

УДК 550.4: 553.9

**ОРГАНИЧЕСКАЯ ГЕОХИМИЯ ПОРОД СРЕДНЕЙ ПОДСВИТЫ
ХАРАЮТЭХСКОЙ СВИТЫ ВЕНДА**
(Чекуровская антиклиналь, северо-восточное обрамление Сибирской платформы)

Д.С. Мельник, Т.М. Парфенова

*Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука Сибирского отделения Российской академии наук,
630090, Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, Россия*

Представлены результаты геохимического исследования пород и рассеянного органического вещества (ОВ) средней подсвиты хараютэхской свиты венда Чекуровской антиклинали (Хараулахский антиклинорий Верхоянского складчато-надвигового пояса) вблизи границы с Сибирской платформой. Установлено, что ее породы неравномерно обогащены ОВ, максимальные современные концентрации органического углерода (C_{org}) достигают 2,6%. Методами газожидкостной хроматографии и хромато-масс-спектрометрии изучены составы и распределения хемофоссилий метано-нафтоновых и нафто-ароматических фракций битумоидов пород. Распределения алканов, стеранов и терпанов, дибензотиофенов и ароматических стероидов, легкий изотопный состав C_{org} свидетельствуют о бактериально-водорослевом происхождении ОВ, породы средней подсвиты хараютэхской свиты обладали исходно высоким генерационным потенциалом. Анализ пирогрмм, битуминологических характеристик, распределений фенантронов и дибензотиофенов позволил оценить региональный катагенез ОВ вендских отложений на этой территории на уровне начала глубинной зоны газообразования. Выявлено, что изученные битумоиды являются остаточными, имеют признаки автохтонных и параавтохтонных с биodeградируемыми УВ. Показано локальное влияние магматизма на содержание и состав битумоидов в приконтактной зоне изученного разреза. Внедрение мощного силла диабазов привело к истощению генерационного потенциала этих пород в верхней части разреза уже в кембрии. Рассмотренная в статье информация дает основание предполагать, что в вендских и кембрийских карбонатных и терригенных коллекторах на севере Предверхоянского прогиба можно ожидать скопления высоковязких тяжелых нефтей и твердых битумов, генетически связанных с ОВ средней подсвиты хараютэхской свиты. Сохранность залежей углеводородных газов и газоконденсатов маловероятна.

Потенциально нефтегазоматеринские породы, рассеянное органическое вещество, хемофоссилии, органическая геохимия, катагенез, гипергенез, венд, арктические территории, обрамление Сибирской платформы

ORGANIC GEOCHEMISTRY OF ROCKS OF THE VENDIAN KHARAYUTEKH FORMATION
(Chekurovka Anticline, the northeastern framing of the Siberian Platform)

D.S. Melnik, T.M. Parfenova

The results of a geochemical study of the Middle Member of the Vendian Kharayutekh Formation rocks and dispersed organic matter (OM) on the Chekurovka Anticline (Kharaulakh Anticlinorium of the Verkhoyansk Fold—Nappe Belt) are presented. Its rocks are established to be unevenly enriched with OM, the maximum modern organic carbon content (C_{org}) reaches 2.6%. The composition and distribution of chemofossils in saturated and aromatic bitumen fractions were studied using GC and GC—MS. Alkanes, steranes and terpanes, dibenzothiophenes and aromatic steroids distributions as well as light isotopic composition of C_{org} indicate the bacterial-algal origin of the OM; the rocks of the Middle Kharayutekh Member had the high initial generative potential. The analysis of pyrograms, bitumen characteristics, distribution of phenanthrenes and dibenzothiophenes allowed to estimate the regional catagenesis of the Vendian OM on this territory corresponds to the dry gas window. Studied bitumens are revealed to be residual autochthonous and paraautochthonous with biodegraded hydrocarbons. The local influence of magmatism on the content and composition of bitumens in the contact zone of the studied section is shown. The thick diabase sill intrusion led to the source rock generative potential exhausting in the upper part of the section already in Cambrian. The considered information gives reason to assume that accumulations of highly viscous heavy oils and solid bitumens, genetically related to the Middle Kharayutekh Formation OM might be expected in the Vendian and Cambrian carbonate and terrigenous reservoirs in the north of the Pre-Verkhoyansk Trough. The preservation of gas and condensate deposits is unlikely.

Potential source rock, organic matter, chemofossils, organic geochemistry, catagenesis, hypergenesis, Vendian, Arctic region, Siberian Platform framing

ВВЕДЕНИЕ

Комплексное геолого-геофизическое и геохимическое исследование осадочного чехла Восточной Сибири в Арктической зоне России с целью прогноза и оценки нефтегазоносности, выявления новых зон скоплений углеводородного сырья является одним из актуальных направлений региональных геологоразведочных работ [Полякова, Борукаев, 2017; Ступакова и др., 2017; Варламов и др., 2023; Конторович и др., 2021а, 2024; Мельников и др., 2024].

Изучение проблем геологии, органической геохимии и нефтегазоносности осадочных бассейнов севера Сибирской платформы проводится с середины XX века. Фундаментальные и научно-практические исследования, выполненные в ведомственных и академических институтах, позволили получить и обобщить результаты по стратиграфии, литологии, геологическому строению арктических районов Сибири. На этой территории выявлены потенциально нефтегазоматеринские и нефтеносные формации, месторождения и проявления природных битумов и газов в отложениях от верхнего протерозоя до верхнего палеозоя [Кабаньков, 1958; Грамберг и др., 1961, 1968, 1974; Виноградов, 1962; Натапов и др., 1968; Конторович, 1976; Баженова и др., 1981; Геология нефти..., 1981, Гольдберг, 1981; Клубов, 1983; Гребенюк и др., 1985; Каширцев, 1988 и др.]. В последние десятилетия разрабатывают новые геологические и геохимические критерии нефтегазоносности, анализируют результаты поисковых работ на нефть и газ, выполняют современные оценки ресурсов углеводородов осадочных комплексов докембрия и фанерозоя [Поляков и др., 2011; Баженова и др., 2014; Конторович и др., 2014а, 2021а, 2024; Полякова, Борукаев, 2017; Каширцев и др., 2019; Конторович и др., 2019; Соболев и др., 2019; Лежнин и др., 2021; Найденов, 2021; Мельников и др., 2024].

Роль венда как источника углеводородов (УВ) для формирования месторождений нефти, газа и битумов на Сибирской платформе обсуждается в научной литературе. В качестве потенциально нефтематеринских вендских отложений рассматривают обогащенные рассеянным органическим веществом (ОВ) горизонты пород хатыспытской и хараютэхской свит на севере, сералахской, бюксской, собинской на юго-востоке, курсовской, нижнечорской, тирской и катангской на юге, ванаварской и оскобинской на западе Сибирской платформы и прилегающих окраин [Натапов, 1962; Баженова и др., 1981, 2014; Геология нефти..., 1981, Конторович и др., 1981; Каширцев, 2003, 2004; Конторович и др., 2014б; Иванова, 2016; Тимошина, 2005; Соболев, Кожевых, 2013; Тимошина, 2005; Дахнова и др., 2014; Конторович и др., 2014б; Иванова, 2016; Каширцев и др., 2019; Соболев и др., 2019; Тимошина, Болдушевская, 2020; Фадеева и др., 2021; Мельник и др., 2023; Timoshina et al., 2024]. Однако, из-за высокого катагенеза, слабой сохранности хемофоссилий связи молекулярного состава и изотопных характеристик между нафтидами и рассеянным ОВ потенциально нефтематеринских пород установлены для единичных объектов. Детально геохимия полициклических УВ-биомаркеров и ароматических соединений изучены для ОВ пород венда северо-востока и юго-востока платформы [Тимошина, 2005; Соболев, Кожевых, 2013; Дахнова и др., 2014; Иванова, 2016; Каширцев и др., 2019; Фадеева и др., 2021; Мельник и др., 2023; Timoshina et al., 2024].

Хараютэхская свита распространена на северо-востоке Сибирской платформы и ее обрамлении (Хараулахский антиклинорий Верхоянского складчато-надвигового пояса). Разрезы хараютэхских отложений обнажаются в низовье р. Лена и ее притоков (рис. 1) [Виноградов, 1962; Коробов, 1963; Шпунт и др., 1982; Бахтуров, 1987; Pelechaty et al., 1996]. Свита вскрыта скважиной Дьяппальская-1. В скважинах Лено-Анабарского прогиба Хастахская-930 и Бурская-3410 вендские отложения представлены глинисто-доломитовой толщей, которая рассматривается как возрастной аналог хатыспытской свиты [Nagovitsin et al., 2015; Конторович и др., 2021а; Лежнин и др., 2021]. Южнее, в скважине Говоровская-1 (рис. 1), отложения венда отсутствуют, здесь кембрийские отложения залегают на рифейских.

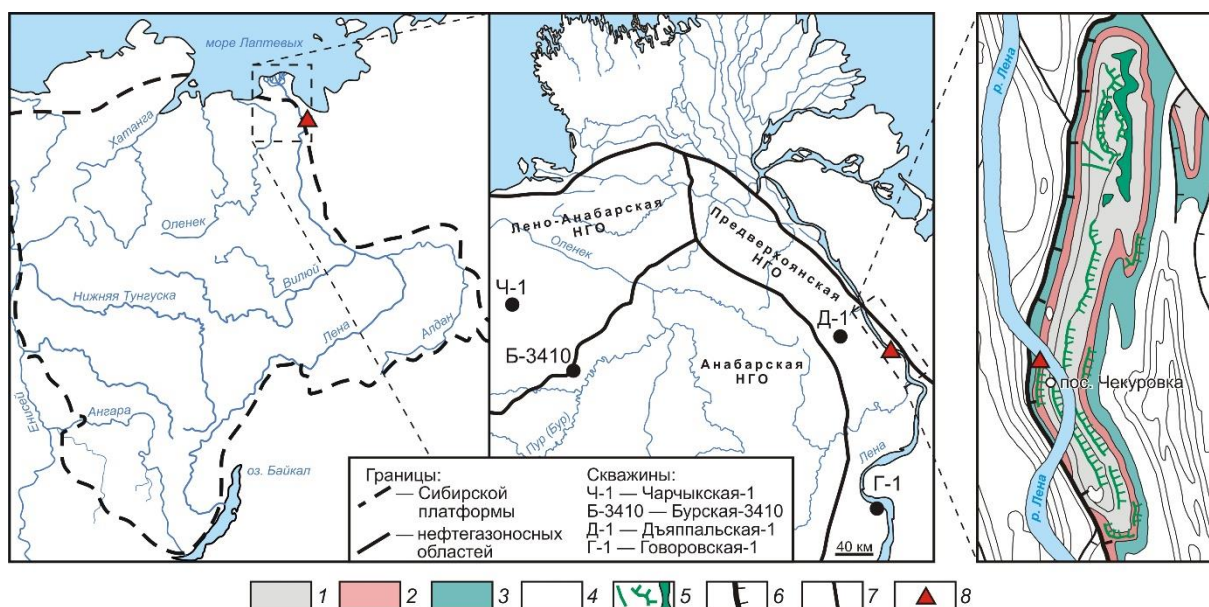


Рис. 1. Схема района исследования и место отбора образцов в устье ручья Бискеебит (по А.В. Прокопьев, А.В. Дейкуненко [Тектоника, геодинамика..., 2001]; [Государственная карта..., 2016; Конторович и др., 2024] с изменениями).

1 — рифейские отложения, 2 — вендские отложения (хараютэхская свита), 3 — кембрийские отложения, 4 — вышележащие фанерозойские отложения, 5 — дайки и силлы раннекембрийских диабазов, 6 — надвиги, 7 — разломы, 8 — местоположение изученного разреза в устье ручья Бискеебит.

Изученность органической геохимии хараютэхской свиты долгое время ограничивалась анализом распределения органического углерода (C_{org}) в породах [Баженова и др., 1981; Геология нефти..., 1981; Конторович и др., 1981]. Позже были выполнены пиролиз и битуминологические исследования геологических материалов из разрезов свиты на ручье Хатыстах и других притоках р. Лена, и керн скважины Дьяпальская-1. Оценены зрелость ее ОВ, остаточный углеводородный потенциал, масштабы генерации, эмиграции нефти и газа [Баженова и др., 2014; Соболев и др., 2019; Лежнин и др., 2021, Конторович и др., 2024].

По оценкам исследователей СНИИГГиМСа [Соболев и др., 2019; Лежнин и др., 2021] катагенез ОВ хараютэхской свиты соответствует грациям $МК_1^2$ — $МК_2$ (по шкале А.Э. Конторовича [1976]). Специалисты ВНИГНИ и ВНИГРИ на схематической карте катагенеза ОВ на территории распространения хараютэхской свиты показали уровень зрелости ОВ $МК_2$ [Баженова и др., 2014]. В ИНГГ СО РАН построены карты катагенеза ОВ в верхней части протерозоя северо-восточной окраины платформы. В их основу легли структурные карты по поверхности протерозоя и зависимость отражательной способности альгинита и битуминита (рассчитанной на витринит, R^0) от современной глубины залегания верхнепротерозойских и нижнесреднепалеозойских отложений [Конторович и др., 2024]. Согласно им, значения R^0 в верхней части протерозоя близ поселка Чекуровка (рис. 1) составляют 4,5—5,0%, уменьшаясь в западном направлении, до 2,0—2,5% в скважине Дьяпальская.

