. Ян Х., Соболева Е. В. Юрские нефтегазоматеринские породы углеводородных залежей в восточной части впадины Фукан (Джунгарский нефтегазоносный бассейн) // *Вестник Московского университета. Серия 4: Геология*. — 2020. — №5. — С. 55–63.

УДК 553.98

DOI 10.25205/978-5-4437-1312-0-307-309

## **Моделирование истории генерации углеводородов в куонамском комплексе Курейской синеклизы (Сибирская платформа)\***

Е. С. Ярославцева

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

**Аннотация.** Приведены результаты компьютерного моделирования эволюции в катагенезе куонамской нефтегазопроизводящей толщи Курейской синеклизы на дотрапповый период. Проведена предварительная оценка величины ресурсов углеводородов, сгенерированных куонамской толщей на момент до начала траппового магматизма.

**Ключевые слова:** куонамская нефтегазопроизводящая толща, Сибирская платформа, кембрий, бассейновое моделирование, динамика генерации углеводородов

## **Modeling of hydrocarbon generation history in Kuonamka formation of Kureyka syncline (Siberian platform)**

E. Yaroskavtseva

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, Novosibirsk

**Annotation.** The computer modelling results for Kuonamka source rock evolution in catagenesis are represented for the area of Kureyka syncline for pre-igneous period. Petroleum generation hotbeds are determined. Petroleum resources indirect assessment is made for Kuonamka source rock for pre-igneous period.

**Key words:** Kuonamka source rock, Siberian platform, Cambrian, basin modelling, hydrocarbon generation dynamics

Основной нефтегазовый потенциал Курейской синеклизы связывают с кембрийским комплексом, в котором потенциально нефтегазопроизводящей толщей является куонамская свита и ее аналоги [1]. Вопросы нефтегазоносности осадочного чехла Курейской синеклизы проанализированы в работах [2–7 и др.]. Одним из элементов изучения нефтегазоносности бассейнов является исследование динамики и масштабов генерации углеводородов нефтегазопроизводящими толщами (НГПТ).

**Цель работы** — на основе фактических данных о строении разреза, свойствах рассеянного органического вещества куонамской НГПТ сформировать численную модель динамики и масштабов генерации углеводородов куонамским комплексом Курейской синеклизы на дотрапповый период.

---

\* Работа выполнена при финансовой поддержке научной темы № FWZZ-2022-0012 Государственной программы ФНИ.

© Е. С. Ярославцева, 2022

Теоретические основы методики и принципиальная схема проведения численного моделирования динамики генерации УВ отражены в работах [5, 8–10]. В качестве фактического материала для моделирования использован комплект структурных карт по основным отражающим горизонтам осадочного чехла Курейской синеклизы, подготовленный в ИНГГ, для характеристики куонамской НГПТ сформирована карта толщин обогащенной органическим углеродом части куонамской свиты и ее аналогов и определены кинетические характеристики керогена. Температурная модель сформирована по литературным данным [11, 12].

Согласно выполненной реконструкции куонамская толща начала генерировать нефти на рубеже ордовика-силура. Тогда произошло зарождение Туринского очага нефтегазообразования. Генерация углеводородов в этом очаге достигла максимума в девоне, а к началу карбона в центральной части очага куонамская толща начала постепенно выходить из главных зон нефте- и газообразования. В периферийных частях очага генерация УВ продолжалась до конца позднего карбона, после чего углеводородный потенциал куонамской толщи на этой территории был полностью реализован.

Начиная с раннего девона в северо-западной части Курейской синеклизы обособился еще один очаг нефтегазообразования — Ламско-Хантайский. Куонамская свита в этом очаге постепенно входила в главную зону нефтеобразования и к концу карбона достигла максимума генерации.

Общая масса сгенерированных до начала перми УВ составляет 570 млрд т условных углеводородов (УУВ). Косвенная оценка ресурсов углеводородов, связанных с куонамской свитой на территории исследования проведена на основании коэффициента аккумуляции. Он представляет из себя процентное соотношение УВ в залежах и УВ, сгенерированных в пределах нефтегазосборных площадей и составляет от 1 до 10 % [5]. Тогда на момент до начала траппового магматизма ресурсы УВ, связанных с куонамской свитой могли составить 5,7–57 млрд т. УУВ.

### Список литературы

1. Геология нефти и газа Сибирской платформы /Под ред. А.Э. Конторовича, В.С. Суркова, А.А. Трофимука. — М. Недра, 1981. 522 с.
2. Баженова Т.К., Дахнова М.В., Жеглова Т.П. Нефтематеринские формации, нефти и газы докембрия и нижнего среднего кембрия Сибирской платформы. М.: ВНИГНИ, 2014. 128 с.
3. Баженова Т.К. Нижнесреднекембрийский очаг нефтегазообразования на севере Тунгусской синеклизы (Красноярский край) // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2019. Т. 14. № 4.
4. Конторович А.Э., Бахтуров С.Ф., Башарин А.К., Беляев С.Ю., Бурштейн Л.М., Конторович А.А., Кринин В.А., Ларичев А.И., Ли Году, Меленевский В.Н., Тимошина И.Д., Фрадкин Г.С., Хоменко А.В. Разновозрастные очаги нефтидообразования и нефтидонакопления на Северо-Азиатском кратоне // Геология и геофизика. 1999. Т. 40. № 11. С. 1676–1693.
5. Конторович А.Э. Геохимические методы количественного прогноза нефтегазоносности. Труды СНИИГГиМСа. Вып. 229. М.: Недра, 1976. 250 с
6. Старосельцев В.С., Дивина Т.А. Нефтегазоносность ордовикско-девонских отложений севера Курейской синеклизы // Геология и геофизика, 2011, Т. 2, № 8, с. 1165–1171.
7. Старосельцев В.С. Актуальные проблемы тектоники нефтегазоперспективных регионов. Новосибирск, Наука, 2008 — 212 с.

