



**ГЕОХИМИЯ ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА ПОРОД
ДЕВОНСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ О. КОТЕЛЬНЫЙ (НОВОСИБИРСКИЕ ОСТРОВА)
И СЕЛЕННЯХСКОГО БЛОКА (ОМУЛЕВСКИЙ ТЕРРЕЙН)**

**И. Н. Зуева, О. Н. Чалая, А. Ф. Сафронов,
Ю. С. Глязнецова, С. Х. Лифшиц**

*Институт проблем нефти и газа СО РАН, E-mail: inzu@ipng.ysn.ru,
ул. Октябрьская 1, г. Якутск 677980, Республика Саха (Якутия), Россия*

С целью сравнительного изучения нефтематеринских свойств пород девонских отложений центральной части о. Котельный (Новосибирские острова) и Селенняхского блока Омuleвский террейна проведены геохимические исследования состава, химической структуры хлороформенных битумоидов органического вещества и реликтовых углеводородов. По комплексу битуминологических параметров изученные нафтидопроявления характеризуются большими вариациями по содержанию органического вещества, выходу хлороформенных битумоидов, групповому составу и химической структуре хлороформенных битумоидов, что свидетельствует о присутствии в разрезе этих отложений широкой гаммы битуминозных разностей как следов процессов генерации, миграции и аккумуляции углеводородов. По составу и особенностям распределения реликтовых углеводородов нафтидопроявления центральной части о. Котельный и Селенняхского блока обнаруживают большое сходство, что доказывает единый для них тип аквагенного исходного органического вещества, его высокую степень зрелости и достаточно высокий генерационный потенциал девонских отложений, которые вошли в зону главной фазы нефтеобразования и могли генерировать жидкие углеводороды, а в зонах более глубокого погружения достигали главной фазы газообразования. Полученные результаты по геохимии органического вещества подтверждают существующую точку зрения на общую историю геологического развития и сходство условий формирования нефтегазоносности территорий шельфа морей Лаптевых и Восточно-Сибирского и континентальной части востока Сибирской платформы. Это позволяет подойти к оценке нефтегенерационного потенциала органического вещества пород и нефтегазоносности отложений девона на шельфе по результатам более изученной континентальной части рассматриваемой территории.

Органическое вещество, хлороформенные битумоиды, групповой состав, химическая структура, реликтовые углеводороды, ИК-Фурье спектроскопия, хроматомасс-спектрометрия

**GEOCHEMISTRY OF ORGANIC MATTER OF DEVONIAN DEPOSITS
IN KOTELNY ISLAND (NEW SIBERIAN ISLANDS)
AND SELENNYAKHISKY UPLIFT (OMULEVSKY TERRAIN)**

**I. N. Zueva, O. N. Chalaya, A. F. Safronov,
Yu. S. Glyaznetsova, and S. Kh. Lifshits**

*Institute of Oil and Gas Problems, Siberian Branch, Russian Academy of Sciences,
E-mail: gchlab@ipng.ysn.ru, ul. Oktyabrskaya 1, Yakutsk 677980, Republic of Sakha (Yakutia), Russia*

For the purpose of comparative study of oil source properties of the Devonian deposits in the central part of Kotelny island (New Siberian Islands) and Selennyakhsky uplift (Omulevsky terrain), geochemical studies of the composition, chemical structure of chloroform extracted bitumens of organic matter and relict hydrocarbons were conducted. In terms of the set of bituminological parameters, the studied naphthide occurrences are characterized by large variations in the content of

organic matter, the yield of chloroform extracted bitumens, group composition and chemical structure of chloroform extracted bitumens, which indicates the presence of a wide range of bituminous varieties as traces of generation, migration and accumulation of hydrocarbons. According to the composition and distribution features of relict hydrocarbons, the naphthide occurrences in the central part of Kotelny island and Selennyakhsky uplift show great similarity, which is proved by their common type of aquagenic initial organic matter, its high degree of maturity and a sufficiently high generation potential of the Devonian deposits, which entered the zone of the main phase of oil formation and could generate liquid hydrocarbons, and in zones of deeper immersion they reached the main phase of gas formation. The obtained results on the geochemistry of organic matter confirm the existing point of view on the general history of geological development and the similarity of the formation conditions of oil and gas potential in offshore territories of the Laptev and East Siberian seas and the continental part of the East Siberian platform. This allows approaching the assessment of the oil generation potential of organic matter in rocks and the oil and gas content of Devonian deposits on the offshore based on the results of a more studied continental part of the territory in question.