Таким образом, исследование пород хараютэхской свиты как потенциально нефтегазоматеринских остается актуальной научно-практической задачей. Цель настоящей работы — с использованием современных физико-химических методов рассмотреть изменение содержания органического углерода и битумоида в разрезе, охарактеризовать молекулярный состав компонентов ОВ, выявить закономерности распределения индивидуальных УВ и ароматических соединений в породах, установить природу битумоидов и оценить породы средней подсвиты хараютэхской свиты как источник нафтидов на северо-востоке Сибирской платформы.

СТРОЕНИЕ РАЗРЕЗА

Вендские отложения обнажаются на склонах Булкурской и Чекуровской антиклиналей и представлены хараютэхской свитой. Ее разрезы доступны для изучения вдоль р. Лена и ее притоков (рис. 1). Она с размывом залегает на сизтачанской свите рифея и перекрывается палеозойскими отложениями – тусэрской свитой нижнего кембрия [Виноградов, 1962; Коробов, 1963; Шпунт и др., 1982; Pelechaty et al., 1996]. В 2009 году Т.М. Парфеновой и А.А. Постниковым был изучен разрез вендских и кембрийских отложений Чекуровской антиклинали на левом берегу р. Лена в устье ручья Бискеебит (рис. 1, рис. 2).

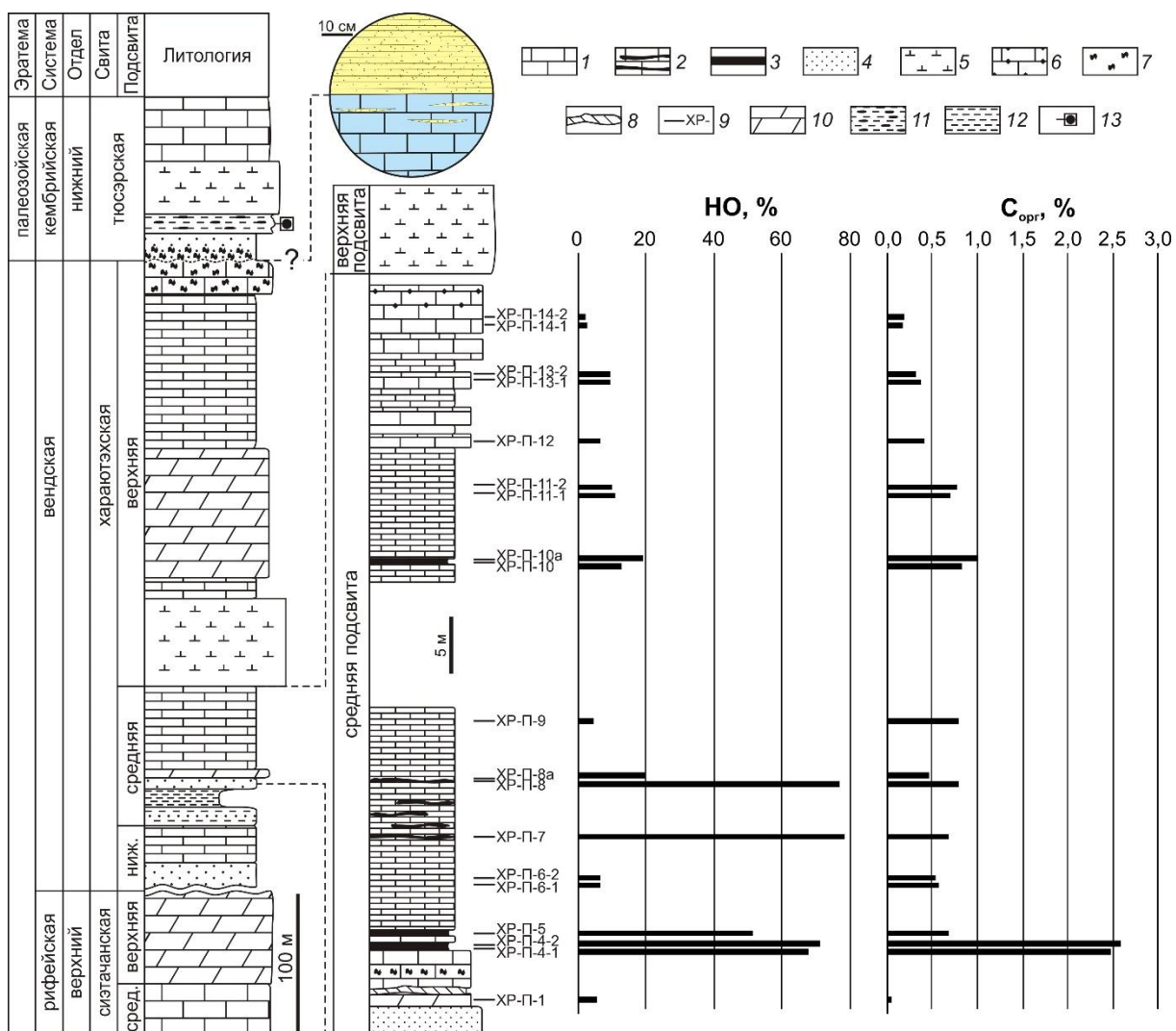


Рис. 2. Литолого-стратиграфическая колонка верхнепротерозойских и нижнекембрийских отложений и литолого-геохимическая характеристика средней подсвиты хараютэхской свиты (по [Виноградов, 1962; Коробов, 1963; Шпунт и др., 1982; Pelechaty et al., 1996], полевым материалам Т.М. Парфеновой, с дополнениями).

1 — известняки, 2 — тончайшие прослои черных кремнистых пород, 3 — черные тонкоплитчатые карбонатно-кремнистые породы, 4 — песчаники, 5 — долериты (силлы), 6 — мраморизованные известняки, 7 — включения черного графитоподобного битума, 8 — кальцитовая жила с битумом, 9 — отбор образцов, 10 — доломиты, 11 — конгломераты с галькой кварцевых порфиров, 12 — туфоалевролиты, туфоаргиллиты, 13 — U-Pb возраст циркона ($534,6 \pm 0,5$ млн лет) из гальки кварцевых порфиров в конгломератах [Pelechaty et al., 1996].

Описание разреза и отбор образцов начинается с границы горизонта песчаников и карбонатных пород в средней подсвиты хараютэхской свиты, принятой за нулевую отметку. На кварцевых песчаниках залегают массивные и толстоплитчатые светло-серые доломиты и известняки (обр. ХР-П-1). Их параллельно-слоистое залегание нарушает кальцитовая жила толщиной 5—10 см, заполненная битумом. В кавернах массивных окремненных известняков отмечено присутствие черного графитоподобного битума.

Выше залегают чередующиеся пачки серых карбонатных и темно-серых кремнисто-карбонатных и карбонатно-кремнистых тонкоплитчатых и тонкослоистых пород (обр. ХР-П-4-1 — ХР-П-8а). В этой части разреза породы рассечены вкрест напластованию трещинами, заполненными кальцитом. В виде тончайших прослоев (первые миллиметры) были зафиксированы черные карбонатно-кремнистые породы. Далее разрез представлен чередованием тонкослоистых и тонкоплитчатых черных и серых пород (обр. ХР-П-9). При ударе молотком они пахнут сероводородом.

В интервале ~20—30 м от основания разрез задернован.

Верхняя часть разреза средней подсвиты начинается с черных и серых тонкослоистых (миллиметровой толщины), рассыпающихся в руках, тонкоплитчатых пород преимущественно карбонатного состава (обр. ХР-П-10 и -10а). С отметки ~45 м в разрезе появляются слои толстоплитчатых серых карбонатных пород, их количество увеличивается вверх по разрезу. В черносланцевых породах наблюдаются хрупкие стяжения (1—3 мм) окислов железа (окисленных агрегатов пирита). Выполнен отбор образцов с ХР-П-10 до ХР-П-14-2. В кровельной части подсвиты карбонатные породы мраморизованы (рис. 2).

На карбонатных породах средней подсвиты залегает мощный силл диабазов (65 м), который разделяет среднюю и верхнюю подсвиты хараютэхской свиты. Непосредственно контакта между мраморизованными светлыми, местами перемятыми известняками и силлом диабазов не наблюдается, коренные выходы задернованы.

На интрузивных породах залегают светлые массивные известняки верхней подсвиты хараютэхской свиты, выше – оолитовые известняки, от светло-серых до белых. В ее кровле в белых массивных карбонатных породах наблюдаются многочисленные каверны, заполненные черным пороховидным битумом (рис. 2).

Породы хараютэхской свиты перекрывают песчаники тюсэрской свиты нижнего кембрия. В базальной части цвет песчаников темно-серый до черного, они насыщены битумом (рис. 2). На песчаниках залегают конгломераты, сложенные гальками трахириолитовых порфиров, U—Pb возраст циклонов из галек составляет $534,6 \pm 0,4$ млн лет по данным [Bowring et al., 1993], позже были получены другие оценки – $525,6 \pm 3,9 \dots 537,0 \pm 4,2$ млн лет [Прокопьев и др., 2016].

На основании выделения закарстованных зон, коры выветривания мощностью 3—8 м сделан вывод, что вендские отложения со стратиграфическим и угловым несогласием перекрыты породами кембрия [Виноградов, 1962; Шпунт и др., 1982; Pelechaty et al., 1996; Прокопьев и др., 2016]. Однако, в устье ручья Бискеебит в кровле хараютэхской свиты Т.М. Парфеновой и А.А. Постниковым были описаны линзы песчаников (мощностью до 1—2 см), согласно полевым наблюдениям аналогичных песчаникам базального горизонта тюсэрской свиты (рис. 2). Положение линз песчаников в белых вмещающих известняках параллельно напластованию позволяет предполагать отсутствие перерыва в осадконакоплении и необходимости доизучения контакта вендских и кембрийских отложений в низовьях р. Лена.

МАТЕРИАЛЫ И МЕТОДЫ

Собрана коллекция (19 образцов) из карбонатных, карбонатно-глинисто-кремнистых пород средней подсвиты хараютэхской свиты. Исследование геохимии пород и рассеянного ОВ проводили в лаборатории геохимии нефти и газа ИНГГ СО РАН.

Породы дробили до 0,25 мм. Порошки пород обрабатывали 10% соляной кислотой для получения нерастворимых остатков (НО). Определение содержания $C_{орг}$ выполняли на приборе АН-7529 путем сжигания проб НО в токе кислорода при температуре 1100 °С и дальнейшим пересчетом в массовых процентах на породу. Пиролиз пород (15 образцов) проводили на приборе Weatherford Laboratories Source Rock Analyzer POPI.

Битумоиды экстрагировали из дробленных пород хлороформом. Экстракты очищали от элементарной серы ртутью. Для разделения мальтенов и асфальтенов пробы битумоидов растворяли в хлороформе, затем заливали избытком петролейного эфира. Твердый асфальтеновый осадок отделяли от мальтенов через ватный фильтр. С использованием колоночной хроматографии мальтены делили на фракции метано-нафтеновых углеводородов (УВ), нафтено-ароматических соединений и смол.

Нормальные и изопреноидные алканы метано-нафтеновых фракций битумоидов анализировали методом газовой хроматографии на приборе Agilent 7820A (кварцевая капиллярная колонка (длина — 30 м, внутренний диаметр — 0,25 мм, толщина нанесения фазы HP-5 — 0,25 мкм) и пламенно-ионизационный детектор). Хемофоссилии метано-нафтеновых и нафтено-ароматических фракций изучали на хромато-масс-спектрометре (хроматограф Agilent 6890 с кварцевой капиллярной колонкой и масс-селективный детектор Agilent 5973N). Энергия ионизации — 70 eV, температура ионизации — 290 °С. Идентификацию индивидуальных соединений проводили путем сравнения масс-спектров с опубликованными материалами и данными из библиотеки масс-спектров NIST04. С использованием масс-хроматограмм по m/z 217, 191 и 177 анализировали распределение стеранов и терпанов соответственно.

В нафтено-ароматических фракциях битумоидов были изучены фенантрен (по m/z 178) и метилфенантрены (по m/z 192) (Ф), дибензотиофен (по m/z 184) и метилдибензотиофены (по m/z 198) (ДБТ), моно- (МАС) (по m/z 253) и триароматические (ТАС) (по m/z 231) стероиды. Сумма этих соединений принималась за 100% по методике [Конторович и др., 2004]. Были рассчитаны отношения гомологов ароматических хемофоссилий для оценки типа, катагенеза ОБ [Radke et al., 1982; Петров, 1984; Schou, Myhr, 1988; Конторович и др., 2004; Peters et al., 2005; Долженко, Фомин, 2022].

Изотопный состав $C_{орг}$ пород определяли в Томском филиале АО «СНИИГГиМС» методом проточной масс-спектрометрии на изотопном масс-спектрометре Thermo Fisher Delta V Advantage.

В статье приведены характеристики рассеянных битумоидов. Геохимия макроскопических битумопроявлений будет представлена в других работах.