8. Галушкин Ю.И. Моделирование осадочных бассейнов и оценка их нефтеносности М.: Научный мир, 2007. 456 с.
9. Hantschel, T., Fundamentals of Basin and Petroleum Systems Modeling / T. Hantschel, A. I. Kauer-auf. Dordrecht, Heidelberg, London, New York : Springer Science & Business Media, 2009. — 476 p.
10. Tissot B.P. Petroleum Formation and Occurrence / B. P. Tissot, D. H. Welte. — Berlin-Heidel-berg-New York : Springer-Verlag, 1984. 538 p.
11. Добрецов Н.Л. Глобальная геодинамическая эволюция Земли и глобальные геологические модели // Геология и геофизика. 2010. Т. 51. № 6. С. 761–784.
12. Прокопьев А.В., Полянский О.П., Королева О.В., Васильев Д.А., Томшин М.Д., Ревердат-то В.В., Новикова С.А. Среднепалеозойский и среднетриасовый импульсы траппового магматизма на востоке Сибирской платформы: результаты первых  $^{40}\text{Ar}/^{39}\text{Ar}$ -датировок долеритовых силлов // Докла-ды РАН. Науки о Земле, 2020. — Т. 490. — № 1. — С. 7–11.

УДК 553.98

DOI 10.25205/978-5-4437-1312-0-310-313

## Закономерности распределения содержания органического вещества в породах куонамской свиты и ее стратиграфических аналогов (кембрий Сибирской платформы)

Е. С. Ярославцева, Л. М. Бурштейн, А. Э. Конторович, Т. М. Парфенова

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

**Аннотация.** На основе обобщения современных геолого-геохимических и геофизических данных, теоретических моделей накопления органического вещества в осадках выполнена оценка распределения толщин обогащенных органическим углеродом пород куонамской свиты и ее аналогов нижнего и среднего кембрия Сибирской платформы по состоянию на начало мезокатагенеза.  
**Ключевые слова:** куонамская формация, Сибирская платформа, кембрий, органическое вещество

## Distribution of organic matter content in the Lower-Middle Cambrian Kuonamka formation (Siberian platform)

E. Yaroskavtseva, L. Burshtein, A. Kontorovich, T. Parfenova

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, Novosibirsk

**Abstract.** Based on the generalization of modern geological and geochemical data and theoretical models of the accumulation of organic matter in sediments, an assessment of the distribution of organic carbon-enriched thicknesses of the rocks of the Kuonam Formation and its analogues of the Lower-Middle Cambrian of the Siberian Platform as of the beginning of mesocatagenesis was carried out.  
**Key words:** Kuonamka formation, Siberian platform, Cambrian, Organic Matter

При оценке перспектив нефтегазоносных бассейнов и реконструкции истории формирования скоплений углеводородов существенную роль играет оценка характеристик нефтегазопродуцирующих толщ (НГПТ), в том числе распределения содержания органического углерода в них.

Традиционно данная характеристика НГПТ представляется в виде карт распределения усредненного по разрезу содержания органического углерода ( $C_{\text{орг}}$ ). Альтернативой могут быть карты распределения толщин НГПТ с фиксированными диапазонами содержания  $C_{\text{орг}}$ . Такой подход используется в случаях отсутствия достаточного количества прямых замеров содержания  $C_{\text{орг}}$ , когда их реконструируют по зависимостям керн-ГИС.

Одной из основных НГПТ Сибирской платформы является куонамская свита нижнего, среднего кембрия и ее аналоги (шумнинская, синская, иниканская и др.) [1] — куонамский го-

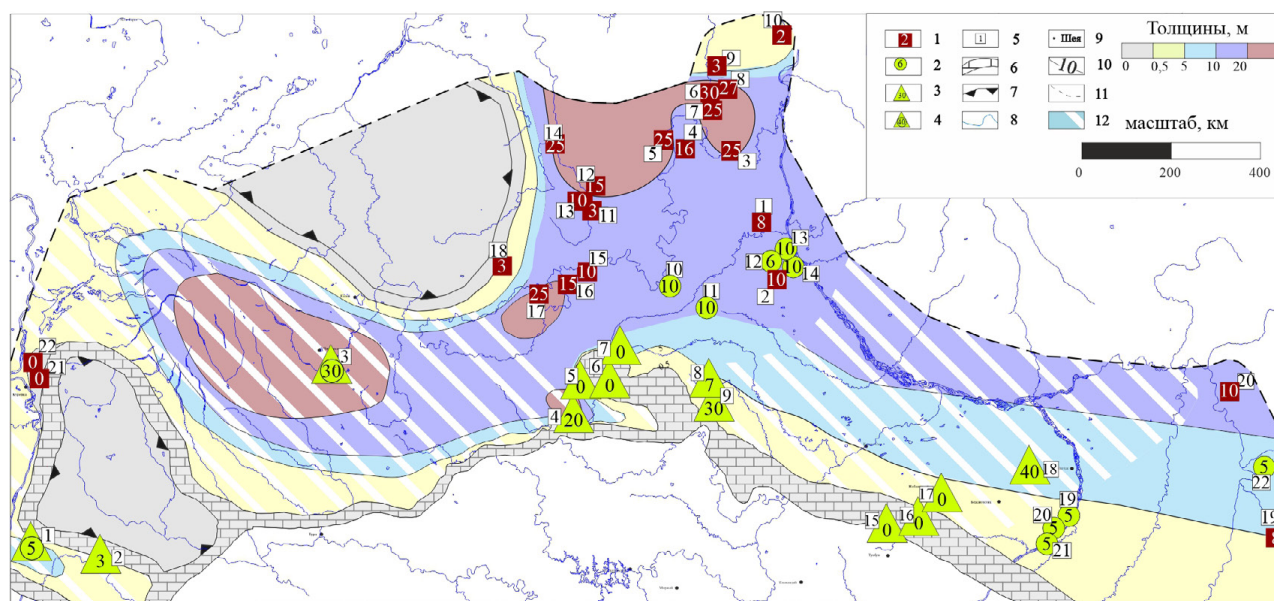
\* Работа выполнена при финансовой поддержке темы № FWZZ-2022-0012 Государственной программы ФНИ.

© Е. С. Ярославцева, Л. М. Бурштейн, А. Э. Конторович, Т. М. Парфенова, 2022

ризонт. Первые схемы распределения содержания органического углерода в куонамской НГПТ опубликованы в работах [2,3]. По мере уточнения геолого-геофизических и геохимических данных, представления о распределении органического вещества (ОВ) в рассматриваемой НГПТ неоднократно дополнялись [4-7 и др.].