Organic matter, chloroform extracted bitumens, group composition, chemical structure, relict hydrocarbons, IR-Fourier spectroscopy, chromatography mass-spectrometry

Степень изученности северо-восточного сектора РФ с позиций оценки перспектив нефтегазоносности крайне низка. О нефтегазоносности среднепалеозойских отложений шельфа Восточно-Сибирского бассейна можно судить по широкому распространению по разрезу и площади бассейна разнообразных битумопроявлений как косвенных признаков нефтеносности и свидетельство протекания в геологическом прошлом (доверхнепалеозойском) процессов генерации и аккумуляции углеводородов (УВ). Предполагается, что среднепалеозойские отложения, фрагменты разреза которых в настоящее время обнажены на Новосибирских островах, в раннем мезозое еще могли находиться в термобарических условиях главной фазы нефтеобразования (ГФН) и главной фазы газообразования (ГФГ). В процессе эволюции шельфа Восточно-Сибирского моря среднепалеозойские породы достигли зоны апокатагенеза и в значительной мере уже реализовали свой потенциал. При вертикальной миграции флюидов первично девонские нефти могли формировать залежи в мезозойских отложениях в благоприятных геологических условиях [1 – 6].

Сравнительный анализ арктического шельфа России и сопредельной суши показывает сходство строения и истории развития удаленных друг от друга территорий, прослеживающееся по палеозойским и мезо-кайнозойским комплексам отложений. Это позволяет предположить сходство условий формирования нефтегазоносности среднепалеозойских-кайнозойских отложений на суше осадочно-породных бассейнов Восточной Якутии и аналогичных разрезов в акваториальной части бассейнов восточного сектора Арктики [6].

С целью сравнительного изучения нефтематеринских свойств пород девонских отложений центральной части о. Котельный (архипелаг Новосибирские острова) и Селенняхского блока Омуповского террейна (ОТ), проведены геохимические исследования состава, химической структуры хлороформенных битумоидов (ХБ) органического вещества (ОВ) и реликтовых УВ. Образцы карбонатных пород были отобраны по обнажениям р. Балыктах из нижнедевонских отложений шлюпочной свиты (5 образцов) о. Котельный и одноименных отложений (26 образцов) неличенской, сагырской и датнинской свит Селенняхского блока ОТ (р. Сакынджа и ручьи Гон, Медвежий и Чятляун). Битуминологические исследования выполнены по образцам пород, переданных в лабораторию геологами Института — К. И. Микуленко и В. В. Гайдуком.

Комплекс аналитических исследований включал горячую экстракцию ХБ из пород, определение группового компонентного состава методом колоночной хроматографии, структурно-группового состава ХБ и их фракций методом ИК-Фурье спектроскопии, а также хромато-масс-спектрометрические исследования насыщенных УВ.

Накопление осадков в нижнедевонских отложениях центральной части о. Котельный и Индигиро-Зырянского прогиба происходило в близких условиях морских мелководных фаций в восстановительной среде, благоприятной для накопления и сохранения исходного аквагенного ОВ.

Центральная часть о. Котельный. В западной части о. Котельный по данным химико-битуминологических исследований ВНИГРИ (С.-Петербург) содержание органического углерода в известняках и доломитах шлюпочной свиты составляет 0.28 – 1.39 %, выход ХБ от низких — 0.01 до повышенных значений 0.13 % [7]. На сингенетичный характер битумопроявлений в известняках и доломитах указывают низкие значения битумоидного коэффициента (менее 10 %). При повышенном содержании органического углерода 0.66–4.68 % глинистые известняки характеризуются более низкими выходами ХБ, что также свидетельствует о сингенетичности битумопроявления. Отдельные битумопроявления с высоким битумоидным коэффициентом до 38 %, по-видимому, носят параавтохтонный характер, что свидетельствует о миграции углеводородов (УВ) по разрезу свиты.