РЕЗУЛЬТАТЫ

Анализ литолого-геохимических характеристик позволил проследить изменение содержаний бескарбонатного и органического вещества в породах в изученном интервале разреза средней подсвиты хараютэхской свиты (табл. 1, рис. 2, рис. 3).

Содержание НО в породах изменяется от 2,4% до 78,5%. В нижней части разреза чередуются карбонатные (НО = 5—20%) и карбонатно-кремнистые породы (НО = 51—79%) (табл. 1, рис. 2). В верхней части разреза преобладают карбонатные породы с содержанием НО на уровне 5—15%. Значения $C_{орг}$ изменяются от 0,05% в доломитах до 2,58% в черных тонкослоистых карбонатно-кремнистых породах. Вверх по разрезу по мере приближения к интрузии наблюдается уменьшение содержания $C_{орг}$ в породах от 1,01 до 0,20%. Следует обратить внимание на повышенные содержания органического углерода в бескарбонатном веществе пород. Количество $C_{орг}$ на НО в известняках и доломитах с концентрацией НО в породах до 10%, как правило, достигает 3,5—16,7% (табл. 1).

Значения $\delta^{13}C_{орг}$ варьируют в пределах –35,4...–29,0‰, в среднем составляя –30,8‰ (табл. 1). Закономерного изменения изотопного состава $C_{орг}$ по разрезу не наблюдается.

Выходы битумоидов ($b_{хл}$) составляют 0,005—0,021% (как правило, выше 0,01%) в нижней части разреза и уменьшаются до 0,001—0,008% (обр. ХР-П-10 — обр. ХР-П-14-2) в верхней части (рис. 3).

Таблица 1. Характеристика пород и ОВ средней подесвы хараятэхской свиты.

Образец	НО, %	C _{орг} на НО, %	C _{орг} , %	$\delta^{13}C_{орг}$, ‰	b _{кл} , %	β , %	Групповой состав битумоидов				S ₁ , мг УВ/г породы	S ₂ , мг УВ/г породы	PI	Н ₁ , мг УВ/г C _{орг}	T _{max} , °C
							Нас. УВ, %	Аром. УВ, %	Смолы, %	Асфал., %					
ХР-П-1	5,6	0,82	0,05	–	0,005	7,1	53	5	42	не опр.	сл.	сл.	–	–	–
ХР-П-4-1	68	3,65	2,48	–29,7	0,021	0,6	42	7	49	2	0,18	0,62	0,23	25	459
ХР-П-4-2	71	3,64	2,58	–30,2	0,015	0,4	42	6	50	2	сл.	сл.	–	–	–
ХР-П-5	51,3	1,35	0,69	–30,1	0,014	1,5	46	7	43	4	0,18	0,27	0,4	39	448
ХР-П-6-1	6,5	8,9	0,58	–	0,011	1,4	54	7	37	2	0,12	0,14	0,46	24	496
ХР-П-6-2	6,8	8,06	0,54	–30,0	0,011	1,5	49	7	41	3	0,09	0,1	0,47	19	503
ХР-П-7	78,5	0,87	0,68	–29,8	0,016	1,8	60	5	33	2	0,15	0,24	0,38	35	509
ХР-П-8	77	1,04	0,8	–35,4	0,02	1,9	60	5	33	2	0,21	0,32	0,4	40	454
ХР-П-8а	19,8	2,35	0,46	–31,3	0,016	2,7	49	6	45	не опр.	0,11	0,15	0,42	33	439
ХР-П-9	4,8	16,66	0,8	–	0,021	1,9	53	10	35	2	0,25	0,26	0,49	33	497
ХР-П-10	13	6,39	0,83	–	0,002	0,2	22	17	61	не опр.	сл.	отс.	–	–	–
ХР-П-10а	19	5,32	1,01	–32,4	0,008	0,6	26	7	67	не опр.	сл.	отс.	–	–	–
ХР-П-11-1	11,2	6,36	0,71	–31,6	0,004	0,4	33	6	61	не опр.	сл.	отс.	–	–	–
ХР-П-11-2	10	7,78	0,78	–	0,001	0,1	27	11	62	не опр.	сл.	отс.	–	–	–
ХР-П-12	6,6	6,34	0,42	–	0,002	0,4	27	7	66	не опр.	сл.	отс.	–	–	–
ХР-П-13-1	9,6	3,81	0,37	–29	0,002	0,5	20	1	79	не опр.	сл.	отс.	–	–	–
ХР-П-13-2	9,4	3,53	0,33	–	0,002	0,5	23	4	73	не опр.	сл.	отс.	–	–	–
ХР-П-14-1	2,6	6,62	0,17	–	0,002	1	28	3	69	не опр.	сл.	отс.	–	–	–
ХР-П-14-2	2,4	8,35	0,2	–29,5	0,002	0,6	32	6	62	не опр.	сл.	отс.	–	–	–

Примечание: «не опр.» — содержание асфальтенов не определено; «сл.» — следовые количества; «отс.» — отсутствует; «–» — анализ/расчет не выполнялись.

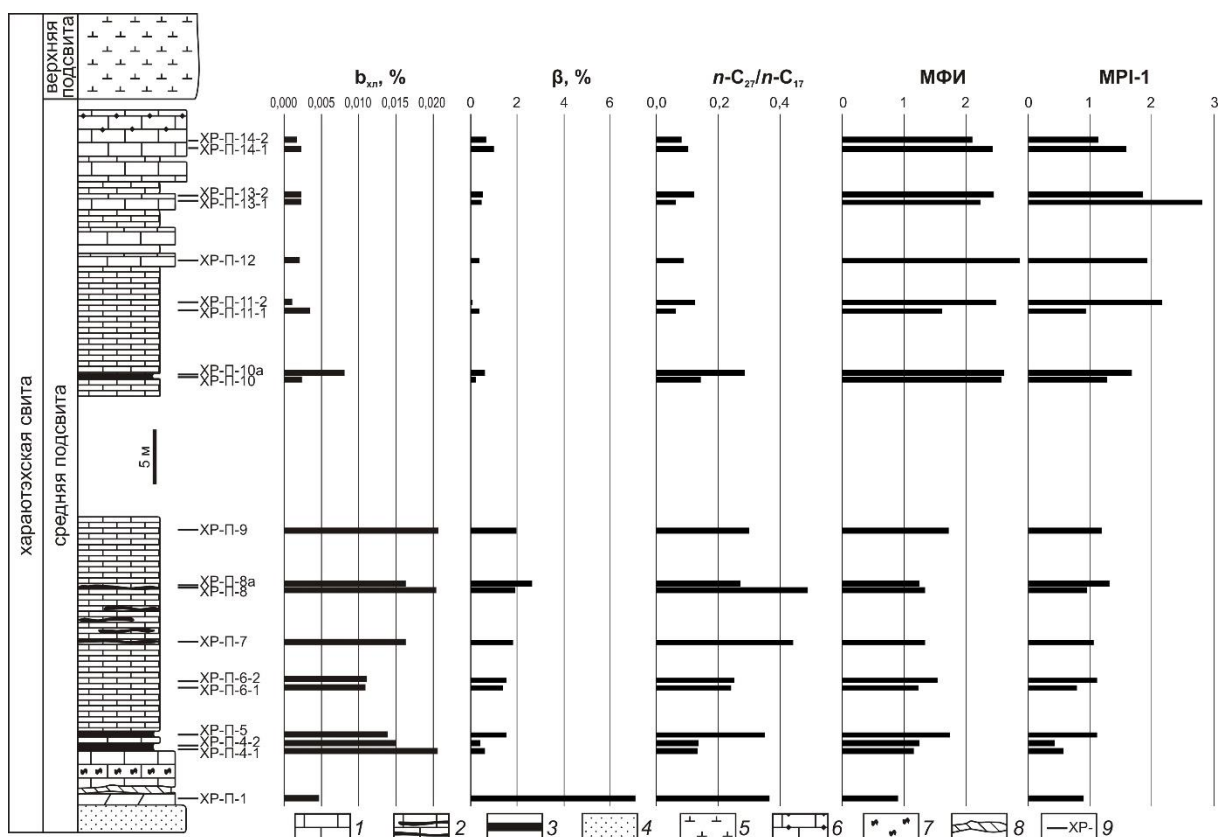


Рис. 3. Изменение геохимических характеристик ОВ по разрезу средней подсвиты хараютэхской свиты.

Условные обозначения см. на рисунке 2.

Величина битумоидного коэффициента (β) обычно не превышает 2%, достигая 7,1% в доломитах, обедненных ОВ ($C_{org} = 0,05\%$). В 25-метровом интервале от интрузии значения β понижены до 0,1—1,0% (табл. 1, рис. 3). По групповому составу битумоиды средней подсвиты хараютэхской свиты различаются (табл. 1, рис. 4). Снизу-вверх по разрезу содержание фракций насыщенных УВ резко снижается с 42—60% до 20—33%, смол — напротив, увеличивается от 33—50% до 61—79%. Доля фракций ароматических соединений составляет 1—17%. В битумоидах из нижней части разреза содержание асфальтенов, обычно, 2—4%, в верхней — их содержание не определено (табл. 1, рис. 4).



Пиролиз пород показал, что значения S_1 , S_2 ниже тех, которые рекомендуются для оценки генерационного потенциала пород [Peters, 1986; Peters, Cassa, 1994]. Несмотря на это, по нашему мнению, анализ пирогамм и пиролитических характеристик несет информацию о природе остаточного ОВ и изменении его свойств в породах разреза. Так, на пирограммах образцов

Рис. 4. Тригонограмма группового состава битумоидов пород средней подсвиты хараютэхской свиты.

1 — образцы из нижней части разреза,
2 — образцы из верхней части разреза.

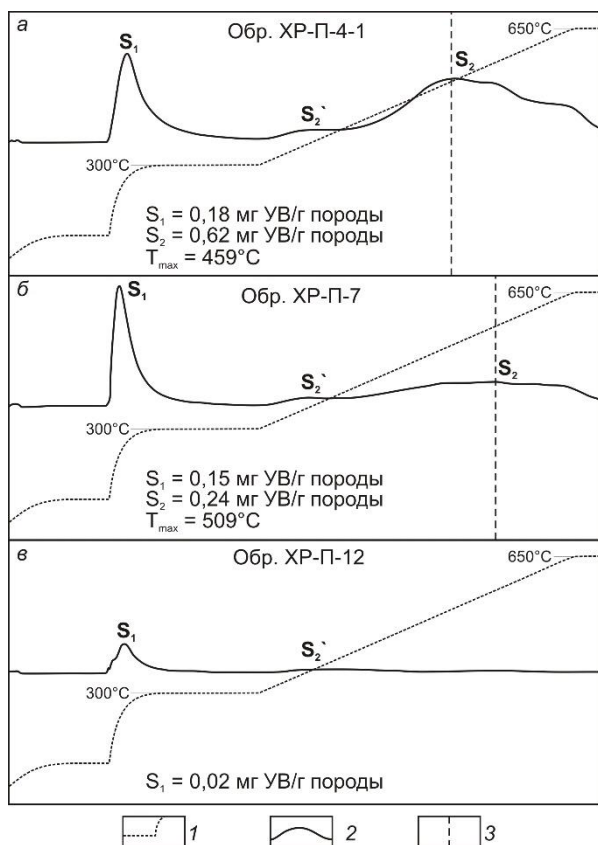


Рис. 5. Типовые пирограммы пород нижней (а, б) и верхней (в) частей средней подсвиты харыутэксской свиты.

1 — температурная кривая, 2 — пирограмма, 3 — отметка регистрации $T_{\max}$.

из нижней части разреза фиксируются пики S_1 и S_2 (рис. 5, а, б). Их значения составляют 0,1—0,3 мг УВ/г породы и 0,1—0,6 мг УВ/г породы соответственно, суммы $S_1 + S_2$ — 0,2—0,8 мг УВ/г породы (табл. 1). Наблюдаются пики, осложняющие S_2 в области температур как $<400^\circ\text{C}$, так и $>500^\circ\text{C}$ (рис. 5, а, б). Значения индекса продуктивности PI в среднем равны 0,4, водородного индекса HI — не превышают 40 мг УВ/г $C_{\text{орг}}$. Значения $T_{\max}$ варьируют от 439 до 509°C (табл. 1, рис. 5). На пирограммах образцов из 25-метровой зоны вблизи контакта с силлом пик S_2 отсутствует (рис. 5, в). Значения S_1 не превышают первых сотых долей, что согласуется с результатами битуминологии. Они помечены в таблице 1 как следы.

На газожидкостных хроматограммах определены нормальные алканы от $n\text{-}C_{15}$ до $n\text{-}C_{38}$, максимум их распределения приходится на $n\text{-}C_{17}$ — $n\text{-}C_{19}$ (рис. 6). В пробах карбонатных и карбонатно-кремнистых пород (образцы ХР-П-1—ХР-П-9, рис. 2) можно видеть низкие пики 12- и 13-монометилалканов (рис. 6, а, б), их идентификация подтверждена анализом масс-спектров пиков на масс-хроматограммах по m/z 182. На хроматограммах образцов изученного разреза наблюдаются «нафтеновые горбы». В пробах из верхней части разреза можно отметить узкий максимум распределения нормальных алканов и низкие пики высокомолекулярных n -алканов (рис. 6, в, г).