**Цель работы** — построение схем толщин обогащенных органическим углеродом пород куонамского горизонта на основе современных палеогеографических реконструкций и теоретических моделей накопления ОВ в осадках [3, 8-14 и др.].

**Фактический материал** — все доступные авторам данные по количественным и качественным определениям  $C_{орг}$  (литературные данные и материалы ИНГГ СО РАН), а также результаты гамма-каротажа по скважинам Чиридинская-271, Нижнеимбакская-219, Сохсолохская-706 и др. (13 скважин, см. рисунок).



Схематическая карта толщин пород куонамского горизонта с содержанием  $C_{орг}$  более 5 % на начало мезокатагенеза. Условные обозначения: 1 — обнажения куонамской свиты и ее аналогов, толщины пород с  $C_{орг}$  более 5 %; 2 — скважины с определениями  $C_{орг}$  по аналитическим данным, толщины пород; 3 — скважины с определением  $C_{орг}$  по ГК, толщины пород; 4 — скважины с определением  $C_{орг}$  по ГК и аналитическим данным, толщины пород; 5 — номера скважин и обнажений; 6 — нижне-среднекембрийский рифогенный пояс; 7 — границы карбонатных платформ; 8 — реки; 9 — города; 10 — изопахиты; 11 — условная граница построения; 12 — область построений с использованием ГИС и интерполяции

Скважины: 1 — Нижнеимбакская №219, 2 — Моктаконская №4, 3 — Чиридинская №271, 4 — Сохсолохская №706, 5 — Айхальская №703, 6 — Удачинская №2531, 7 — Быстьхская №1991, 8 — Эйкская №3430, 9 -Мархинско-Андоийская №3231, 10 № 204, 11 №203, 12 — Серкинский участок, №5, пр. VII, 13 — Серкинский участок, №10, пр. VII, 14 — Серкинский участок, №10, пр. VI, 15 — Кумахская №481, 16 — Северо-Синская №2160, 17 — Баппагайская №1, 18 — Уордахская №1, 19-Хоточу №7, 20 — Тит-Эбя №6, 21 — Красный ручей №5, 22 — Усть-Майская №366. Обнажения: 1 — р. Муна, 2 — р. Кюленке, 3 — р. Молодо, 4 — р. Оленек, напротив устья р. Амыдай, 5 — р. Некекит, 6 — р. Чермордах, 7 — р. Бороулах, 8 — р. Торкукуй, 9- р. Керсюке, 10 — р. Лена, 11 — р. Мал. Куонамка, р. Ухумун, 12 — Мал. Куонамка, близ пос. Жидинда, 13- р. Мал. Куонамка, руч. Юлегирь-Юрях, 14 — р. Бол. Куонамка, 15 — р. Оленек, 18 км ниже пос. Оленек, 16 — р. Оленек, 5 км выше р. Арга-Сала, 17 — р. Арга-Сала, 18 — руч. Сикит, 19- р. Юдома, 20 — р. Ханда, 21 — р. Сухариха, 22 — р. Брус



**Методика** — выделение прослоев с фиксированным диапазоном содержаний  $C_{\text{орг}}$  на основе анализа данных прямых замеров и радиоактивного каротажа. [16, 17, 18, 19 и др.]. В тех случаях, когда на содержание органического углерода оказал влияние катагенез ОВ, в том числе за счет локального прогрева интрузиями, исходные значения  $C_{\text{орг}}$  реконструировались с учетом оценок степени трансформации ОВ.

Породы куонамской НГПТ разделены авторами на три группы: с  $C_{\text{орг}}$  менее 5 %, с  $C_{\text{орг}}$  более 5 % и с  $C_{\text{орг}}$  более 10 %. Толщины соответствующей группы выделялись в разрезах всех базовых скважин, вскрывших куонамскую НГПТ. Данные значения интерполировались с учетом палеогеографических схем и закономерностей распределения ОВ в осадках. Были построены сеточные модели толщин пород куонамской свиты и ее аналогов разных градаций обогащенности ОВ.

Одна из полученных схем распределения толщин куонамской свиты и ее аналогов с  $C_{\text{орг}}$  более 5 % представлена в настоящей работе (см. рисунок).

### Результаты

На представленной схеме (см. рисунок) отмечается обширное поле с толщинами обогащенных ОВ пород более 20 м в северо-восточной части Сибирской платформы — в междуречье Большой Куонамки и Молодо. По р. Оленек, в районе р. Арга-Сала так же распространены породы куонамской свиты с толщинами углеродистых пород до 25 м (см. рисунок). По результатам анализа гамма-каротажа по скважинам Чириндиская-271 и Сохсолохская-706 мощности пород куонамской свиты с  $C_{\text{орг}}$  более 5 % в них предположительно достигают 30 и 20 м соответственно.

Область распространения обогащенных пород мощностью более 10 метров протягивается от центральной части Курейской синеклизы на восток и включает в себя восточную часть Сибирской платформы. В северо-восточном и юго-восточном направлении происходит сокращение толщин пород, обогащенных ОВ. Поле распространения толщин пород куонамского горизонта с содержанием  $C_{\text{орг}}$  более 5 %, превышающих 5 метров, включает и часть Бахтинского района по результатам анализа данных гамма-каротажа по скв. Нижнеимбакская-219. В направлении рифового барьера и карбонатных платформ мощности углеродистых пород сокращаются.

### Список литературы

1. Геология нефти и газа Сибирской платформы / под ред. А. Э. Конторовича, В. С. Суркова, А. А. Трофимука — М.: Недра, 1981. — 552 с.
2. Баженова Т. К. Рассеянное органическое вещество в отложениях кембрия Сибирской платформы / Т. К. Баженова, Д. И. Дробот, В. М. Евтушенко, С. А. Кащенко, А. Э. Конторович, К. К. Макаров, В. Е. Савицкий, В. В. Самсонов, Ю. Я. Шабанов, Б. Б. Шишкин // Геохимия нефтегазоносных толщ кембрия Сибирской платформы. Труды СНИИГГиМС. — Выпуск 139. — Новосибирск, 1972. — С. 4–18.
3. Конторович А. Э. Геохимические методы количественного прогноза нефтегазоносности. // Труды СНИИГГиМС. — Выпуск 229. — М.: Недра, 1976. — 250 с.
4. Конторович А. Э. Разновозрастные очаги нафтидообразования и нафтидонакопления на Северо-Азиатском кратоне / А. Э. Конторович, С. Ф. Бахтуров, А. К. Башарин, С. Ю. Беляев, Л. М. Бурштейн, А. А. Конторович, В. А. Кринин, А. И. Ларичев, Ли Году, В. Н. Меленевский, И. Д. Тимошина, Г. С. Фрадкин, А. В. Хоменко // Геология и геофизика. — 1999. — Т. 40. — № 11. — С. 1676–1693.