Полученные результаты по центральной части о. Котельный представлены в табл. 1. Изученные образцы по выходу ХБ в карбонатных породах отличаются более чем на порядок, достигая высоких значений. Битумоиды существенно различаются по групповому компонентному составу — почти вдвое по содержанию масел, смол и асфальтенов.

ТАБЛИЦА 1. Геохимические параметры нефтидопроявлений по обнажениям из отложений девона на о. Котельный (Новосибирские о-ва) и Селенняхском блоке ОТ

Значение параметров	$C_{орг}$, %	$\alpha_{хб}$, %	$\beta_{хб}$, %	Групповой состав ХБ, %			Углеводородный состав ХБ, на Σ УВ		*Отношение
				масла	Σ смол	Σ асф.	М-Н	Н-А	
Нижний девон, шлюпочная свита, о. Котельный									
Минимальное	—	0.017	—	25.8	22.8	17.0	28.1	25.9	1.61
Максимальное	—	0.201	—	45.0	55.5	39.9	74.1	71.9	4.01
Среднее	—	0.079	—	34.5	37.7	27.8	48.0	52.0	2.64
Нижний девон, неличенская свита, Селенняхское поднятие									
Минимальное	1.71	0.066	2.6	20.8	18.5	16.4	10.4	43.7	1.07
Максимальное	9.95	0,463	16.8	49.4	52.5	49.7	56.3	89.6	3.47
Среднее	4.1	0.277	8.5	31.4	35.7	32.9	25.0	75.0	2.16
Минимальное	0.14	0.024	11.6	19.0	33.1	10.8	30.8	36.6	1.64
Максимальное	0.72	0.146	25.7	41.3	54.9	48.0	63.4	69.3	4.97
Среднее	0.46	0.097	18.9	30.7	39.4	29.9	47.1	52.9	3.69
Нижний девон, сагырская свита, Селенняхское поднятие									
Минимальное	0.12	0.000	0.0	24.4	45.1	14.8	—	—	2.51
Максимальное	1.02	0.052	18.4	37.1	59.6	23.7	—	—	9.37
Среднее	0.43	0.032	8.0	31.0	50.3	18.7	—	—	6.78
Нижний девон, датинская свита, Селенняхское поднятие									
	0.22	0.027	12.1	34.0	42.4	23.6	—	—	1.98

Примечание. * — отношение содержания спиртобензольных смол к содержанию бензольных смол.

Следует отметить, что особенностью битумоидов является очень высокое содержание асфальтенов до 40 %. В химической структуре ХБ по данным ИК-спектроскопии доминируют

углеводородные структуры при низком количестве кислородсодержащих групп и связей. Поглощение карбонильных групп ($D_{1730-1700}$) относительно поглощения метильных и метиленовых групп (D_{1460}) значительно ниже единицы и равно 0.18–0.58. Это указывает на достаточно высокую термическую зрелость ОБ, поскольку процесс катагенеза сопровождается деструкцией исходного материала с отрывом периферийных групп и связей и увеличением содержания УВ-структур. По соотношению поглощения карбонильных (D_{1700}) к ароматическим циклам (D_{1600}) на усредненную молекулу битумоиды также очень различаются (от 0.72 до 2.07), что можно рассматривать как присутствие в разрезе шлюпочной свиты гаммы битуминозных разностей: сингенетичных, сингенетично-остаточных и миграционных (в том числе параавтохтонных). Это предположение согласуется с приведенными выше данными о больших вариациях в групповом-компонентном составе ХБ, а также в углеводородном составе ХБ, по которым в одних образцах доминируют метаново-нафтендовые УВ (до 74.1%), а в других — нафтендово-ароматические (71.9%). Для фракций масел ХБ получены совершенно различные типы спектров: это типично алифатические спектры с интенсивным поглощением длинных метиленовых цепей в области 720 см^{-1} для одних образцов и ароматические с интенсивными полосами поглощения незамещенных атомов водорода в ароматических циклах — 750, 810, 880 и поглощением $\text{C}=\text{C}$ связей в области 1600 см^{-1} в ароматических циклах — для других. Это подтверждается и большими вариациями в содержании ароматического углерода в маслах от 17.9 до 31.7%. Расчеты ароматического углерода на усредненную молекулу нафтендово-ароматических УВ показали, что они характеризуются достаточно высокой гибридность, в отдельных образцах до 66.2% углерода в них связано с алифатическими фрагментами, что типично для нафтидов, генерированных ОБ морского генезиса.