Значения отношения пристана к фитану (Pr/Ph) составляют 0,7—1,6, $Pr/n\text{-}C_{17}$ и $Ph/n\text{-}C_{18}$ — 0,2—0,6, CPI — 1,0—1,1, $n\text{-}C_{27}/n\text{-}C_{17}$ — в среднем 0,3 в нижней части разреза, 0,1 в верхней (табл. 2).

Анализ масс-хроматограмм показал, что пики стеранов C_{27} — C_{29} и гопанов низкие (рис. 7, 8). В четырех образцах наблюдаются следы стерановых и терпановых УВ, выполнить количественную оценку относительных содержаний этих биомаркеров не удалось (табл. 2).

Среди стеранов по m/z 217 диагностированы низкомолекулярные прегнаны C_{21} — C_{22} и высокомолекулярные гомологи C_{27} — C_{30} (рис. 7, 8). Относительное содержание холестерина C_{27} составляет 28—48%, метилхолестана C_{28} — 25—29%, этилхолестана C_{29} — 25—38%, n -пропилхолестанов C_{30} — 1—6% (табл. 2). Значения отношения C_{29}/C_{27} варьируют в пределах 0,5—1,1. Закономерного изменения распределений стеранов по разрезу не наблюдается. Отношение изомеров C_{29} $20S/(20S+R)$ в среднем составляет 0,5. Отношение стеранов к прегнанам изменяется от 0,9 до 3,1 (среднее — 1,3), диастеранов к регулярным стеранам $\sum C_{27}$ — C_{30} — от 0,4 до 1,0 (табл. 2).

На масс-хроматограммах по m/z 191, как правило, преобладают трицикланы (рис. 7, 8). Их содержание обычно выше 50% и достигает 74%, редко опускается до 38%. Гопаны составляют 13—29%, гомогопаны — 7—30%, тетрацикланы — 1—5%, моретаны — 1—4% (табл. 2). Распределение гомологов гопанов и гомогопанов однотипно во всех образцах (рис. 7, 8). Отношение триснормметилнеогопана (Ts) к триснормметилгопану (Tm) изменяется от 0,8 до 1,4, в среднем составляя 1,0; отношение гомогопанов C_{35}/C_{34} — 0,5—1,0 (табл. 2).

Таблица 2. Распределения и отношения полициклических хемотропов средней подсистемы хараюгэхской свиты.

Образец	Стераны				Терпаны						Ароматические соединения												
	В % на сумму				$\frac{C_{29}}{C_{27}}$	В % на сумму терпанов				$\frac{C_{35}}{C_{34}}$	ТЦИ	$\frac{T_s}{T_m}$	Ф	ДБТ	МАС	ТАС	ДБТИ	МФИ	МРІ-1	РР-1	R ⁰ _{МФИ} , % ¹	R ⁰ _{РР-1} , % ²	
	C ₂₇	C ₂₈	C ₂₉	C ₃₀		Гопаны	Гомогопаны	Трицикланы	Тетрацикланы														Моретаны
ХР-П-1	36	25	34	5	1	29	20	45	3	3	0,8	85	9	3	3	1,7	0,9	0,9	0,5	1,1	1,2		
ХР-П-4-1	сл.	сл.	сл.	сл.	–	сл.	сл.	сл.	сл.	сл.	–	98	2	сл.	сл.	1,4	1,2	0,6	0,5	1,2	1,2		
ХР-П-4-2	48	26	25	1	0,5	15	7	72	5	1	1,4	98	2	сл.	сл.	1,7	1,3	0,4	0,4	1,3	1,2		
ХР-П-5	38	26	32	4	0,8	18	14	65	1	2	1,1	80	20	сл.	0,2	3,2	1,7	1,1	0,3	1,4	1,4		
ХР-П-6-1	36	28	32	4	0,9	24	19	51	2	4	1,1	96	4	сл.	сл.	2,5	1,2	0,8	0,5	1,3	1,2		
ХР-П-6-2	35	26	35	4	1	25	23	47	2	3	0,8	82	18	сл.	сл.	4,5	1,5	1,1	0,4	1,3	1,3		
ХР-П-7	сл.	сл.	сл.	сл.	–	сл.	сл.	сл.	сл.	сл.	–	82	18	сл.	сл.	3,1	1,3	1,1	0,3	1,3	1,3		
ХР-П-8	сл.	сл.	сл.	сл.	–	сл.	сл.	сл.	сл.	сл.	–	91	9	сл.	сл.	2,7	1,3	0,9	0,4	1,3	1,2		
ХР-П-8а	38	27	32	3	0,8	23	14	57	3	3	0,9	88	11	сл.	1	8,6	1,2	1,3	0,4	1,3	1,2		
ХР-П-9	сл.	сл.	сл.	сл.	–	сл.	сл.	сл.	сл.	сл.	–	80	20	сл.	сл.	2,5	1,7	1,2	0,3	1,4	1,3		
ХР-П-10	35	27	34	4	1	19	11	65	3	2	1	96	4	сл.	сл.	1,7	2,6	1,3	0,2	3	3,3		
ХР-П-10а	28	28	38	6	1,4	27	30	38	2	3	0,8	97	2	сл.	1	4,2	2,6	1,7	0,2	3	3,2		
ХР-П-11-1	37	28	32	3	0,9	17	9	70	3	1	0,9	85	14	0,5	1	1,4	1,6	0,9	0,3	3,5	3,6		
ХР-П-11-2	34	27	36	3	1,1	18	10	67	3	2	1	90	9	0,2	1	5,5	2,5	2,2	0,2	3	3,2		
ХР-П-12	41	28	29	2	0,7	17	9	69	4	1	1,1	87	13	сл.	сл.	3,1	2,9	1,9	0,2	2,9	3,1		
ХР-П-13-1	40	27	30	3	0,8	16	7	72	4	1	0,9	84	5	4	7	5,5	2,2	2,8	0,3	3,1	3,5		
ХР-П-13-2	35	29	33	3	1	20	9	66	3	2	0,9	88	11	0,4	1	4	2,4	1,9	0,2	3,1	3,3		
ХР-П-14-1	34	29	34	3	1	20	11	64	3	2	0,9	79	17	2	2	2,8	2,4	1,6	0,2	3,1	3,2		
ХР-П-14-2	36	28	32	4	0,9	13	9	74	3	1	0,9	75	24	0,3	1	1,1	2,1	1,1	0,2	3,2	3,4		

Примечание: «сл.» — следовые количества; «отс.» — отсутствует; «>» — анализ/расчет не выполнялись. $I - R^0 = 1,18 \times \text{МФИ}^{0,28}$ при $R^0 = 0,5 - 1,75\%$; $R^0 = 4 \times \text{МФИ}^{-0,3}$ при $R^0 = 2,6 - 5,0\%$ [Долженко, Фомин, 2022]; $2 - R^0 = \text{РР-1}^{-0,25}$ при $R^0 = 0,5 - 1,75\%$; $R^0 = 4,75 \times \text{РР-1}^{0,23}$ при $R^0 = 2,6 - 5,0\%$ [Долженко, Фомин, 2022]; МФИ по А.А. Петрову (1984); МРІ-1 по M. Radke et al. (1983); РР-1 по R. Alexander et al. (1986).

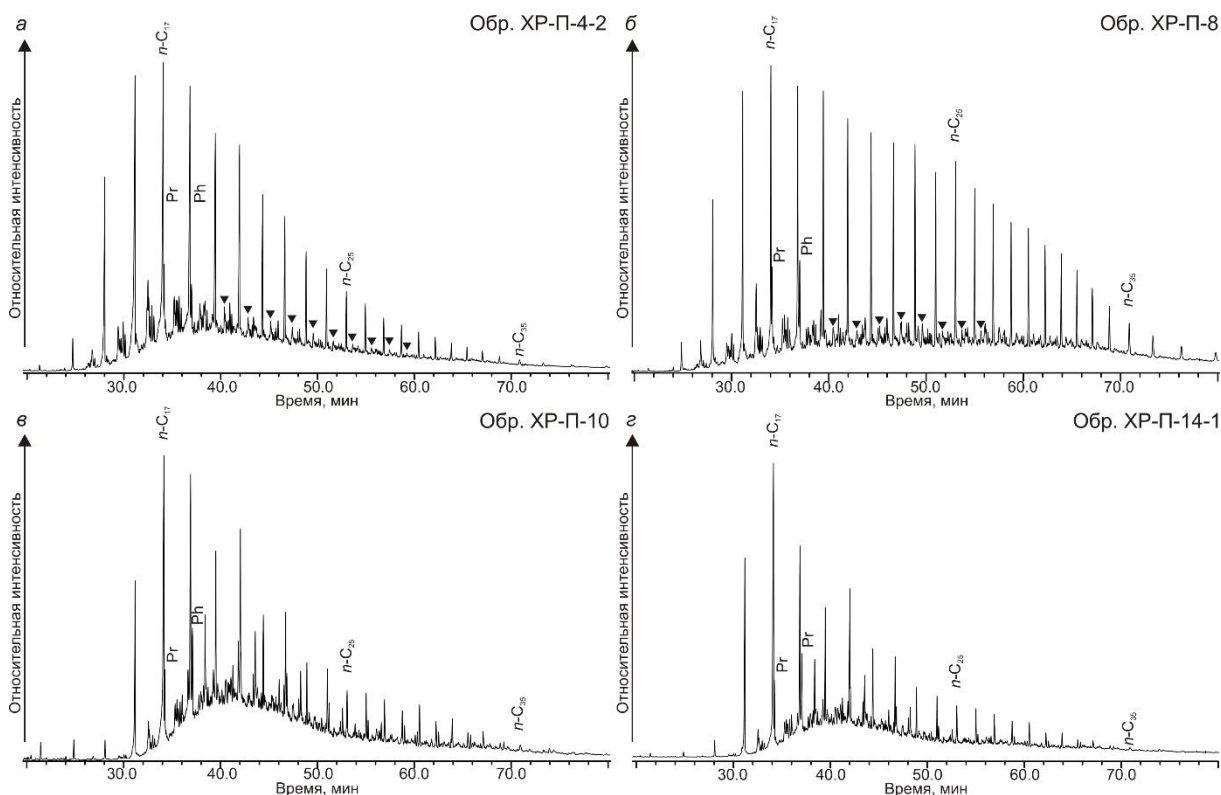


Рис. 6. Типовые газожидкостные хроматограммы метано-нафтеновых фракций битумоидов пород средней подсвиты хараютэхской свиты.

Pr – пристан, Ph – фитан, $n-C_i$ – нормальные алканы, где i – количество атомов углерода в молекуле, черные треугольники – 12- и 13-монометилалканы.

Среди трицикланов доминируют гомологи C_{20} — C_{21} и C_{23} — C_{24} . Значения трицикланового индекса ($ТЦИ = 2 \times \sum C_{19}-C_{20} / \sum C_{23}-C_{26}$, [Конторович и др., 1999]) как правило меньше или на уровне 1,0 (табл. 2). Содержание гаммацерана менее 0,1% на сумму терпанов. На масс-хроматограммах по m/z 177 в большинстве образцов (главным образом в верхней части разреза) зарегистрированы деметилированные 25-норгопаны, в пяти — 25-норттрицикланы, в трех — 25-норттетрациклан C_{23} (рис. 8).

В нафтено-ароматических фракциях битумоидов максимальные относительные содержания приходятся на Ф (74—98%), ДБТ — 2—24% (табл. 2). В большинстве проб ароматические стероиды присутствуют в следовых количествах. Гомологи МАС зарегистрированы в семи образцах, ТАС — в десяти (рис. 9). Доля МАС в системе анализируемых соединений лежит в интервале 0,2—4,2%, ТАС — 0,5—7,0% (табл. 2). Отношение суммы триароматических стероидов к сумме моноароматических, как правило, выше 1 (табл. 2). Отсутствие полного гомологического ряда ТАС, их аномально низкие пики на масс-хроматограммах не позволили рассчитать ТАС-индекс.

Анализ метилдibenзотиофенов (МДБТ) показывает, что их распределение характеризуется уменьшением содержаний в ряду 4-МДБТ > 2+3-МДБТ > 1-МДБТ (рис. 9). Значения дибензотиофенового индекса (2+3-МДБТ/ДБТ [Конторович и др., 2004]) имеют небольшой разброс и в среднем составляют 3,2 (табл. 2). Значения отношения гомологов 4-/1-МДБТ [Schou, Myhr, 1988] широко варьируют от 7 до 57.

Распределение метилфенантронов изменяется вверх по разрезу. В нижней части оно характеризуется уменьшением концентраций в ряду 2-МФ > 9-МФ > 1-МФ > 3-МФ (рис. 9, а), в зоне контакта с силлом (верхние 25 м) – в ряду 2-МФ > 3-МФ > 9-МФ > 1-МФ (рис. 9, б). Вследствие этого

возрастают значения метилфенантроновых индексов – МФИ (по [Петров, 1984], $(2\text{-МФ}+3\text{-МФ})/(1\text{-МФ}+9\text{-МФ})$) от 0,9—1,7 до 1,6—2,9, МРІ-1 (по [Radke et al., 1982], $1,5 \times (2\text{-МФ}+3\text{-МФ})/(\text{Ф}+1\text{-МФ}+9\text{-МФ})$) от 0,4—1,3 до 0,9—2,8 (рис. 3). Параметр РР-1 (по [Alexander et al., 1986], $1\text{-МФ}/(2\text{-МФ}+3\text{-МФ})$), напротив, уменьшается с 0,3—0,5 до 0,2—0,3 (табл. 2).