5. Конторович А. Э. Закономерности накопления органического вещества на территории Сибирской платформы в докембрии и кембрии / А. Э. Конторович, В. М. Евтушенко, Н. Ф. Ивлев, А. И. Ларичев // Литология и геохимия нефтегазоносных толщ Сибирской платформы — М.: Наука, 1981. — С.19–42
6. Баженова Т. К. Нефтематеринские формации, нефти и газы докембрия и нижнего — среднего кембрия Сибирской платформы / Т. К. Баженова, М. В. Дахнова, Т. П. Жеглова и др. — М.: ВНИГНИ, 2014. — 128 с.
7. Масленников М. А. и др. Перспективы нефтегазоносности кембрийских барьерных рифовых систем Сибирской платформы в свете новых геолого-геофизических данных / М. А. Масленников, С. С. Сухов, П. Н. Соболев, Е. Г. Наумова, А. Н. Процко, И. В. Ракитина, О. Л. Константинова // Геология нефти и газа. — 2021. — № 4. — С. 29–50. — DOI 10.31087/0016-7894-2021-4-29-50.
8. Моисеев, С. А. Особенности формирования Нижне-среднекембрийских отложений в связи с оценкой перспектив нефтегазоносности на территории Северо-Тунгусской НГО / С. А. Моисеев, А. М. Фомин, И. А. Губин // Интерэкспо Гео-Сибирь. — 2021. — Т. 2. — № 1. — С. 130–136. — DOI 10.33764/2618-981X-2021-2-1-130-136.
9. Сухов С. С. Палеогеография как инструмент реконструкции кембрийского рифообразования на Востоке Северо-Тунгусской нефтегазоносной области: от истории исследований к перспективам / С. С. Сухов, А. М. Фомин, С. А. Моисеев // Нефтегазовая геология. Теория и практика. — 2018. — Т. 13. — № 3. — С. 8. — DOI 10.17353/2070-5379/28\_2018.
10. Страхов Н. М. Типы литогенеза и их эволюция в истории Земли // Н. М. Страхов. — М., Госгеолтехиздат, 1963. — 530 с.
11. Вассоевич Н. Б. Особенности катагенеза рассеянного органического вещества в бедных коллекторами глинистых толщах / Н. Б. Вассоевич, Ю. И. Корчагина, М. И. Гербер, Н. В. Митюшин, В. С. Орлова, Н. П. Фадеева // Известия АН СССР. Серия геологическая. — 1973б. № 4. — С. 116–124
12. Вебер В. В. Преобразование органического вещества / В. В. Вебер // Накопление и преобразование органического вещества в современных морских осадках. Гостоптехиздат, 1956. — С. 223–341.
13. Романкевич Е. А. Органическое вещество мирового океана / Е. А. Романкевич, А. А. Ветров, В. И. Пересыпкин // Геология и геофизика. — 2009. — Т. 50. — №4. — С. 401–411.
14. Лейфман И. Е. Об изменении состава органического вещества, исходного для образования горючих ископаемых, в ходе эволюции растительного мира / И. Е. Лейфман, А. Д. Гусева // Накопление и преобразование органического вещества современных и ископаемых осадков. М. — Наука. — 1978. — С. 9–17.
15. Бахтуров С. Ф. Куонамская битуминозная карбонатно-сланцевая формация / С. Ф. Бахтуров, В. М. Евтушенко, В. С. Переладов. — Новосибирск: Наука, 1988. — 160 с.
16. Плуман И. И. Ураноносность черных аргиллитов волжского яруса Западно-Сибирской плиты как критерий геохимических условий осадконакопления / И. И. Плуман // Геохимия. — 1971. — Т. 9. — С. 1138–1143.
17. Плуман И. И. Условия образования битуминозных аргиллитов волжского яруса Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции / И. И. Плуман, Н. П. Запивалов // Известия Академии наук СССР. Серия геологическая. — 1977. — № 9. — С. 111–117.
18. Парфенова Т. М. О возможности использования гамма-каротажа для количественного определения органического углерода в баженовской свите / Т. М. Парфенова, В. Н. Меленевский, Ю. Н. Занин // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. — 1999. — № 11. — С. 29–34.
19. Конторович А. Э. Геохимия верхнеюрских отложений Западно-Сибирской плиты // Литология и полезные ископаемые. — 1967. № 3. — С. 90–101.