Масляные фракции ХБ существенно различаются по характеру распределения относительно низко- и высокомолекулярных n-алканов ($\sum_{\text{н.к.}} \text{nC}_{20} / \sum_{\text{н.к.}} \text{nC}_{21} = 0.40-1.12$) и положению максимума (nC_{18} и nC_{22}). В тоже время по соотношениям n-алканов и изопреноидов различия менее выражены (табл. 2).

ТАБЛИЦА 2. Индивидуальный состав насыщенных углеводородов в нафтидопроявлениях по обнажениям из отложений девона на о. Котельный (Новосибирские о-ва) и Селенняхском блоке ОТ

Значение параметров	$\frac{\sum_{\text{н.к.}} \text{nC}_{20}}{\sum_{\text{н.к.}} \text{nC}_{20} - \text{к.к.}}$	Максимум n-алканов	Нч/ч	$\frac{\text{Изопреноиды}}{\text{n-алканы}}$	$\frac{\text{Пристан}}{\text{фитан}}$	$\frac{i\text{C}_{19}}{\text{nC}_{17}}$	$\frac{i\text{C}_{20}}{\text{nC}_{18}}$	$\frac{i\text{C}_{19} + i\text{C}_{20}}{\text{nC}_{17} + \text{nC}_{18}}$
Нижний девон, шлюпочная свита, о. Котельный								
Минимальное	0.40	C_{18}	0.86	0.11	0.67	0.37	0.45	0.42
Максимальное	1.12	C_{22}	1.02	0.25	0.71	0.71	0.78	0.75
Среднее	0.78	$\text{C}_{18,22}$	0.96	0.19	0.69	0.50	0.58	0.55
Нижний девон, неличенская свита, Селенняхское поднятие								
Минимальное	0.75	C_{15}	0.82	0.12	0.37	0.16	0.32	0.30
Максимальное	1.78	C_{18}	1.16	0.25	1.58	0.72	0.70	0.65
Среднее	1.27	C_{15-18}	1.03	0.19	1.09	0.46	0.46	0.45
Минимальное	0.32	C_{16}	0.72	0.08	0.63	0.30	0.23	0.34
Максимальное	1.57	C_{18} и C_{29}	1.46	0.21	1.67	0.66	0.50	0.48
Среднее	1.00	C_{16-18} и C_{29}	1.03	0.16	1.03	0.45	0.40	0.41
Нижний девон, сагырская свита, Селенняхское поднятие								
Минимальное	0.56	C_{16}	0.92	0.14	0.86	0.46	0.31	0.46
Максимальное	1.54	C_{18}	1.10	0.27	2.13	0.88	0.63	0.75
Среднее	0.82	$\text{C}_{16,18}$	1.02	0.22	1.48	0.70	0.50	0.60
Нижний девон, датнинская свита, Селенняхское поднятие								

	0.57	C ₁₇	1.01	0.31	1.27	0.67	0.55	0.61
--	------	-----------------	------	------	------	------	------	------

Характерным для них являются сравнительно высокие значения отношений изопреноиды / н-алканы (0.11–0.25), преобладание фитана над пристаном (п/ф = 0.67–0.71) и н-алканов C₁₇ и C₁₈ над элюирующимися рядом изопреноидами (табл. 2). Подобный характер состава насыщенных УВ присущ нафтидам, генезис которых связан с исходным ОВ морских фаций. Вместе с тем следует отметить, что особенность изученных ХБ девонских отложений состоит в отсутствии в их составе 12-и 13-метилаканов, что отличает их от венд-кембрийских нефтей Сибирской платформы, генезис которых связывают с аквагенным ОВ, формировавшимся в восстановительной среде при отсутствии сероводородного заражения и преимущественно карбонатном составе пород материнских отложений [8, 9].

На Селенняхском блоке ОТ отложения нижнего девона представлены преимущественно нормально морскими мелководными карбонатными и глинисто-карбонатными органогенными толщами [9]. По данным [3] степень катагенетического преобразования ОВ достигла стадии МК₂, т. е. нижедевонские отложения вошли в зону ГФН.