Обр. ХР-П-4-2

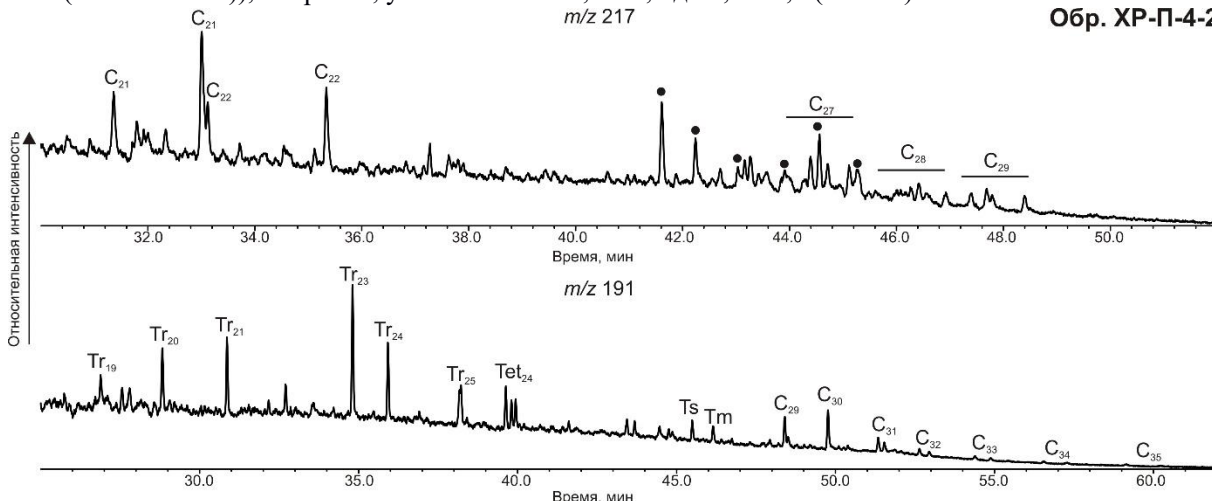
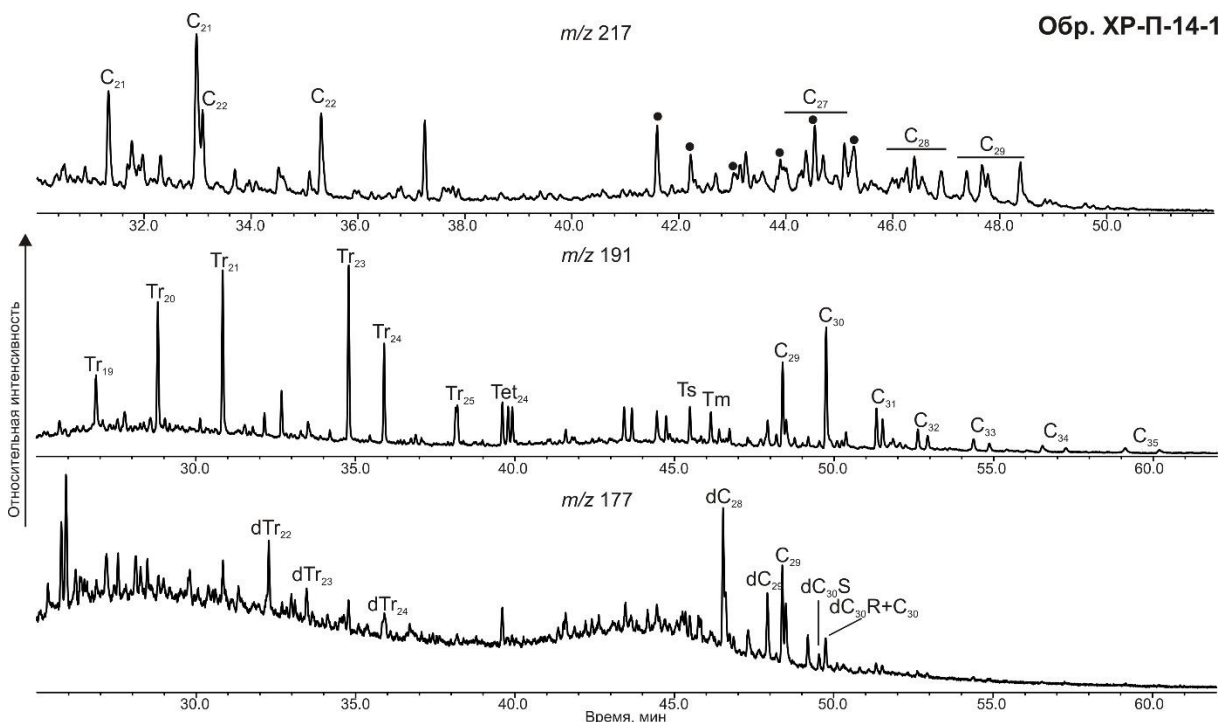


Рис. 7. Типовые масс-хроматограммы по m/z 217 и 191 метано-нафтеновых фракций битумоидов пород нижней части средней подсвиты хараютэхской свиты.

Черные кружки — диастераны, C_{21} — C_{22} — прегнаны, C_{27} — C_{29} — регулярные стераны (по m/z 217), Tr_i — трицикланы, Tet_{24} — тетрациклан C_{24} , Ts — триснорнеогопан, Tm — трисноргопан, C_i — гопаны и гомогопаны (по m/z 191), где i — количество атомов углерода в молекуле.



Обр. ХР-П-14-1

Рис. 8. Типовые масс-хроматограммы по m/z 217, 191, 177 метано-нафтеновых фракций битумоидов пород верхней части средней подсвиты хараютэхской свиты.

Черные кружки — диастераны, C_{21} — C_{22} — прегнаны, C_{27} — C_{29} — регулярные стераны (по m/z 217), Tr_i — трицикланы, Tet_{24} — тетрациклан C_{24} , Ts — триснорнеогопан, Tm — трисноргопан, C_i — гопаны и гомогопаны (по m/z 191), где i — количество атомов углерода в молекуле. dC_i , dTr_i — деметилированные гопаны и трицикланы соответственно, где i — количество атомов углерода в молекуле.

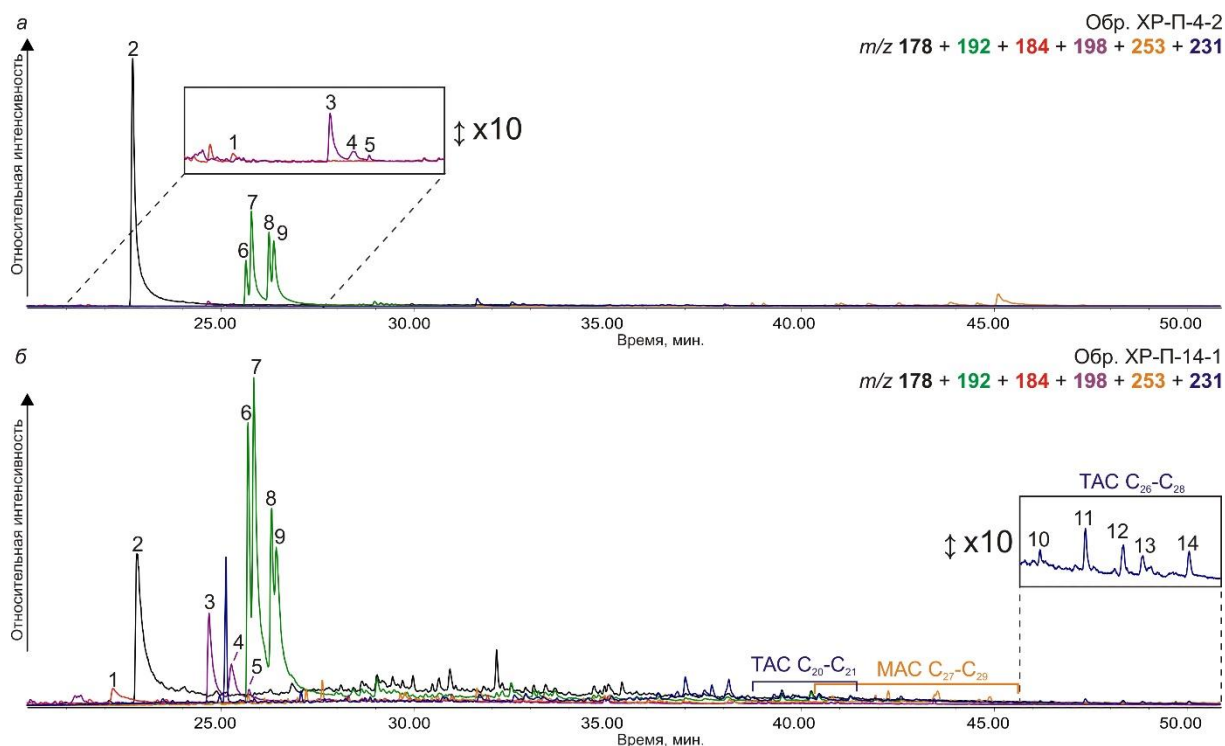


Рис. 9. Типовые масс-хроматограммы нафтно-ароматических фракций битумоидов пород нижней (а) и верхней (б) частей разреза средней подсвиты хараютэхской свиты.

1 — дибензотиофен; 2 — фенантрен; 3, 4, 5 — 4-, 2- и 3-метилдибензотиофены соответственно; 6, 7, 8, 9 — 3-, 2-, 9-, 1-метилфенантрены соответственно; триароматические стероиды: 10 — $C_{26}S$; 11 — $C_{26}R$ и $C_{27}S$; 12 — $C_{27}R$; 13 — $C_{28}S$; 14 — $C_{28}R$.

Фенантреновые показатели зрелости были использованы для расчета отражательной способности витринита (R^0). Расчет по формуле с использованием величины MPI-1 ($R^0 = -0,6 \times MPI-1 + 2,3$ при $R^0 = 1,35-2,00\%$ [Radke et al., 1983]) показал, что значения R^0 , как правило, изменяются от 1,3 до 2%, в трех образцах понижаются до 0,6—1,1%. Выполнен расчет R^0 по МФИ и PP-1 с использованием зависимостей, предложенных [Долженко, Фомин, 2022] (табл. 2).

ОБСУЖДЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ

Обогащенность ОБ пород. Исследование показало, что породы средней подсвиты хараютэхской свиты в разрезе устья ручья Бискеебит обогащены рассеянным ОБ. Современные концентрации $C_{орг}$ в основном выше кларковых (0,2% для карбонатных пород, и 0,9% для аргиллитов по [Вассоевич, 1967]) составляют 0,5—1,0%, достигая 2,5—2,6% в нижней части разреза (рис. 2). Максимальные содержания ОБ характерны для черных тонкослоистых и тонкоплитчатых сланцеватых карбонатно-кремнистых пород, которые наблюдаются в разрезе в виде прослоев в темно-серых плитчатых известняках и доломитах, слабо обогащенных ОБ. Мощность разреза углеродистых пород средней подсвиты хараютэхской свиты в устье р. Бискеебит составляет около 65 м. Неизученным остается задернованный интервал (~10 м) в средней части подсвиты (рис. 2, 3).

По данным С.Ф. Бахтурова севернее устья ручья Бискеебит, в долине ручья Нелегер (в 10—12 км от устья) средняя подсвита хараютэхской свиты сложена черными битуминозными известняками, часто доломитизированными, аргиллитами, обогащенными ОБ [Бахтуров, 1987]. Мощность этого интервала вендских отложений составляет 80 м, содержание $C_{орг}$ не анализировали. В разрезе на устье ручья Хатыстах (севернее устья ручья Бискеебит), средние концентрации $C_{орг}$ равны 0,4% [Соболев и др., 2019; Лежнин и др., 2021]. Согласно схематическим картам распределения ОБ в

нефтегазоматеринских отложениях венда на северо-востоке Сибирской платформы и ее обрамлении, концентрации $C_{орг}$ в породах в среднем изменяются от 0,1 до 0,3—0,5% и увеличиваются в северном направлении [Баженова и др., 1981, 2014]. На карте, построенной А.И. Ларичевым по материалам разных организаций, в низовьях р. Лена содержания $C_{орг}$ не превышают 0,1% [Конторович и др., 1981]. В скважине Дьяппальская-1 (рис. 1) на глубинах 2860—2390 м хараютэхская свита представлена темно-серыми, черными доломитами с прослоями темно-серых глинистых известняков и аргиллитов, а среднее содержание $C_{орг}$ в ее породах составляет 1,1% [Соболев и др., 2019; Лежнин и др., 2021]. Обобщенные материалы по скважинам Бурская-3410, Дьяппальская-1, Хастахская-930 свидетельствуют, что среднее значение $C_{орг}$ верхнерифейских и вендских отложений Хатангско-Ленского региона на уровне 0,3% [Конторович и др., 2024]. Рассматривая распространение обогащенных ОВ пород венда по площади, можно предполагать устойчивое развитие по латерали интервалов углеродистых и низкоуглеродистых пород средней подсвиты хараютэхской свиты. Однако, пока не выявлены уровни пород, аномально обогащенных ОВ таких, как в хатыспытской свите Оленекского поднятия, в черных сланцах которой концентрации $C_{орг}$ достигают 10—17% [Баженова и др., 1981; Конторович и др., 1981; Мельник и др., 2023].