## Алфавитный указатель авторов

Александров А. Р.....	95	Дмитриевский А. Н.....	79
Алексеева А. К. ....	150	Долженко К. В. ....	27, 83
Алтунина Л. К. ....	300	Дралина Е. М. ....	247
Алферова А. А.....	48	Дуглав Ю. А.....	164, 167
Антипенко В. Р. ....	6	Дульцев Ф. Ф. ....	291
Ахманов Г. Г.....	247	Дыхан С. В. ....	58
Ахмедова А. Р.....	9	Ельчанинова Е. А. ....	300
Баженова Т. К.....	212	Жданова Л. Р.....	33
Байшибилова В.....	118	Жердева А. В. ....	62, 174
Баканова О. С. ....	6	Жуймин Сьюй.....	216
Барская Е. Е. ....	44	Зотова П. Г.....	87
Баталин Г. А.....	167	Зубков М. Ю. ....	91
Безносков П. А. ....	24	Зуева И. Н. ....	55, 95
Блинкова Е. Ю.....	212	Ильченко А. А.....	31, 99
Богданов А. А. ....	247	Имамов Р. Р. ....	102
Болдушевская Л. Н.....	13	Кашапов Р. С.....	62, 105, 276
Большакова М. А.....	38, 69, 87, 121, 124	Каширцев В. А.....	95, 108, 197
Борисова Л. С. ....	17, 266	Ким Н. С.....	75, 111
Брехунцов А. М. ....	20	Ковалев А. А.....	114
Булатов Т. Д. ....	128	Коваленко Е. Ю. ....	118, 294
Бурдельная Н. С. ....	24, 31, 33, 297	Кожанов Д. Д. ....	121, 124
Бурштейн Л. М. ....	27, 75, 242, 310	Козлов В. В. ....	300
Бушнев Д. А.....	24, 31, 33, 87, 99, 186, 245, 297	Козлова Е. В.....	69, 87, 128
Вайтехович А. П.....	35	Козырев А. Н. ....	27, 75
Валиева Э. И. ....	247	Колесникова Т. О.....	132
Валяева О. В. ....	232	Комаров А. Ю.....	212, 216
Ванюкова Н. А.....	255	Комков И. К. ....	136
Васильева А. В. ....	38	Коноплева И. В.....	139
Веклич М. А.....	62, 174, 276	Конторович А. Э.....	242, 310
Видищева О. Н. ....	247	Коровников И. В.....	242
Волкова Н. А.....	41	Король И. С.....	118, 143
Вторушина Э. А.....	235	Костырева Е. А. ....	147, 263
Вылекжанина Д. С. ....	38	Котик О. С.....	24
Гаджиев Г. А. ....	38	Коточкова Ю. А. ....	35
Галиаскаров В. А.....	13	Краснова Е. А. ....	132
Ганеева Ю. М.....	44	Крючков В. А.....	79
Гареев Б. И.....	167	Кувинов И. В.....	87
Герасимов Р. С. ....	48	Кувшинов И. В. ....	182
Гируц М. В.....	38, 51	Кузьмин В. А. ....	79
Глязнецова Ю. С.....	55, 95	Кульков М. Г. ....	235
Гольшев С. И.....	58	Куршева А. В. ....	150
Гончаров И. В. ....	62, 105, 174, 178, 273, 276	Лаухин Л. М.....	276
Гордадзе Г. Н.....	38, 51, 66	Леушина Е. А.....	128
Губайдуллина А. А.....	164	Литвиненко И. В.....	150
Губин И. А. ....	242	Лифшиц С. Х. ....	55, 95, 153
Дахнова М. В. ....	136	Личидова А. Р. ....	48
Деленгов М. Т.....	69	Лукьянова Р. Г.....	239
Дешин А. А.....	27, 72, 75	Макарова Е. Ю. ....	38, 87

Максимова А. С. ....	291	Сафронов П. И. ....	242
Мелихова Е. В. ....	102	Севастьянов В. С. ....	139
Мельник Д. С. ....	156	Сенникова Я. Д. ....	33, 245
Мин Р. С. ....	118, 294	Серебренникова О. В. ....	9, 41
Минсафин А. Р. ....	161, 239, 251	Сивцев А. И. ....	95
Можегова С. В. ....	136	Сигачева Л. Ю. ....	247
Моргунова И. П. ....	150	Сиразиева Р. М. ....	161, 239, 251
Морозов В. П. ....	164	Скибицкая Н. А. ....	79
Морозова Е. В. ....	161, 164, 239, 251	Скорев В. Б. ....	87
Мударисова Р. А. ....	161, 251	Смирнов М. Б. ....	255
Мухамедьярова А. Н. ....	161, 164, 167, 239, 251	Смирнов М. В. ....	102
Наумов С. В. ....	13	Смирнова Н. А. ....	62, 276
Нестеров И. И. ....	20	Соболев П. Н. ....	259
Никифорова В. С. ....	212, 216	Соболев П. Н. ....	58
Новиков Д. А. ....	108, 170, 291	Соболева Е. В. ....	304
Носова Н. В. ....	24	Сотнич И. С. ....	263, 284
Нургалиев Д. К. ....	167	Спасенных М. Ю. ....	128
Обласов Н. В. ....	62, 105, 174, 178, 276	Сулова А. А. ....	132
Овсянникова В. С. ....	182	Тимошина И. Д. ....	266
Ондар С. А. ....	24, 186	Тригуб А. В. ....	269
Орешкин И. В. ....	189, 193	Трушков П. В. ....	13, 273
Остроухов С. Б. ....	102, 197, 200, 204, 220	Фадеева Н. П. ....	69
Охотникова Е. С. ....	44	Фадеева С. В. ....	13, 62, 276
Падалко Н. Л. ....	58	Фазылзянова Г. Р. ....	44
Пайзанская И. Л. ....	48	Фомин А. Н. ....	279
Парфенова Т. М. ....	27, 208, 242, 310	Фомин М. А. ....	284
Петренко Т. В. ....	143	Фурсенко Е. А. ....	288
Плотникова И. Н. ....	220	Чалая О. Н. ....	55, 95
Полудеткина Е. Н. ....	247	Черенева К. Р. ....	269
Попова И. Д. ....	83	Черников Е. В. ....	58
Праздничных М. И. ....	58	Черных А. В. ....	291
Прищепа О. М. ....	212, 216	Чешкова Т. В. ....	294
Пронин Н. В. ....	200, 204, 220	Чуйкина Д. И. ....	143
Пронина Н. В. ....	35, 87, 121, 124	Шанина С. Н. ....	297
Пуанова С. А. ....	224, 228	Шиганова О. В. ....	9
Родченко А. П. ....	75	Широбокова Ю. В. ....	124
Руденко М. Н. ....	150	Шолидодов М. Р. ....	300
Рябинкина Н. Н. ....	232	Эфтор И. В. ....	174, 178
Савиных Ю. В. ....	182	Юсупова А. А. ....	51
Сагаченко Т. А. ....	118, 294	Юсупова Т. Н. ....	44
Сайтов Р. М. ....	284	Яворов П. Ф. ....	58
Салахидинова Г. Т. ....	235	Язикова С. А. ....	75
Самойленко В. В. ....	13, 62, 105, 273, 276	Ян Х. ....	304
Сафиуллина А. Р. ....	239	Ярославцева Е. С. ....	27, 307, 310

