

УДК 553.98:551.83

**Е.А. Бакай<sup>1</sup>, М.Е. Смирнова<sup>2</sup>, Н.И. Коробова<sup>3</sup>, Д.В. Надежкин<sup>4</sup>****ЛИТОЛОГО-ГЕОХИМИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПЕРМСКОГО НЕФТЕГАЗОНОСНОГО КОМПЛЕКСА ЛЕНО-АНАБАРСКОГО ПРОГИБА (НА ПРИМЕРЕ СКВАЖИНЫ УСТЬ-ОЛЕНЕКСКАЯ-2370)**

На основании изучения кернового материала в разрезе пермских отложений определены литофации разного генезиса. Наилучшие коллекторы в пермском комплексе Лено-Анабарского прогиба связаны с песчаными телами дельтовой системы. Выделены пермские нефтематеринские толщи, накопление органического вещества в которых происходило в морских условиях, оценены исходные характеристики органического вещества, обоснован начальный высокий нефтегенерационный потенциал. Результаты литолого-геохимических исследований образцов одной из самых северных скважин побережья моря Лаптевых публикуются впервые.

*Ключевые слова:* пермский комплекс, литофации, нефтематеринские толщи, пиролиз, генерационный потенциал, Лено-Анабарский прогиб.

Lithofacies of different genesis were determined within the Permian sequence, basing on analysis of core descriptions. The best reservoirs are associated with deltaic sand bodies. Permian source rocks with marine organic matter were distinguished. Initial organic matter parameters were estimated, initial good-excellent petroleum potential was suggested. Lithological-geochemical study results for core samples from one of the northern wells of Laptev Sea coast are published for the first time.

*Key words:* Permian petroleum system, lithofacies, source rocks, pyrolysis, petroleum potential, Lena-Anabar trough.

**Введение.** Наиболее перспективным для поисковых работ на нефть и газ в пределах Лено-Анабарского прогиба представляется среднекаменноугольно-пермский терригенный комплекс. В пользу этого свидетельствуют многочисленные нефтегазопоявления в этих отложениях в соседней Хатангской седловине, а также битуминозность пермских песчаников на южном борту Лено-Анабарского прогиба.

В Хатангской седловине, разделяющей Енисей-Хатангский и Лено-Анабарский прогибы, притоки нефти из пермских отложений получены на Нордвикском и Южно-Тигянском месторождениях, на Ильинской, Кожевниковской и других площадях [Калинко, 1958].

На южной периферии Лено-Анабарского прогиба в нижнем течении р. Оленек расположено крупнейшее в России Оленекское месторождение природных битумов (северный склон Оленекского поднятия). Большая часть запасов Оленекского месторождения приурочена к нижнепермским отложениям, площадь распространения битумонасыщенных пород достигает 5 тыс. км<sup>2</sup>, запасы

оцениваются более чем в 3,5 млрд т [Каширцев и др., 2010].

Особенности углеводородного (УВ) состава пермских нафтидов из этого региона позволяют предполагать существование для них единого источника. Отличительная черта разновозрастных нефтей (из отложений перми, триаса и юры) Хатангской седловины — высокие значения отношения адиантан/гопан [Kashirtcev et al., 2010]. Необычно высоким отношением 25-нордиантана C<sub>28</sub> к 25-норгопану C<sub>29</sub> деметилированных гопанов (обусловленным первичными особенностями распределения регулярных гопанов) характеризуются высокобиодеградированные битумы Оленекского месторождения [Каширцев и др., 2010]. Подобные соотношения весьма редки для нефтей всего мира, их можно рассматривать в качестве определенного геохимического индикатора пермских нафтидов этого региона [Каширцев и др., 1993].