Катагенез ОВ. Низкие содержания битумоидов, высокие концентрации УВ в их групповом составе, значения CPI, Ts/Tm, отношение диастеранов к регулярным стеранам на уровне 1,0 и выше, соотношения стеранов $C_{29} 20S/(20S+R)$ в среднем равное 0,5, аномально низкие пики высокомолекулярных стеранов и терпанов на масс-хроматограммах позволили сделать вывод о высоком катагенезе ОВ [Петров, 1984; Peters et al., 2005; Мельник, Парфенова, 2021; Parfenova, Melnik, 2021]. Представленные характеристики битумоидов и насыщенных УВ могут соответствовать (по [Тиссо, Вельте, 1981; Петров, 1984; Peters et al., 2005] и др.) ОВ пород, достигших конца главной зоны нефтеобразования.

Широкий диапазон значений T_{max} (табл. 1), сложное строение пика S_2 (рис. 5) позволяют предполагать, что значения S_2 , T_{max} и HI, полученные в настоящем исследовании (табл. 1), характеризуют деструкцию не керогена, а смолисто-асфальтеновых компонентов битумоидов [Меленевский, 1991; Меленевский и др., 2008]. В пользу этого предположения может указывать следующее: сигнал пика S_2 был получен для пород из нижней части разреза, в битумоидах которых было определено содержание асфальтенов (до 4%), и значения HI достигают 40 мг УВ/г $C_{орг}$ (табл. 1, рис. 5, а, б). В то время как на пирограммах пород из верхней части разреза пик S_2 не регистрируется, при этом содержание асфальтенов в битумоидах не определено (табл. 1, рис. 4, в).

Сравнительный анализ фенантrenoвых и дибензотиофеновых индексов битумоидов нижней части разреза средней подсвиты хараютэхской свиты с величинами этих показателей, полученных для битумоидов главной зоны нефтеобразования баженновской свиты Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна [Конторович и др., 2004, Сотнич, Костырева, 2021], куонамской свиты востока Сибирской платформы [Конторович и др., 2005, Парфенова, 2017] показал, что значения индексов для вендских отложений существенно выше. Величины МФИ, MPI-1, PP-1 ОВ средней подсвиты хараютэхской подсвиты больше, чем характеризующие ОВ нерюннской свиты рифея Алдано-Майской впадины [Timoshina et al., 2024], катагенез ОВ которой отвечает границе МК₂—МК₃. Они сопоставимы с изменением этих индексов в битумоидах отложений верхней перми Вилуйской гемисинеклизы (анализ ОВ керна скв. Средневилуйская-27) [Долженко, Фомин, 2022] со зрелостью ОВ на уровне МК₃¹. Использование предложенных К.В. Долженко и А.Н. Фоминым моделей зависимости отражательной способности витринита от фенантrenoвых индексов показало, что расчетные значения $R_{МФИ}^0$ и R_{PP-1}^0 нижней части разреза средней подсвиты хараютэхской свиты варьируют в интервале 1,1—1,4% (табл. 2). Это отвечает концу главной зоны нефтеобразования— началу глубинной зоны газообразования.

Таким образом, обобщая информацию по пиролитическим и битуминологическим характеристикам ОВ, распределению и содержанию фенантrenoв, дибензотиофенов, соотношению

их гомологов, расчетных значений R^0 , отсутствию или низкому содержанию моно- и триароматических стероидов региональный катагенез ОБ средней подсвиты хараютэхской свиты можно оценить на уровне градаций MK_3^1 (по шкале А.Э. Конторовича) [Конторович, 1976; Петров, 1984; Peters et al., 2005].

Следует отметить, что в верхней части изученного интервала наблюдаются минимальные значения $b_{хл}$ (обычно $<0,005\%$), β (на уровне $0,5\%$) и содержания насыщенных УВ ($<35\%$, что также хорошо отражено на тригонограмме группового состава битумоидов) (рис. 3, 4). Контрастно выглядит изменение значений МФИ и MPI-1. В верхней части разреза эти фенантеновые индексы увеличиваются в 1,5—2 раза (рис. 3), тогда как PP-1 в 1,5—2 раза уменьшаются. Такое поведение битуминологических и молекулярных характеристик ОБ обусловлено внедрением мощного силла на территории исследования в раннекембрийское время [Шпунт и др., 1982; Прокопьев и др., 2016]. Значения МФИ и MPI-1 в верхней 25-метровой части разреза средней подсвиты хараютэхской свиты близки к полученным для ОБ отложений нижней перми скв. Средневилюйская-27 зоны апокатагенеза. Кроме этого, известно, что значения МФИ и MPI-1 закономерно уменьшаются, а PP-1 увеличиваются, когда породы погружаются ниже глубинной зоны газообразования [Radke et al., 1982, Петров, 1984, Peters et al., 2005]. Это позволяет использовать для расчета оценок R^0 пород венда по МФИ и PP-1 в зоне контакта с интрузией другие зависимости отражательной способности витринита от метилфенантеновых индексов (табл. 2, [Долженко, Фомин, 2022]). Установлено, что $R^0_{МФИ}$ и R^0_{PP-1} изменяются от 3,0 до 3,4% (табл. 2). Ранее изучение изменений рассеянного ОБ под тепловым воздействием интрузий показало, что на контактах температуры не превышают $400\text{—}500^\circ$, что соответствует антрацитовой и полуантрацитовой стадиям. Зоны температурного воздействия интрузивных тел достигают 1/3 их мощности, а температуры в этих зонах не превышают $100\text{—}150^\circ$ [Конторович и др., 1987]. Так как в разрезе вендских отложений у ручья Бискеебит силл имеет мощность 65 м, интервал пород приконтактной зоны с аномальными значениями битуминологических и молекулярных показателей 25 м, то результаты рассчитанных оценок R^0 , по нашему мнению, отвечают зоне апокатагенеза.

Еще одним фактором высокого термического преобразования ОБ вероятно был динамокатагенез, вызванный формированием Верхоянского складчато-надвигового пояса в мезозойскую эру [Тектоника, геодинамика..., 2001], что показано на примере фанерозойских отложений [Полякова, Соболева, 1991; Найденов, 2021]. Оценка влияния тектонической активности и динамокатагенеза ОБ докембрийских осадочных комплексов требует дальнейшего исследования.

Природа битумоидов и их преобразование в гипергенезе. На основании низких значений $b_{хл}$ ($0,001\text{—}0,021\%$) и β ($0,1\text{—}2,7\%$, в одном образце $7,1\%$), S_1 ($<0,3$ мг УВ/г породы) можно отнести битумоиды средней подсвиты хараютэхской свиты к остаточным [Конторович, 1976]. Высокие «нафтенные горбы» на газожидкостных хроматограммах, деметилированные 25-норгопаны, -трицикланы и -тетрацикланы, повышенные до 1 в некоторых образцах значения $Pr/n-C_{17}$ и $Pr/n-C_{18}$ указывают на процессы биodeградации насыщенных УВ, протекавшие в открытом поровом и трещинном пространстве пород на контакте битумоидов с водой [Петров, 1984; Peters et al., 2005]. Это позволяет рассматривать их как рассеянные нафтидопроявления.

Присутствие в метано-нафтенных фракциях и деметилированных терпанов, и полного ряда нормальных алканов (рис. 6) указывает на то, что битумоиды имеют признаки смешанности. Установленная сохранившаяся последовательность изменения показателей зрелости по ароматическим соединениям позволяет предполагать, что остаточные битумоиды верхней части разреза являются параавтохтонными, мигрировавшими внутри слоев обогащенных ОБ пород, переживших контакт с интрузией. Битумоиды нижней, удаленной от интрузии части разреза, обладают признаками автохтонных и параавтохтонных с биodeградируемыми УВ. Вторичное обогащение битумоидов алканами, терпанами, вероятно, связано с деструкцией

высокомолекулярных насыщенных УВ и асфальтенов, а также высвобождением окклюдированных [Каширцев, 2018] хемофоссилий.

Оценка типа ОВ, его генерационного потенциала и условий формирования обогащенных ОВ осадков. Распределение нормальных алканов с максимумом на $n\text{-C}_{17}\text{—}n\text{-C}_{19}$ (рис. 6) и легкий изотопный состав $C_{\text{орг}}$ ($\delta^{13}C_{\text{орг}}$ в среднем равно -31‰ (табл. 1)) свидетельствуют о бактериально-водорослевом происхождении рассеянного ОВ средней подсвиты хараютэхской свиты, которое обладает исходно высокими генерационными характеристиками [Конторович, 1976; Геология нефти..., 1981; Конторович и др., 1985; Peters et al., 2005].

Многолетние исследования органической геохимии осадочных бассейнов мира показывают, что с ростом катагенеза как правило происходит фракционирование изотопов углерода и увеличение концентраций изотопа ^{13}C в составе керогена, битумоидов и нефтей [Конторович и др., 1985; Тимошина, 2005; Peters et al., 2005; Баженова, 2019; Zhang et al., 2024]. Однако сравнение изотопных характеристик $C_{\text{орг}}$ пород средней подсвиты хараютэхской свиты и хатыспытской свиты ($\delta^{13}C_{\text{орг}}$ в среднем равны -31‰ и -32‰ соответственно (табл. 1; [Мельник и др., 2023])) показывает, что в данном разрезе преимущественно карбонатных отложений венда высокий катагенез не вызвал фракционирования и утяжеления изотопного состава керогена, даже не смотря на влияние силла на ОВ. Подобное отмечалось и ранее. Так, Т.К. Баженовой при анализе проб керогена палеозойских и протерозойских отложений Сибирской платформы связи между изотопным составом $C_{\text{орг}}$ альгопланктонно-бентосных сапропеллитов и катагенезом не выявлено [Баженова, 2019]. Коллектив авторов из Австралии на примере протерозойских отложений бассейна МакАртур (1,64 млрд лет) показал, что с ростом катагенеза утяжеляется изотопный состав коротко- и среднепочечных алканов, тогда как изотопный состав керогена остается неизменным [Vinnichenko et al., 2021].

При оценке пород в качестве потенциально нефтематеринских одним из ведущих критериев является обогащенность пород рассеянным ОВ. Для средней подсвиты хараютэхской свиты современные концентрации $C_{\text{орг}}$ составляют 0,5—2,6%. Для оценок масштабов генерации УВ необходимо использовать начальное содержание $C_{\text{орг}}$ в породах [Вассоевич, 1967; Неручев, 1967; Конторович, 1976; Баженова и др., 2014, 2020; Конторович и др., 2021б]. Используя предложенные коэффициенты [Баженова, 2020, Конторович и др., 2021б] и установленные концентрации $C_{\text{орг}}$ в породах средней подсвиты хараютэхской свиты были рассчитаны значения начального содержания $C_{\text{орг}}$ на начало градации $МК_1^1$. Они составляют 0,12% для доломитов, 0,4—2,5% для карбонатных пород, 6,0—6,3% для карбонатно-кремнистых пород, среднее по разрезу — 1,84%. Данные расчеты позволяют провести сравнение с потенциально нефтематеринскими породами хатыспытской свиты Оленекского поднятия, катагенез ОВ которых отвечает началу мезокатагенеза — градации $МК_1^1$. В ее карбонатных породах содержание $C_{\text{орг}}$ составляет в среднем 0,2—0,4% и достигает 1—4% в породах смешанного состава и 10—17% в тонких прослоях черных сланцев [Баженова и др., 1981; Конторович и др., 1995; Каширцев, 2003; Соболев и др., 2019; Мельник и др., 2023]. Выполненные расчеты по материалам хатыспытской свиты и ее аналогов показали, что вендские породы генерировали от 40—80 тыс. т УВ/км² (по [Баженова и др., 2014]) до 100—500 тыс. т УВ/км² (по [Соболев и др., 2019; Лежнин и др., 2021]). Полученные нами высокие значения начального содержания $C_{\text{орг}}$ показывают, что породы хараютэхских отложениях могли внести существенный вклад в генерацию нафтидов в Лено-Анабарской и Предверхоянской нефтегазоносных областях. Эти результаты следует учитывать для количественной оценки масштабов генерации и миграции жидких УВ из вендских нефтематеринских пород.

Высокие содержания $C_{\text{орг}}$ на породу особенно на НО (до 17%), окисленные агрегаты пирита в породах, распределения алканов, гопанов и гомогопанов, трицикланов (значения ТЦИ <1), преобладание триароматических стероидов над моноароматическими, содержания дибензотиофенов в нафтенно-ароматических фракциях битумоидов до 20% (табл. 1, табл. 2) свидетельствуют, что аквагенное ОВ хараютэхской свиты накапливалось в периоды повышенной биопродуктивности,

формировалось в нормально морских обстановках, условия в диагенезе были восстановительными и препятствовали окислению и разрушению ОВ. Анализ толщин обогащенных ОВ пород и содержаний $C_{орг}$ на начало мезокатагенеза дополняет предположение о том, что средняя подсвита хараютэксской свиты является фациальным и возрастным аналогом хатыспытской свиты венда Оленекского поднятия [Коробов, 1963; Шпунт и др., 1979; Pelechaty et al., 1996]. Отличием ОВ хараютэксских пород является отсутствие высоких содержаний гаммацера и отношения гомогенов $C_{35}/C_{34} > 1$ указывающих на стратификацию водной толщи и гиперсоленые обстановки, которые периодически возникали в хатыспытском морском бассейне [Каширцев, 2003; Duda et al., 2020; Мельник и др., 2023; Melnik et al., 2024].