Из датнинской свиты проанализирован один образец с низким содержанием ОВ и средним выходом ХБ (табл. 1), который по составу реликтовых УВ близок к образцам сагырской свиты (табл. 2).

В вышележащей сагырской свите битумопроявления распространены в коричневых битуминозных, органогенных известняках, ритмично переслаивающихся с глинистыми коралло-раковинными известняками в основании свиты. Битуминологическая характеристика приведена в табл. 1. Образцы отличаются низким содержанием органического углерода в породах, в среднем — 0.43 % и низким выходом ХБ от 0.022 до 0.052 %.

Низкие значения битумоидного коэффициента от 4.4 до 7.7 % для МК₂ стадии катагенеза ОВ можно рассматривать как свидетельство сингенетично-остаточного характера битумопроявлений. Это согласуется с низким содержанием масел в групповом составе ХБ (в среднем 31 %) и высоким — суммы смолистых компонентов (до 59 %) с преобладанием спирто-бензольных смол (в 6–8 раз). В химической структуре ХБ этих образцов ароматические циклы доминируют над соединениями с длинными метиленовыми цепями при значительной роли кислородсодержащих групп и связей. Увеличение значений битумоидного коэффициента до 10.0–18.4 % скорее всего может быть обусловлено присутствием сингенетичных и параавтохтонных битумоидов в разрезе сагырской свиты.

В вышележащей неличенской свите вмещающие породы представлены ритмично чередующимися черными, серыми, темно-серыми и глинистыми битуминозными известняками.

По сравнению с сагырской свитой содержание органического углерода в породах характеризуется более широким интервалом значений и достигает высоких величин (табл. 1). Среди изученных образцов данной свиты можно выделить две группы — одну, как и в сагырской свите, с низким средним содержанием органического углерода — 0.46 % и другую — с повышенным и высоким содержанием 1.71–9.95 %. В образцах первой группы наблюдается повышенный выход ХБ — 0.097 %. Во второй группе максимальное содержание ХБ достигает очень высоких значений — 0.463 % и в среднем составляет 0.277 %. Значения битумоидного коэффициента выше чем в сагырской свите. Вместе с тем, по групповому компонентному составу образцы этих свит отличаются менее значительно. По данным ИК-Фурье спектроскопии для ХБ этой свиты установлен более выраженный ароматический характер и меньшее участие кислородсодержащих групп и связей (K_{1700}/K_{1600} –0.62–0.81 по сравнению с 1.15–1.39 в сагырской свите).

По составу индивидуальные насыщенные УВ для масляных фракций ХБ пород датнинской, сагырской и неличенской свит имеют большое сходство (табл. 2). Как в сингенетичных, так и

параавтохтонных ХБ установлен практически однотипный равномерный одномодальный характер распределения *n*-алканов с высоким содержанием относительно низкомолекулярных гомологов и максимумом распределения в области $nC_{15} - nC_{18}$. Соотношение изопреноиды/*n*-алканы 0.12–0.31, что характерно для аквагенного ОВ. Величины отношений пристан/фитан изменяются в широких пределах 0.37–2.13. В большинстве образцов фитан преобладает над пристаном. Низкие значения отношений изопреноиды/*n*-алканы, а также пристан/*n*-гептадекан и фитан/*n*-октадекан указывают на хорошую сохранность ОВ. Особенностью полициклических УВ является присутствие трициклических алканов. Пентациклические насыщенные УВ (гопаны) отличаются повышенным содержанием трисноргопана, низкой долей моретанов, высоким содержанием гомогопана относительно гопана, повышенными значениями отношений гомогопанов C_{35}/C_{34} .

Перечисленные особенности состава и распределения биомаркеров в битумоидах нижнедевонских отложений присущи аквагенному ОВ, накопление которого происходило в восстановительных условиях диагенеза. Низкие значения отношений изопреноиды/*n*-алканы, а также пристан/*n*-гептадекан и фитан/*n*-октадекан указывают на хорошую сохранность ОВ. Это подтверждается данными по высокому содержанию ванадиловых (2837 мг/100 г) и никелевых (469 мг/100 г) порфиринов в ХБ. О катагенетической зрелости ОВ пород можно судить по коэффициенту nC_{15}/nC_{14} , близкому к единице и преобладанию среди гомогопанов *S*-изомеров над *R*-изомерами. Таким образом, битуминозные толщи неличенской свиты, обладавшие благоприятными нефтематеринскими свойствами, можно рассматривать как типично доманикоидные образования.