## Содержание

Предисловие .....	3
<b>Антипенко В. Р., Баканова О. С.</b> Методы и результаты определения состава О- и S-связанных структурных фрагментов в маслах нефтей и природных битумов .....	6
<b>Ахмедова А. Р., Серебренникова О. В., Шиганова О. В.</b> Ароматические углеводороды в нефти Пайяхского месторождения, Енисей-Хатангский прогиб .....	9
<b>Болдушевская Л. Н., Фадеева С. В., Самойленко В. В., Трушков П. В., Галиаскаров В. А., Наумов С. В.</b> Геохимия органического вещества и нефтей ирэмэкэнской толщи рифея Байкитской антеклизы.....	13
<b>Борисова Л. С.</b> Геохимия асфальтенов рассеянного органического вещества пород и нефтей Западно-Сибирского бассейна .....	17
<b>Брехунцов А. М., Нестеров И. И.</b> Закономерности распространения промышленных скоплений УВ флюидов в Западно-Сибирском нефтегазоносном бассейне .....	20
<b>Бурдельная Н. С., Бушнев Д. А., Носова Н. В., Котик О. С., Безносов П. А., Ондар С. А.</b> Ароматические биомаркеры органического вещества разновозрастных углей .....	24
<b>Бурштейн Л. М., Дешин А. А., Парфенова Т. М., Долженко К. В., Козырев А. Н., Ярославцева Е. С.</b> Первые данные о кинетических характеристиках керогенов куонамского комплекса нижнего и среднего кембрия .....	27
<b>Бушнев Д. А., Бурдельная Н. С., Ильченко А. А.</b> Изотопия углерода индивидуальных <i>n</i> -алканов ряда парафинистых нефтей Печорского бассейна .....	31
<b>Бушнев Д. А., Бурдельная Н. С., Сенникова Я. Д., Жданова Л. Р.</b> Исследования углеводородов-биомаркеров пермских растений .....	33
<b>Вайтехович А. П., Пронина Н. В., Коточкова Ю. А.</b> Онихиты в баженовском горизонте .....	35
<b>Васильева А. В., Гируц М. В., Гаджиев Г. А., Вылекжанина Д. С., Макарова Е. Ю., Большакова М. А., Гордадзе Г. Н.</b> Протоадамантаны в современных и ископаемых смолах (янтарях) хвойных деревьев .....	38

<b>Волкова Н. А., Серебrenникова О. В.</b> Распределение компонентов дизтоплива в разрезе донных отложений водных объектов и почвенного слоя .....	41
<b>Ганеева Ю. М., Барская Е. Е., Охотникова Е. С., Фазылзянова Г. Р., Юсупова Т. Н.</b> Геохимическое исследование асфальтенов нефтей месторождений Татарстана .....	44
<b>Герасимов Р. С., Пайзанская И. Л., Алферова А. А., Личидова А. Р.</b> Применение метода пиролитической хромато-масс-спектрометрии для экспресс-скрининга биомаркерного состава нефтематеринских пород на примере анализа образцов разных НГП .....	48
<b>Гируц М. В., Юсупова А. А., Гордадзе Г. Н.</b> К вопросу применения биомаркерных геохимических коэффициентов .....	51
<b>Глянцева Ю. С., Зуева И. Н., Чалая О. Н., Лифшиц С. Х.</b> Применение методов органической геохимии при изучении поверхностных углеводородных полей природного и техногенного происхождения....	55
<b>Гольшев С. И., Соболев П. Н., Падалко Н. Л., Дыхан С. В., Яворов П. Ф., Праздничных М. И., Черников Е. В.</b> Изотопно-геохимические исследования нефтепроизводящих отложений кембрия Сибирской платформы .....	58
<b>Гончаров И. В., Веклич М. А., Обласов Н. В., Фадеева С. В., Самойленко В. В., Жердева А. В., Кашапов Р. С., Смирнова Н. А.</b> Молекулярный и изотопный состав углеводородов Севера Западной Сибири как отражение их генезиса.....	62
<b>Гордадзе Г. Н.</b> Процессы образования нефти .....	66
<b>Деленгов М. Т., Фадеева Н. П., Большакова М. А., Козлова Е. В.</b> Опыт изучения гипергенного изменения керогена .....	69
<b>Дешин А. А.</b> История генерации УВ в юрских комплексах Гыданского (Усть-Енисейского) очага нефтегазообразования.....	72
<b>Дешин А. А., Родченко А. П., Ким Н. С., Козырев А. Н., Язикова С. А., Бурштейн Л. М.</b> Керогены верхнеюрских отложений северо-востока Западно-Сибирского бассейна. Типы и кинетика преобразования .....	75

<b>Дмитриевский А. Н., Скибицкая Н. А., Кузьмин В. А., Крючков В. А.</b> Нефтегазоматеринская полимер-коллоидная природа карбонатных отложений газоконденсатных, нефтегазоконденсатных и нефтяных месторождений .....	79
<b>Долженко К. В., Попова И. Д.</b> Элементный состав гетероатомных соединений битумоидов террагенного органического вещества верхнепалеозойского комплекса Вилуйской гемисинеклизы .....	83
<b>Зотова П. Г., Кувинов И. В., Большакова М. А., Макарова Е. Ю., Козлова Е. В., Пронина Н. В., Бычков А. Ю., Скорев В. Б.</b> Органическое вещество верхнеюрских горючих сланцев .....	87
<b>Зубков М. Ю.</b> Комплексирование результатов пиролитических исследований и метода материального баланса с целью оценки нефтегенерационных свойств разновозрастных отложений.....	91
<b>Зуева И. Н., Чалая О. Н., Каширцев В. А., Сивцев А. И., Александров А. Р., Глянцева Ю. С., Лифшиц С. Х.</b> Новые данные по геохимии органического вещества пород верхнеюрских отложений форланда Индигиро-Зырянского прогиба.....	95
<b>Ильченко А. А., Бушнев Д. А.</b> Состав углеводородов-биомаркеров нефтей Печорокожвинского месторождения .....	99
<b>Имамов Р. Р., Смирнов М. В., Мелихова Е. В., Остроухов С. Б.</b> Метод определения величины максимальной палеотемпературы и степени катагенеза органического вещества пород при реконструкции процессов генерации углеводородов .....	102
<b>Кашапов Р. С., Гончаров И. В., Обласов Н. В., Самойленко В. В.</b> Кинетические исследования органического вещества баженовской свиты .....	105
<b>Каширцев В. А., Новиков Д. А.</b> Этапы миграции углеводородов на юго-восточном склоне Анабарской антеклизы ....	108
<b>Ким Н. С.</b> Геохимия рассеянного органического вещества юрско-меловых пород Южно-Тамбейской площади (п-ов Ямал).....	111
<b>Ковалев А. А.</b> Свободные и сорбированные углеводородные и неуглеводородные газы углеродисто-терригенных пород золоторудных месторождений Енисейского края.....	114