Прогноз молекулярного состава и $\delta^{13}C$ нафтидов, генерированных породами средней подсвиты хараютэксской свиты. Одним из главных критериев диагностики пород в качестве потенциально нефтегазоматеринских является корреляция молекулярных и изотопных характеристик их рассеянного ОВ и нафтидов [Конторович, 1976; Петров, 1984; Peters et al., 2005]. В ходе исследования сформирован набор признаков молекулярного состава битумоидов и оценен изотопный состав углерода ОВ средней подсвиты хараютэксской свиты, которые следует ожидать и в нафтидах вендских и кембрийских отложений северной части Предверхоянского краевого прогиба. Это: 1) легкий изотопный состав органического углерода, значения $\delta^{13}C_{орг}$ ниже $-30...-29\text{‰}$; 2) присутствие 12- и 13-монометилалканов в метано-нафтенных фракциях в низких концентрациях или их следовые количества; 3) преобладание гомологов C_{21} и C_{23} среди трициклов и значения ТЦИ ≤ 1 ; 4) отсутствие гаммацера; 5) высокое содержание дибензотиофенов в нафтенно-ароматических фракциях и преобладание триароматических стероидов над моноароматическими.

Что касается распределения стеранов, можно отметить следующее. Изучение докембрийских осадочных бассейнов позволило установить, что ОВ позднего докембрия (в том числе хатыспытской свиты), как правило, характеризуется преобладанием этилхолестана C_{29} над холестаном C_{27} [Петров, 1984; Конторович и др., 1996; Тимошина, 2005; Peters et al., 2005; Баженова и др., 2014; Иванова, 2016]. Предполагается, что это связано с доминированием зеленых водорослей в экосистемах позднепротерозойского времени [Brocks et al., 2017]. Исследования аквагенного и террагенного ОВ показывают, что с ростом катагенеза или на контактах с интрузивными телами относительные содержания стеранов C_{27} и C_{29} выравниваются [Каширцев, 2003; Yang et al., 2017; Конторович и др., 2020]. Поэтому, вероятно, распределение стеранов в ОВ средней подсвиты хараютэксской свиты контролируется не только составом исходных биосообществ [Parfenova, Melnik, 2021], но и аномально высоким катагенезом ОВ. Для прогноза распределения стеранов в нафтидах, связанных с генерацией УВ породами подсвиты, необходимы дополнительные исследования ОВ, менее преобразованного под действием температуры.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Выполнено исследование пород и рассеянного ОВ средней подсвиты хараютэксской свиты венда Чекуровской антиклинали. По геохимическим критериям ее породы являются нефтегазопроизводящими. Обладая исходно высоким генерационным потенциалом, они генерировали нефть и газ.

Пиролитические и битуминологические характеристики пород, а также особенности состава и распределения хемофоссилий, полученные для этого объекта впервые, свидетельствуют о высоком региональном катагенезе ОВ венда в разрезе Чекуровской антиклинали, который соответствует глубинной зоне газообразования (не ниже $МК_3^1$). Внедрение силла диабазов в раннекембрийское время было одним из факторов высокого катагенеза (АК) в приконтактной зоне изученного разреза и отразилось на битуминологических, пиролитических и молекулярных характеристиках ОВ. Уже в кембрии генерационный потенциал этих пород был исчерпан.

Учитывая сложную геологическую историю региона, можно ожидать скопления только высоковязких тяжелых нефтей и твердых битумов, генетически связанных с ОВ средней подсвиты харауэтхской свиты, в вендских и кембрийских карбонатных и терригенных коллекторах на севере Предверхоанского прогиба и прилегающих территориях. Представлены особенности состава и распределения хемофоссилий, содержания ^{13}C , которыми могут обладать эти нефтиды. Сохранность залежей углеводородных газов и газоконденсатов маловероятна.

БЛАГОДАРНОСТИ И ФИНАНСИРОВАНИЕ

Исследование выполнено в рамках проектов научно-исследовательских работ № FWZZ-2022-0011 и № FWZZ-2022-0012

ЛИТЕРАТУРА

Баженова Т.К., Белецкая С.Н., Беляева Л.С., Биккенина Д.А., Гурко Н.Н., Ивановская А.В., Ипатов Ю.И., Кичуева У.О., Макаров К.К., Неручев С.Г., Парпарова Г.М., Рогозина Е.А., Рудавская В.А., Соловьева И.Л., Файзулина Е.М., Шапиро А.И., Шиманский В.К., Шуменкова Ю.М., Арефьев О.А., Гуляева Н.Д., Кулибакина И.Б., Работнов В.Т., Прохоров В.С., Шадский И.П. Органическая геохимия палеозоя и допалеозоя Сибирской платформы и прогноз нефтегазоносности. Л.: Недра, 1981, 211 с.

Баженова Т.К., Дахнова М.В., Жеглова Т.П., Лебедев В.С., Можегова С.В., Ларкин В.Н., Назарова Е.С., Нечитайло Г.С., Грайзер Э.М., Киселев С.М., Киселева Ю.А., Горюнова Е.А., Борисова Л.С. Нефтематеринские формации, нефти и газы докембрия и нижнего-среднего кембрия Сибирской платформы. М.: ВНИГНИ, 2014, 128 с.

Баженова Т.К. Основы региональной органической геохимии. М.: ГЕОС, 2020, 120 с.

Баженова Т.К., Голышев С.И., Падалко Н.Л. Связь изотопного состава углерода органического вещества с его историко-генетическими особенностями (Сибирская платформа) // Нефтегазовая геология. Теория и практика, 2019, т. 14, doi: 10.17353/2070-5379/35_2019.

Бахтуров С.Ф. Битуминозные толщи верхнего докембрия и кембрия нижнего течения р. Нелегер (Хараулах) // Проблемы образования осадочных формаций. Сб. научн. тр. ИГиГ, Новосибирск, 1987, с. 68—79.

Варламов А.И., Мельников П.Н., Ефимов А.С., Кринин В.А., Мигурский Ф.А., Пороскун В.И., Кравченко М.Н., Смирнов М.Ю., Ухлова Г.Д., Гогоненков Г.Н., Парасына В.С., Виценовский М.Ю., Комлев Д.А. Методология, результаты работ и перспективы открытия месторождений нефти и газа в Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции // Геология нефти и газа, 2023, № 4, с. 21—67, doi: 10.41748/0016-7894-2023-4-21-67.

Вассоевич Н.Б. Теория осадочно-миграционного происхождения нефти (исторический обзор и современное состояние) // Изв. АН СССР, сер. геол., 1967, № 11, с. 135—156.

Виноградов В.А. Стратиграфия синийских и кембрийских отложений Северного Хараулаха // Сборник статей по палеонтологии и стратиграфии, 1962, т. 28, с. 5—23.

Геология нефти и газа Сибирской платформы. Под ред. А.Э. Конторовича, В.С. Суркова, А.А. Трофимука. М.: Недра, 1981, 552 с.

Гольдберг И.С. Природные битумы СССР (закономерности формирования и размещения). Л.: Недра, 1981, 196 с.

Грамберг И.С., Калинин М.К., Пук П.С., Сороков Д.С. К вопросу о дальнейшем направлении нефтепоисковых работ в основных перспективных районах севера Сибири // Сборник статей по геологии и нефтегазоносности Арктики. Вып. 16. Труды института геологии Арктики, 1961, т. 123, с. 95—101.

Грамберг И.С. Нефтеносные формации северной части Средней Сибири // Геологическое строение и нефтеносность Сибирской платформы. М.: «Недра», 1968, с. 41—47.

Грамберг И.С., Соколов В.Н., Сороков Д.С. Основные проблемы нефтегазоносности Советской Арктики // Проблемы геологии Полярных областей Земли. Л.: НИИГА, 1974, с. 5—10.

Гребенюк В.В., Луговцов А.Д., Шерихора В.Я. Прогноз зон нефтегазонакопления в северной части краевых депрессий Сибирской платформы // Закономерности строения и локальный прогноз зон нефтегазонакопления на Сибирской платформе. Новосибирск: СНИИГГиМС, 1985, с. 104—117.

Дахнова М.В., Жеглова Т.П., Можегова С.В. Генерационные характеристики ОВ и распределение биомаркеров в битумоидах нефтематеринских пород рифея, венда и кембрия Сибирской платформы // Геология и геофизика, 2014, т. 55(6), с. 953—961, doi: 10.15372/GiG20140517.

Долженко К.В., Фомин А.Н. Информативность фенантроновых показателей зрелости органического вещества в позднем мезокатагенезе и апокатагенезе (на примере сверхглубокой скважины Средневиллюйская-27, Восточная Сибирь) // Геохимия, 2022, т. 67(1), с. 37—46, doi: 10.31857/S001675252201006X.

Иванова И.А. Геохимия органического вещества неопротерозоя Березовская впадина (сералахская свита, Сибирская платформа) // Геология и геофизика, 2016, т. 57(9), с. 1698—1706, doi: 10.15372/GiG20160908.

Кабаньков В.Я. Результаты геологоразведочных работ по поискам нефти в Лено-Оленекской области // Нефтегазоносность Севера Сибири. Труды НИИГА, 1958, т. 92, с. 120—133.

Каширцев В.А. Природные битумы северо-востока Сибирской платформы. Якутск: ЯФ СО АН СССР, 1988, 104 с.

Каширцев В.А. Генетические семейства верхнедокембрийских и кембрийских нефтей (нафтидов) на востоке Сибирской платформы // Геология и геофизика, 2004, т. 45(7), с. 895—900.

Каширцев В.А. Органическая геохимия нафтидов востока Сибирской платформы. Якутск: ЯФ Изд-ва СО РАН, 2003, 160 с.

Каширцев В.А. Углеводороды, окклюдированные асфальтенами // Геология и геофизика, 2018, т. 59(8), с. 1211—1219, doi: 10.15372/GiG20180806.

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, doi: 10.15372/GiG2019119.

Клубов Б.А. Природные битумы Севера. М.: Наука, 1983, 208 с.

Конторович А.Э. Геохимические методы количественного прогноза нефтегазоносности. Труды СНИИГГиМС. Вып. 229. М.: Недра, 1976, 250 с.

Конторович А.Э., Евтушенко В.М., Ивлев Н.Ф., Ларичев А.И. Закономерности накопления органического вещества на территории Сибирской платформы в докембрии и кембрии // Литология и геохимия нефтегазоносных толщ Сибирской платформы. М.: Наука, 1981, с. 19—42.

Конторович А.Э., Богородская Л.И., Голышев С.В. Закономерности фракционирования изотопов углерода в сидикахитах // Геология и геофизика, 1985, т. 26, с. 34—42.

Конторович А.Э., Мельников Н.В., Старосельцев В.С., Хоменко А.В. Влияние интрузивных траппов на нефтегазоносность палеозойских отложений Сибирской платформы // Геология и геофизика, 1987, № 5, с. 14—20.

Конторович А.Э., Каширцев В.А., Филп Р.П. Биогопаны в отложениях докембрия северо-востока Сибирской платформы // Доклады РАН, 1995, т. 345(1), с. 106—110.

Конторович А.Э., Трофимук А.А., Башарин А.К., Беляев С.Ю., Фрадкин Г.С. Глобальные закономерности нефтегазоносности докембрия Земли // Геология и геофизика, 1996, т. 37(8), с. 6—42.

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.

Конторович А.Э., Меленевский В.Н., Иванова Е.Н., Фомин А.Н. Фенантрены, ароматические стераны и дибензотиофены в юрских отложениях Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна и их значение для органической геохимии // Геология и геофизика, 2004, т. 45(7), с. 873—883.

Конторович А.Э., Парфенова Т.М., Иванова Е.Н. Ароматические углеводороды-биомаркеры и дибензотиофены в битумоидах куонамской свиты (северо-восток Сибирской платформы) // Доклады РАН, 2005, т. 402(6), с. 804—806.

Конторович В.А., Конторович А.Э., Моисеев С.А., Соловьев М.В. Структурно-тектоническая характеристика Лено-Анабарского региона // Геология нефти и газа, 2014а, № 1, с. 74-82.

Конторович А.Э., Тимошина И.Д., Фурсенко Е.А. Насыщенные углеводороды-биомаркеры верхнего протерозоя Алданской антеклизы // Геология нефти и газа, 2014б, № 1, с. 139—143.

Конторович В.А., Калинин А.Ю., Калинина Л.М., Соловьев М.В. Сейсмогеологические модели и нефтегазоносность осадочных комплексов в арктических регионах Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции (Анабаро-Хатангская, Лено-Анабарская нефтегазоносные области) // Геология нефти и газа, 2019, № 5, с. 15—26, doi: 10.31087/0016-7894-2019-5-15-26.