**Объект исследований.** Среднекаменноугольно-пермский комплекс составляет основную часть разреза Анабаро-Ленского прогиба (по геофизическим данным его мощность может

<sup>1</sup> Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, геологический факультет, кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых, ст. науч. с., канд. геол.-минерал. н.; e-mail: bakay@geol.msu.ru

<sup>2</sup> Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, геологический факультет, кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых, аспирант; e-mail: maria\_smirnova89@mail.ru

<sup>3</sup> Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, геологический факультет, кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых, ассистент; e-mail: nataliya.korobova54@mail.ru

<sup>4</sup> ООО «Лукойл-Инжиниринг», заместитель начальника Центра развития геологоразведочных технологий, канд. геол.-минерал. н.; e-mail: dvnadezhkin@gmail.com

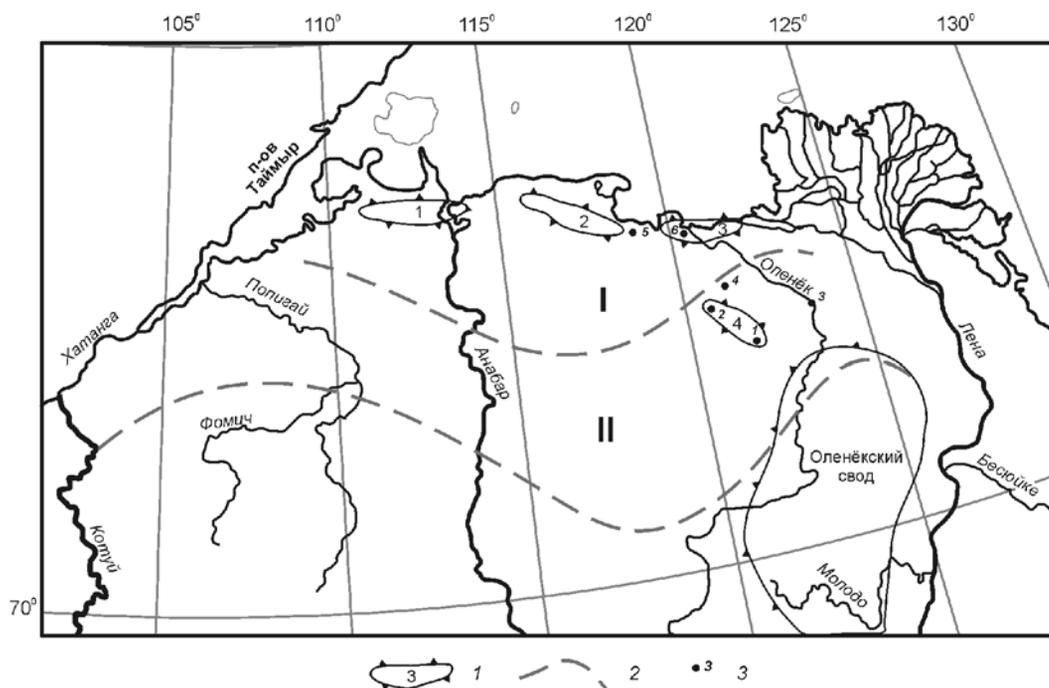


Рис. 1. Схема структурно-фациального районирования пермских отложений Лено-Анабарского прогиба: 1 — структуры (1–3 — вали: 1 — Тигяно-Анабарский, 2 — Прончищевский, 3 — Усть-Оленекский; 4 — Среднебурское поднятие); 2 — фациальные районы (I — Северный, II — Булкур-Оленекский); 3 — скважины (1 — Бурская-3410, 2 — Хастакская-930, 3 — Тюмятинская Р-50, 4 — Чарчикская-1, 5 — Улахан-Юряхская Р-1, 6 — Усть-Оленекская-2370)

превышать 4 км), однако данных о его строении и нефтяных системах немного. Это объясняется низкой геолого-геофизической изученностью Лено-Анабарского прогиба, где помимо колонкового бурения с глубиной забоев, не превышающей обычно 500 м, пробурено всего 6 глубоких скважин [Моисеев, Фомин, 2013].

Керн из скважин Тюмятинская Р-50 и Улахан-Юряхская Р-1, пробуренных в 1950–1953 гг., не сохранился. В разрезе скважины Бурская-3410 отложения пермской системы пройдены без отбора керна, поскольку из-за незначительной глубины залегания они не были целевым горизонтом (глубина 480 м — кровля верхнекембрийских отложений). В скважинах Хастакская-930 и Чарчикская-1 вскрыты сокращенные разрезы перми, отвечающие так называемому Булкур-Оленекскому фациальному району (рис. 1), в пределах которого мощность пермских отложений не превышает 600 м. В северном направлении мощность пермских отложений по данным сейсморазведки увеличивается [Конторович и др., 2013; Frolov et al., 2015], причем в несколько раз в разрезах северных скважин (Усть-Оленекская и Улахан-Юряхская).