Как видно из приведенных данных, по комплексу битуминологических и литологических параметров изученные битумопроявления нижнедевонских отложений центральной части о. Котельный и одноименных отложений Селенняхского блока ОТ обнаруживают большое сходство. При различии в геологической истории развития регионов эти отложения характеризуются сходством фациальных условий осадконакопления ОВ и литологического состава пород. Новые данные свидетельствуют о сходстве состава и распределения реликтовых УВ изученных нефтидопроявлений в нижнедевонских отложениях центральной части о. Котельный и Селенняхского блока ОТ, что доказывает единый аквагенный тип исходного органического вещества и его высокую степень зрелости. Повышенные и высокие значения выхода битумоида в шлюпочной свите о. Котельный, сравнимые с неличенской свитой Селенняхского блока, которая рассматривается как доманикоидная, указывают на достаточно высокий генерационный потенциал девонских отложений, которые вошли в зону ГФН и могли генерировать жидкие УВ, а в зонах более глубокого погружения достигали ГЗГ — газообразные УВ.

ВЫВОДЫ

Представленные исследования показали, что по ряду битуминологических параметров изученные нефтидопроявления в нижнедевонских отложениях центральной части о. Котельный и одноименных отложений Селенняхского блока Омудевского террейна обнаруживают большое сходство. Вместе с тем, большие вариации в содержании органического вещества, выходе хлороформенных битумоидов, их групповом составе и химической структуре прослеживаются в нефтидопроявлениях обоих регионов, что обусловлено присутствием в разрезе этих отложений широкой гаммы битуминозных разностей. При различии в геологической истории развития регионов следует учитывать, что согласно точке зрения ряда исследователей на начальном доинверсионном этапе для этих отложения были близкие фациальные условия осадконакопления

и преобразования органического вещества. Это подтверждают и полученные нами результаты геохимических исследований по составу и особенностям распределения реликтовых углеводородов изученных нафтидопроявлений в нижнедевонских отложениях центральной части о. Котельный и Селенняхского блока Омудевского террейна о едином для них типе исходного аквагенного органического вещества и его высокой степени зрелости. Повышенные и высокие значения выхода битумоида в шлюпочной свите о. Котельный, сравнимые с неличенской свитой Селенняхского поднятия, которая рассматривается как доманикоидная, указывают на достаточно высокий генерационный потенциал девонских отложений о. Котельный, которые вошли в зону главной фазы нефтеобразования и могли генерировать жидкие углеводороды, а в зонах более глубокого погружения достигали главной фазы газообразования.

Новые данные по геохимии органического вещества подтверждают существующую точку зрения на общую историю геологического развития и сходство условий формирования нефтегазоносности территорий шельфа морей Лаптевых и Восточно-Сибирского и континентальной части востока Сибирской платформы. Это позволяет подойти к оценке нефтегенерационного потенциала органического вещества пород и нефтегазоносности отложений девона на шельфе по результатам более изученной континентальной части рассматриваемой территории.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ / REFERENCES