Конторович А.Э., Долженко К.В., Фомин А.Н. Закономерности преобразования террагенного органического вещества в мезо- и апокатагенезе // Геология и геофизика, 2020, т. 61(8), с. 1093—1108, doi: 10.15372/GiG2020116.

Конторович В.А., Конторович А.Э., Калинин А.Ю., Калинина Л.М., Лапковский В.В., Лунев Б.В., Моисеев С.А., Соловьев М.В. Сейсмогеологическая и структурно-тектоническая характеристика континентальной окраины Сибирской платформы (Хатангско-Ленское междуречье) // Геология и геофизика, 2021а, т. 62(8), с. 1153—1171, doi: 10.15372/GiG2021122.

Конторович А.Э., Бурштейн Л.М., Лившиц В.Р. Теория нефтидогенеза: количественная модель эволюции аквагенного органического вещества в катагенезе // Геология и геофизика, 2021б, т. 62(8), с. 1026—1047, doi: 10.15372/GiG2021119.

Конторович В.А., Конторович А.Э., Бурштейн Л.М., Калинин А.Ю., Калинина Л.М., Костырева Е.А., Мельник Д.С., Моисеев С.А., Парфенова Т.М., Сафронов П.И., Соловьев М.В., Фомин А.Н., Фурсенко Е.А. Геологическое строение, нефтегазоносность, ресурсы углеводородов и направления геолого-разведочных работ на северо-восточной континентальной окраине Сибирской платформы (Анабаро-Хатангская и Лено-Анабарская НГО) // Геология и геофизика, 2024, т. 65(6), с. 823—849, doi: 10.15372/GiG2023184.

Коробов М.Н. Нижний кембрий Хараулаха // Известия АН СССР. Сер. геол., 1963, № 4, с. 35—51.

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, doi: 10.31087/0016-7894-2021-4-7-28.

Меленевский В.Н., Борисова Л.С., Тимошина И.Д. Пиролитическая характеристика твердых битумов ряда кериты — антракосолиты // Геология нефти и газа, 2008, 4, с. 40—45.

Меленевский В.Н. Методические рекомендации по применению пиролитических методов моделирования в органической геохимии. Новосибирск: СНИИГГиМС, 1991, 50 с.

Мельник Д.С., Парфенова Т.М., Гражданкин Д.В., Рогов В.И. Органическая геохимия карбонатных пород, силицитов и черных сланцев хатыспытской свиты венда (эдиакария) северо-востока Сибирской платформы // Геология и геофизика, 2023, т. 64(6), с. 841—857, doi: 10.15372/GiG2022154.

Мельник Д.С., Парфенова Т.М. Органическая геохимия потенциально нефтегазопроизводящих пород средней подсвиты хараютэхской свиты неопротерозоя (северо-восток Сибирской платформы) // Новые идеи в геологии нефти и газа. Новая реальность - 2021: Сборник

научных трудов (по материалам Международной научно-практической конференции) (г. Москва, МГУ им. М.В. Ломоносова, 27-28 мая 2021 г.), М.: Перо, 2021, с.277—280.

Мельников П.Н., Соловьев А.В., Скворцов М.Б., Грушевская О.В., Уварова И.В., Кравченко М.Н., Шиманский С.В., Козлова А.В. Основные результаты геолого-разведочных работ на углеводородное сырье в Арктической зоне Российской Федерации в 2020—2022 гг. и перспективы ее дальнейшего освоения // Геология нефти и газа, 2024, № 3, с. 5—18, doi: 10.47148/0016-7894-2024-3-5-18.

Найденов Л.Ф. Перспективы нефтегазоносности осадочного чехла и прогноз ловушек углеводородов в северных и центральных районах Предверхоянского краевого прогиба // Геология нефти и газа, 2021, № 6, с. 25—36, doi: 10.31087/0016-7894-2021-6-25-36.

Натапов Л.М., Леонов Б.Н., Битерман И.М. Перспективы северо-восточной части Сибирской платформы и северной части Предверхоянского прогиба на нефть и газ // Геологическое строение и нефтегазоносность восточной части Сибирской платформы и прилегающих районов: материалы Всесоюзного совещания по оценке нефтегазоносности территории Якутии. М.: Недра, 1968, с. 299-305.

Натапов Л.М. Отложения типа доманиковой формации на северо-востоке Сибирской платформы // Советская геология, 1962, № 11, с. 110—112.

Неручев С.Г. Закономерности преобразования рассеянного органического вещества в погружающихся осадках как основа для диагностики нефтепроизводивших отложений // Генезис нефти. М.: Недра, 1967, с. 71—77.

Парфенова Т.М. Геохимия серы и сернистых соединений куонамского комплекса нижнего и среднего кембрия (восток Сибирской платформы) // Георесурсы, 2017, т. 19(1), с. 45—51, doi: 10.18599/grs.19.1.8.

Петров А.А. Углеводороды нефти. М.: Наука, 1984, 263 с.

Поляков А.А., Блинова В.Н., Каширцев В.А., Смирнова М.Е. Новые данные о геологическом строении оленекского месторождения битумов и перспективах нефтегазоносности прилегающей территории // Нефтегазовая геология. Теория и практика, 2011, т. 6, с. 1—12.

Полякова И.Д., Борукаев Г.Ч. Структура и нефтегазовый потенциал Лаптевоморского региона // Литология и полезные ископаемые, 2017, № 4, с. 322—339, doi: 10.7868/S0024497X17040036.

Полякова И.Д., Соболева Е.И. Катагенез органического вещества в отложениях Предверхоянского краевого прогиба // Геохимия нефтегазоносных отложений Сибири, Новосибирск, 1991, с. 58—68.

Прокопьев А.В., Худoley А.К., Королева О.В., Казакова Г.Г., Лохов Д.К., Малышев С.В., Зайцев А.И., Роев С.П., Сергеев С.А., Бережная Н.Г., Васильев Д.А. Раннекембрийский бимодальный магматизм на северо-востоке Сибирского кратона // Геология и геофизика, 2016, т. 57(1), с. 199—224, doi: 10.15372/GiG20160111.

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, doi: 10.30713/2413-5011-2019-8(332)-62-74.

Соболев П.Н., Кожевых И.А. Новые данные по геохимии нафтидов и органического вещества неопротерозойских отложений зоны сочленения Предпатомского прогиба и Непско-Ботуобинской антеклизы (Сибирская платформа) // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири, 2013, № 2, с. 77—85.

Сотнич И.С., Костырева Е.А. Ароматические соединения в битумоидах баженовской свиты севера Хантейской гемиянтеклизы // Георесурсы, 2021, т. 23(1), с. 42—51, doi: doi.org/10.18599/grs.2021.1.4.

Ступакова А.В., Суслова А.А., Большакова М.А., Сауткин Р.С., Санникова И.А. Бассейновый анализ для поиска крупных и уникальных месторождений в Арктике // *Георесурсы*, 2017, спецвыпуск, ч. 1, с. 19—35, doi: doi.org/10.18599/grs.19.4.

Тектоника, геодинамика и металлогения территории Республики Саха (Якутия). Под ред. Парфенова Л.М., Кузьмина М.И. М.: МАИК «Наука/Интерпериодика», 2001, 571 с.

Тимошина И.Д. Геохимия органического вещества нефтепроизводящих пород и нефтей верхнего докембрия юга Восточной Сибири. Новосибирск: СО РАН, Филиал "Гео", 2005, 166 с.

Тимошина И.Д., Болдушевская Л.Н. Геохимия органического вещества неопротерозоя на юго-востоке Сибирской платформы // *Георесурсы*, 2020, т. 22(4), с. 41—54, doi: 10.18599/grs.2020.4.41-54.

Тиссо Б., Вельте Д. Образование и распространение нефти. М.: Мир, 1981, 502 с.

Фадеева Н.П., Морозов Н.В., Бакай Е.А., Фролов С.В. Геохимические предпосылки нефтегазоносности Березовской впадины (Восточная Сибирь) // *Георесурсы*, 2021, т. 23(2), с. 44—55, doi: 10.18599/grs.2021.2.4.

Шпунт Б.Р., Шаповалова И.Г., Шамшина Э.А. Поздний докембрий севера Сибирской платформы. Новосибирск: Наука, 1982, 226 с.

Alexander R., Strachan M.G., Kagi R.I., Van Bronswijk W. Heating rate effects on aromatic maturity indicators // *Org. Geochem.*, 1986, v. 10, pp. 997—1003, doi: 10.1016/S0146-6380(86)80038-9.

Bowring S.A., Grotzinger J.P., Isachsen C.E., Knoll A.H., Pelechaty S.M., Kolosov P. Calibrating rates of early Cambrian evolution // *Science*, 1993, v. 261, pp. 1293—1298, doi: 10.1126/science.11539488.

Brocks J.J., Jarrett A.J.M., Sirantoine E., Hallmann C., Hoshino Y., Liyanage T. The rise of algae in Cryogenian oceans and the emergence of animals // *Nature*, 2017, v. 548, pp. 578—581, doi: 10.1038/nature23457.

Duda, J.P., Love, G.D., Rogov, V.I., Melnik, D.S., Blumenberg, M., Grazhdankin, D.V. Understanding the geobiology of the terminal Ediacaran Khatyspyt Lagerstatte (Arctic Siberia, Russia) // *Geobiology*, 2020, v. 18(6), pp. 643—662, doi: 10.1111/gbi.12412.

Melnik D., Parfenova T., Rogov V., Duda J.-P., Grazhdankin D. Organic geochemistry, sedimentology and palaeontology of the Khatyspyt Formation, Arctic Siberia: Towards an integrated view of Ediacaran biofacies // *Precambrian Research*, 2024, v. 410, 107460, doi: 10.1016/j.precamres.2024.107460.

Nagovitsin K.E., Rogov V.I., Marusin V.V., Karlova G.A., Kolesnikov A.V., Bykova N.V., Grazhdankin D.V. Revised Neoproterozoic and Terreneuvian stratigraphy of the Lena-Anabar Basin and north-western slope of the Olenek Uplift, Siberian Platform // *Precambrian Research*, 2015, v. 270, pp. 226—245, doi: 10.1016/j.precamres.2015.09.012.

Parfenova T.M., Melnik D.S. First insights into organic geochemistry of the Late Neoproterozoic Kharayutekh Formation, Northeastern Siberia // 30th International Meeting on Organic Geochemistry (IMOG) (Montpellier, France, 12-17 September 2021), Montpellier, 2021, pp. 1—2, doi: 10.3997/2214-4609.202134024.

Pelechaty S.M., Grotzinger J.P., Kashirtsev V.A., Zernovsky V.P. Chemostratigraphic and Sequence Stratigraphic Constraints on Vendian-Cambrian Basin Dynamics, Northeast Siberian Craton // *The Journal of Geology*, 1996, 4, pp. 543—563, doi: 10.1086/629851.

Peters K.E. Guidelines for evaluating petroleum source rock using programmed pyrolysis // *AAPG Bulletin*, 1986, v. 70(3), pp. 318—329, doi: 10.1306/94885688-1704-11D7-8645000102C1865D.

Peters, K.E., Cassa, M.R. Applied source-rock geochemistry. In: Magoon, L.B., Dow, W.G. (Eds.), *The Petroleum System: from Source to Trap*. American Association of Petroleum Geologists, Tulsa, 1994, pp. 93—120.

Peters K.E., Walters C.C., Moldowan J.M. The biomarker guide. 2nd ed. New York: Cambridge University Press, 2005, 1155 p, doi: 10.1017/CBO9780511524868.

Radke M., Welte D.H., Willsch H. Geochemical study on a well in the Western Canada Basin: relation of the aromatic distribution pattern to maturity of organic matter // *Geochim. et Cosmochim. Acta*, 1982, v. 46(1), pp. 1—10, doi: 10.1016/0016-7037(82)90285-X.

Schou L., Myhr M.B. Sulfur aromatic compounds as maturity parameters // *Organic Geochemistry*, 1988, v. 13(1—3), pp. 61—66, doi: 10.1016/0146-6380(88)90025-3.

Timoshina, I.D., Borisova, L.S., Livshits, V.R. Geochemistry of Biomarkers and Asphaltenes of Precambrian Organic Matter in the AldanMaya Depression (Siberian Platform) // *Petroleum Chemistry*, 2024, pp. 1—9, doi: 10.1134/S0965544124010031.

Vinnichenko, G., Jarret, A.J.M., van Maldegem, L.M., Brocks, J.J. Substantial maturity influence on carbon and hydrogen isotopic composition of n-alkanes in sedimentary rocks // *Organic Geochemistry*, 2021, 104171, doi: 10.1016/j.orggeochem.2020.104171.

Yang, Y.F., Zhang, M., Chen, J.L. and Chen, X.H. Thermal Effect on the Distribution of Regular Sterane and Geological Significance // *Open Journal of Yangtze Gas and Oil*, 2017, 2, p. 249—259, doi: 10.4236/ojogas.2017.24020.

Zhang J., Cao J., Xiang B. Effects of source facies and maturity on individual carbon isotopic compositions of oil // *Geoscience Frontiers*, 2024, v. 15(5), 101846, doi: 10.1016/j.gsf.2024.101846.