В скважине Усть-Оленекская-2370, пробуренной в 1988–1990 гг., вскрыт полный и наиболее мощный разрез пермских отложений (2364 м), хорошо охарактеризованный керном. Задача исследований — характеристика углеводородных систем пермских отложений на примере скважины Усть-Оленекская-2370.

**Методы исследований.** Литологические и геохимические исследования проведены на образцах

пород нижнего (приуральского) отдела пермской системы (43 образца из тустахской и нижнекожевниковской свит) и верхнего (биармийского) отдела пермской системы (14 образцов из верхнекожевниковской свиты), отобранных из керна скважины Усть-Оленекская-2370 из интервала глубины 561–2695 м.

Для литофациального анализа пермских отложений Усть-Оленекской скважины проводились детальные послойные описания разреза по керну и данным стандартного каротажа (КС, ПС, ГК, КВ). Определение типов пород, их структурно-текстурных особенностей позволило выделить в разрезе несколько литологических пачек, различающихся по строению, составу, условиям формирования. Условия (или обстановки) осадконакопления восстанавливали по комплексу генетических признаков, описанных в работах [Ботвинкина, 1957; Обстановки..., 1990; Вылцан, 2002].

Характеристика потенциальных нефтематеринских толщ (НМТ) осуществлялась по результатам пиролиза (Rock-Eval 6), выполненного для наиболее глинистых разностей пород — аргиллитов и глинистых алевролитов. Методика пиролиза на аппаратуре Rock-Eval разработана во Французском институте нефти и подробно описана в ряде работ, например в [Espitalie, Bordenave, 1993]. Значения содержания органического углерода (ТОС-total organic carbon) и водородного индекса (HI-hydrogen index) были пересчитаны на исходные (на начало катагенеза) для оценки исходного генерационного потенциала ( $S_2$ ) пермских отложений.