1. **Gramberg I. S.** Potential possibilities of oil and gas formation in the sedimentary strata of the Laptev and East Siberian seas. *Geology of the shelf of the East Siberian seas, Proceeding scientific works of NIIGA*. Leningrad, 1976, 122 pp. (in Russian) [**Грамберг И. С.** Потенциальные возможности нефтегазообразования в осадочных толщах морей Лаптевых и Восточно-Сибирского. *Геология шельфа Восточносибирских морей: сб. науч. трудов НИИГА*. — Л.: 1976. — 122 с.]
2. **Evdokimova N. K., Yashin D. S., and Kim B. I.** Hydrocarbon potential of deposits of a sedimentary cover of shelves of the east Arctic seas of Russia (Laptevyykh, East Siberian and Chukchi). *Geology of oil and gas*, 2008, no. 2, pp. 3–12. (in Russian) [**Евдокимова Н. К., Яшин Д. С., Ким Б. И.** Углеводородный потенциал отложений осадочного чехла шельфов восточно-арктических морей России (Лаптевых, Восточно-Сибирского и Чукотского) // *Геология нефти и газа*. — 2008. — № 2. — С. 3–12.]
3. **Ivanov V. V. and Klubov B. A.** *Naftidy and naftoids of the North-East of the USSR*, Moscow, Nauka, 1979, 147 pp. (in Russian) [**Иванов В. В., Клубов Б. А.** *Нафтиды и нафтоиды Северо-Востока СССР*. — М.: Наука, 1979. — 147 с.]
4. **Polyakova I. D., Borukayev G. Ch., and Sidorenko St. A.** Hydrocarbon potential of Riphean-Lower Cretaceous complexes of the Laptevomorsky region, Arctic: ecology and economy, 2016, no. 1 (21), 56 pp. [**Полякова И. Д., Борукаев Г. Ч., Сидоренко Св. А.** Углеводородный потенциал рифейско-нижнемеловых комплексов Лаптевоморского региона // *Арктика: экология и экономика*. — 2016. — № 1 (21). — С. 56–65.]
5. **Safronov A. F.** Prospects of oil-and-gas content of the Arctic part of the territory of the Western Yakutia, in the Russian Arctic (geological history, minerageniya, geocology) SPb., VNIIOkeangeologiya Publishing House, 2002, 96 pp. (in Russian). [**Сафронов А. Ф.** *Перспективы нефтегазоносности арктической части территории Западной Якутии. Российская Арктика (геологическая история, минерагения, геоэкология)*. — СПб.: Изд-во ВНИИОкеангеология, 2002. — 96 с.]
6. **Safronov A. F., Sitnikov V. S., Sivtsev A. I., Sleptsova M. I. et al.** Report on a subject: “Geological structure and prospects of oil-and-gas bearing of the sea area of the Laptev Sea and adjacent areas of the continental sector of the Siberian platform”, IPNG Siberian Branch of the Russian Academy of Science, Yakutsk, 2016, 108 pp. (in Russian) [**Сафронов А. Ф., Ситников В. С., Сивцев А. И., Слепцова М. И.** *Отчет по теме: “Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности акватории моря Лаптевых*

и прилегающих районов континентального сектора Сибирской платформы” // ИПНГ СО РАН. — Якутск, 2016. — 108 с.]

7. **An explanatory note** to the State Geological Map of the Russian Federation. Scale 1:2,000,000, Novosibirsky islands. Sheets T-54B, S-53.54, Originators: M. K. Kosko, N. S. Bondarenko, V. F. Nepomiluyev, Moscow, Soyuzgeolfond, 1985, 160 pp. (in Russian). [**Объяснительная записка** к Государственной геологической карте Российской Федерации. Масштаб 1:2 000 000. Новосибирские острова. Листы Т-54Б, S-53.54 / Составители: М. К. Косько, Н. С. Бондаренко, В. Ф. Непомилуев. — М: Союзгеолфонд. — 1985. — 160 с.]
8. **Kashirtsev V. A.** Geology and Organic Geochemistry of sedimentary basins of the Eastern Siberia. Novosibirsk, INGG SB RAS, 2015, pp. 219–231. (in Russian) [**Каширцев В. А.** Геология и органическая геохимия осадочных бассейнов Восточной Сибири. — Новосибирск: ИНГГ СО РАН. — 2015. — С. 219–231.]
9. **Alkhovik T. S. and Baranov V. V.** Stratigraphy of the Lower Devon of the East Yakutia (northeast), Yakutsk, Yakutsk Branch, Siberian Branch, Russian Academy of Science, 2001, 181 pp. (in Russian) [**Альховик Т. С., Баранов В. В.** Стратиграфия нижнего девона Восточной Якутии (северо-восток). — Якутск: ЯФ СО РАН. — 2001. — 181 с.]
10. **Hain V. E., Polyakov I. D., and Filatova N. I.** Tektonik and oil-and-gas bearing of the East Arctic, *Geology and Geophysics*, 2009, vol. 50, no. 4, pp. 443–460. <http://www.izdatgeo.ru>. [**Хаин В. Е., Полякова И. Д., Филатова Н. И.** Тектоника и нефтегазоносность Восточной Арктики // Геология и геофизика. — 2009. — Т. 50. — № 4. — С. 443–460. <http://www.izdatgeo.ru>]