<b>Коваленко Е. Ю., Байшибилова В., Король И. С., Сагаченко Т. А., Мин Р. С.</b> Кислородсодержащие соединения органического вещества горючего сланца Дмитриевского месторождения .....	118
<b>Кожанов Д. Д., Большакова М. А., Пронина Н. В.</b> Условия формирования углеродных парагенезов в позднем докембрии .....	121
<b>Кожанов Д. Д., Большакова М. А., Пронина Н. В., Широбокова Ю. В.</b> Характеристика органического вещества вендских отложений Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна .....	124
<b>Козлова Е. В., Булатов Т. Д., Леушина Е. А., Спасенных М. Ю.</b> Развитие методики пиролитического анализа пород нетрадиционных коллекторов и уточненные критерии нефтенасыщенности .....	128
<b>Колесникова Т. О., Краснова Е. А., Сулова А. А.</b> Влияние цикличности осадконакопления на характеристики органического вещества верхнеюрско-нижнемелового комплекса западной части шельфа Баренцева моря.....	132
<b>Комков И. К., Можегова С. В., Дахнова М. В.</b> Генерационный потенциал органического вещества абалакской свиты в пределах Карабашской зоны .....	136
<b>Коноплева И. В., Севастьянов В. С.</b> Бициклические сесквитерпаны в нефтепроявлениях кальдеры вулкана Узон (Камчатка) .....	139
<b>Король И. С., Чуйкина Д. И., Петренко Т. В.</b> Исследование соединений ванадия и никеля в горючих сланцах Дмитриевского месторождения.....	143
<b>Костырева Е. А.</b> Геохимические критерии нефтегазоносности палеозойских отложений Западной Сибири .....	147
<b>Куршева А. В., Моргунова И. П., Литвиненко И. В., Алексеева А. К., Руденко М. Н.</b> Геохимическая характеристика рассеянного органического вещества в породах Северо-Кильдинских скважин, западная часть баренцевоморского региона ...	150
<b>Лифшиц С. Х.</b> Глубинные сверхкритические флюиды как определяющий фактор в процессах миграции углеводородов в залежь.....	153
<b>Мельник Д. С.</b> Органическая геохимия пород хатыспытской свиты венда (неопротерозоя) Оленекского поднятия (архивные и новые данные).....	156



<b>Минсафин А. Р., Сиразиева Р. М., Морозова Е. В., Мухамедьярова А. Н., Мударисова Р. А.</b> Оценка генерационного потенциала и особенностей происхождения органического вещества трудноизвлекаемых запасов Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна .....	161
<b>Морозова Е. В., Мухамедьярова А. Н., Губайдуллина А. А., Дуглав Ю. А., Морозов В. П.</b> Геохимическая характеристика органического вещества доманиковых отложений Южно-Татарского свода .....	164
<b>Мухамедьярова А. Н., Дуглав Ю. А., Гареев Б. И., Баталин Г. А., Нургалиев Д. К.</b> Геохимические особенности меловых отложений Узбекистана .....	167
<b>Новиков Д. А.</b> Фундаментальные свойства системы вода-газ .....	170
<b>Обласов Н. В., Гончаров И. В., Веклич М. А., Эфтор И. В., Жердева А. В.</b> К вопросу об интерпретации результатов изотопных исследований углерода органического вещества пород.....	174
<b>Обласов Н. В., Гончаров И. В., Эфтор И. В.</b> Геохимия нефтей и газов Краснотеннинского месторождения и поиск их источников (Западная Сибирь, Россия).....	178
<b>Овсянникова В. С., Савиных Ю. В., Кувшинов И. В.</b> Влияние физико-химических технологий повышения нефтеотдачи на состав и свойства добываемой нефти.....	182
<b>Ондар С. А., Бушнев Д. А.</b> Условия образования и источники органического вещества среднеюрских углей Тувы.....	186
<b>Орешкин И. В.</b> Практический опыт и результаты выполнения работ по методике бассейнового моделирования .....	189
<b>Орешкин И. В.</b> О нефтегенерационном потенциале карбонатных пород .....	193
<b>Остроухов С. Б., Каширцев В. А.</b> Новый гопан состава С30 с неопредельной связью .....	197
<b>Остроухов С. Б., Пронин Н. В.</b> Термодинамические особенности в составах алкилтолуолов в нефтях Тимано-Печорского региона.....	200

<b>Остроухов С. Б., Пронин Н. В.</b> Некоторые термодинамические особенности в составах алкилнафталинов и алкилдекалинов в нефтях Тимано-Печорского региона .....	204
<b>Парфенова Т. М.</b> Геохимические предпосылки нефтегазоносности отложений палеозоя арктических бассейнов Сибирской платформы и шельфа моря Лаптевых .....	208
<b>Прищепа О. М., Баженова Т. К., Никифорова В. С., Блинкова Е. Ю., Комаров А. Ю.</b> Уточнение геохимических особенностей распределения органического вещества в доманиковых отложениях Тимано-Печорской НГП.....	212
<b>Прищепа О. М., Никифорова В. С., Сюй Жуймин, Комаров А. Ю.</b> Оценка емкостного пространства высокобитуминозных доманиковых отложений Тимано-Печорской НГП.....	216
<b>Пронин Н. В., Плотникова И. Н., Остроухов С. Б.</b> Геохимический критерий на основе ароматических каротиноидов .....	220
<b>Пунанова С. А.</b> Оценка микроэлементного состава углеродсодержащих формаций .....	224
<b>Пунанова С. А.</b> Прогноз металлогенической специализации флюидов при формировании углеводородных скоплений в осадочном чехле .....	228
<b>Рябинкина Н. Н., Валяева О. В.</b> Войское месторождение природных битумов — объект биодеградации нефтяного месторождения .....	232
<b>Салахидинова Г. Т., Вторушина Э. А., Кульков М. Г.</b> Биомаркерный анализ нефтей осадочного чехла и фундамента северо-западной части Фроловской мегавпадины .....	235
<b>Сафиуллина А. Р., Минсафин А. Р., Сиразиева Р. М., Морозова Е. В., Мухамедьярова А. Н., Лукьянова Р. Г.</b> Анализ геолого-геохимических особенностей органического вещества месторождений свержвязкой нефти и природных битумов Республики Татарстан.....	239
<b>Сафронов П. И., Бурштейн Л. М., Губин И. А., Конторович А. Э., Коровников И. В., Парфенова Т. М.</b> История нефтегазообразования в кембрийском комплексе Вилуйской гемисинеклизы .....	242

<b>Сенникова Я. Д., Бушнев Д. А.</b>	
Анализ состава экстракта угля из микронавесок .....	245
<b>Сигачева Л. Ю., Валиева Э. И., Видищева О. Н., Богданов А. А., Дралина Е. М., Полудеткина Е. Н., Ахманов Г. Г.</b>	
Органическое вещество донных осадков северо-восточной и северной частей Баренцевоморского шельфа (по результатам экспедиций ТТР-19 и ТТР-20) .....	247
<b>Сиразиева Р. М., Минсафин А. Р., Морозова Е. В., Мухамедьярова А. Н., Мударисова Р. А.</b>	
Анализ молекулярного состава нефтей продуктивных отложений пермской системы Нижнекармальского и Подлесного месторождений .....	251
<b>Смирнов М. Б., Ванюкова Н. А.</b>	
Проблемы при использовании понятия «зрелость» для органического вещества кремнисты и карбонатных пород .....	255
<b>Соболев П. Н.</b>	
Нефтегазоматеринские породы — фактор нефтегазоносности Алдано-Майской впадины (юго-восток Сибирской платформы) .....	259
<b>Сотнич И. С., Костырева Е. А.</b>	
Перспективы нефтеносности баженовской свиты Северо-Сургутского района .....	263
<b>Тимошина И. Д., Борисова Л. С.</b>	
Сравнительная характеристика параметров углеводородов-биомаркеров и состава асфальтенов докембрийского органического вещества Алдано-Майской впадины .....	266
<b>Тригуб А. В., Черенева К. Р.</b>	
Оптимизация процессов моделирования УВС на региональном и поисковом этапе геологоразведочных работ .....	269
<b>Трушков П. В., Гончаров И. В., Самойленко В. В.</b>	
Геохимические аспекты формирования нефтегазоносности среднеюрского продуктивного горизонта на юге Тюменской области .....	273
<b>Фадеева С. В., Гончаров И. В., Лаухин Л. М., Обласов Н. В., Самойленко В. В., Веклич М. А., Кашапов Р. С., Смирнова Н. А.</b>	
Нефтематеринские породы и нефти палеозоя Юго-Востока Западной Сибири .....	276
<b>Фомин А. Н.</b>	
Мацеральный состав и условия формирования углей васюганской свиты в Чузикско-Чижапской мезоседловине (Западная Сибирь) .....	279

<b>Фомин М. А., Сайтов Р. М., Сотнич И. С.</b>	
Пиролитические характеристики органического вещества и химический состав пород баженовской свиты на Малобалькской площади .....	284
<b>Фурсенко Е. А.</b>	
Геохимия низкомолекулярных углеводородов C5-C8 нефтей и конденсатов северных и арктических районов Западной Сибири .....	288
<b>Черных А. В., Дульцев Ф. Ф., Новиков Д. А., Максимова А. С.</b>	
Роль траппового магматизма в изменении состава рассолов Сибирской платформы .....	291
<b>Чешкова Т. В., Коваленко Е. Ю., Сагаченко Т. А., Мин Р. С.</b>	
Состав соединений, окклюдированных асфальтенами метано-нафтеновой нефти .....	294
<b>Шанина С. Н., Бушнев Д. А., Бурдельная Н. С.</b>	
Изотопный состав углерода органического вещества породы из вмещающих соли отложений Якшинского месторождения .....	297
<b>Шолидодов М. Р., Козлов В. В., Ельчанинова Е. А., Алтунина Л. К.</b>	
Влияние кислотной химической композиции на основе глубоких эвтектических растворителей (ГЭР) на состав и свойства тяжелых высоковязких нефтей в процессе физического моделирования.....	300
<b>Ян Х., Соболева Е. В.</b>	
Восстановление условий озерной седиментации нефтегазоматеринских пород Джунгарского нефтегазоносного бассейна .....	304
<b>Ярославцева Е. С.</b>	
Моделирование истории генерации углеводородов в куонамском комплексе Курейской синеклизы (Сибирская платформа).....	307
<b>Ярославцева Е. С., Бурштейн Л. М., Конторович А. Э., Парфенова Т. М.</b>	
Закономерности распределения содержания органического вещества в породах куонамской свиты и ее стратиграфических аналогов (кембрий Сибирской платформы) .....	310
Алфавитный указатель авторов .....	314

Научное издание

## **УСПЕХИ ОРГАНИЧЕСКОЙ ГЕОХИМИИ**

Материалы 2-й Всероссийской научной конференции  
с участием иностранных ученых,  
посвященной 120-летию со дня рождения  
члена-корреспондента АН СССР Н. Б. Вассоевича  
и 95-летию со дня рождения  
заслуженного геолога РСФСР, профессора С. Г. Неручева

Новосибирск, 5–6 апреля 2022 г.

Тексты приводятся в авторской редакции.

Верстка *А. С. Терешкиной*  
Обложка *Е. В. Неклюдовой*

Подписано в печать 20.04.2022 г.  
Формат 60 × 84/8. Уч.-изд. л. 40,5. Усл. печ. л. 37,6.

Тираж 31 экз. Заказ № 65.  
Издательско-полиграфический центр НГУ  
630090, Новосибирск, ул. Пирогова, 2.

ISBN 978-5-4437-1312-0



9 785443 713120