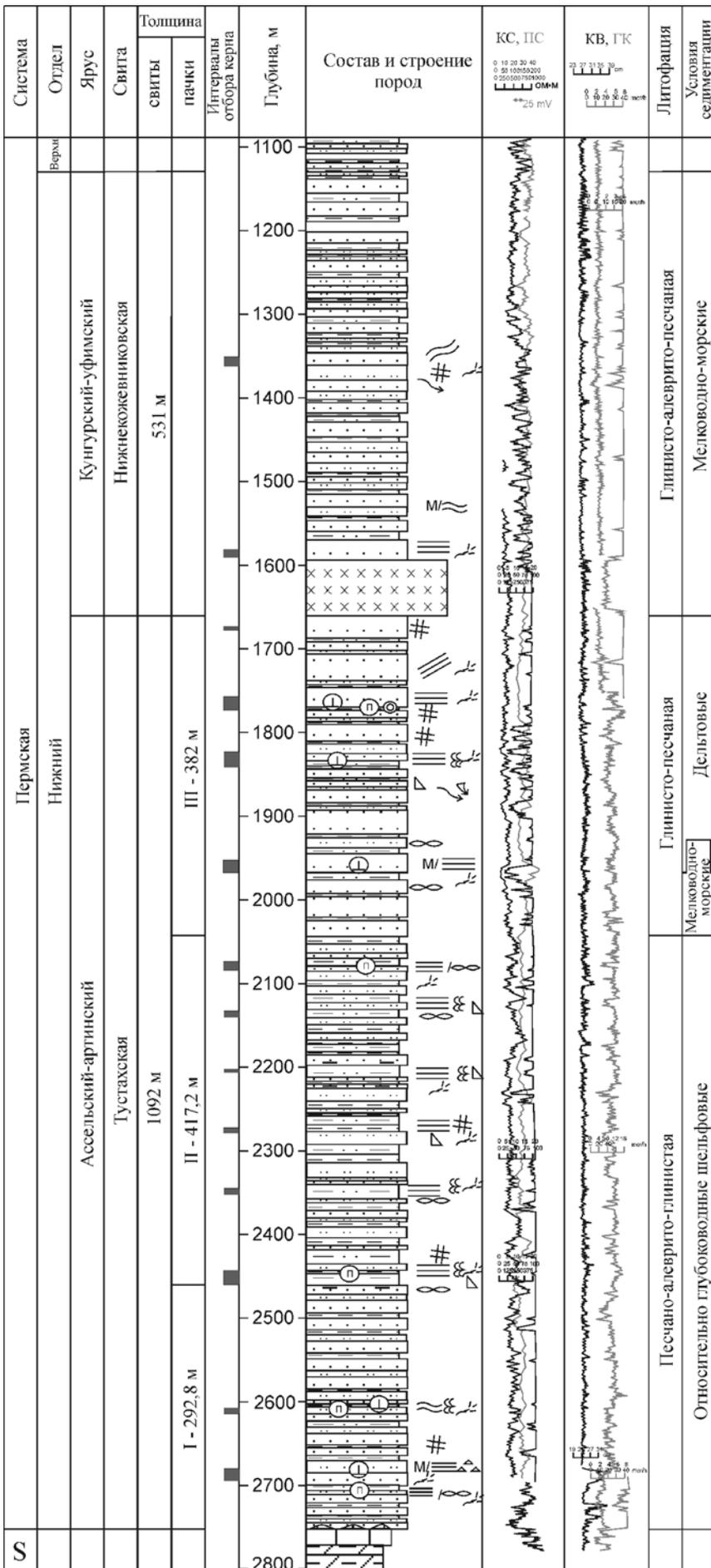


Рис. 2. Литолого-фациальный разрез нижнепермских отложений в скважине Усть-Оленевская-2370: 1–11 – типы пород: 1 – известняки, 2 – доломиты глинистые, 3 – аргиллиты, 4 – алевритово-глинистые породы, 5 – алевролиты, 6 – алевролиты глинистые, 7 – алевролитово-песчаные породы, 8 – песчаники, 9 – песчаники глинистые, 10 – туфо-песчаники, 11 – долериты; 12–21 – текстуры: 12 – массивная, 13–15 – горизонтальные (13 – параллельная, 14 – волнистая, 15 – линзовидная), 16 – косая параллельная, 17 – косая волнистая, 18 – следы оползания, 19 – знаки ряби, 20 – биотурбация, 21 – инъекция осадочного вещества; 22–24 – деструкции (22 – трещиноватость, 23 – брекчирование, 24 – зеркала скольжения); 25–27 – минерализация (25 – пиритизация, 26 – карбонатизация, 27 – сидеритизация); 28–31 – включения: 28 – интракласты осадочных пород, 29–31 – растительные остатки (29 – крупные, 30 – детрит, 31 – споры и пыльца)

Система	Отдел	Ярус	Свита	Пачка	Состав и строение пород	Образцы	Тип пород	Цвет	Текстура	Включения	
Пермская	Нижний	Ассельский-артинский	Тустахская	II	2074,4		** **	Si <sub>cl</sub> Sa <sub>gr</sub> Sa <sub>gr</sub>	Gr <sub>d</sub> Gr		
					2083,2		*	Si <sub>cl</sub>	Gr <sub>d</sub>		
					2136,6		*	Si <sub>cl</sub>	Gr <sub>d</sub>		
					2141,8		**	Si <sub>cl</sub>	Gr		
					2205,0		**	Cl <sub>si</sub>	Gr <sub>d</sub>		
					2208,0		**	Si	Gr		
					2273,0		**	Cl <sub>si</sub>	Gr <sub>d</sub>		
					2278,0		*	Si <sub>gr</sub>	Gr		
					2345,0		*	Cl <sub>si</sub>	Gr <sub>d</sub>		
					2353,0		**	Si-Sa	Gr <sub>d</sub>		
				2443,0		**	Si-Cl	Gr <sub>d</sub>			
				2450,0		**	Si-Sa	Gr <sub>d</sub>			
				I	2607,0		*	Si <sub>gr</sub>	Gr		
					2615,0		*	Si-Cl	Gr <sub>d</sub>		
					2680,0		**	Si	Gr		
					2687,0		**	Si-Cl Sa <sub>gr</sub>	Gr <sub>d</sub> Gr		
					2694,0		*	Sa <sub>gr</sub>	Br-Gr		
					2695,0		*	Sa <sub>gr</sub>	Br-Gr		

**Результаты исследований и их обсуждение. Литологические исследования.** Наиболее полный разрез тустахской свиты (1093 м) вскрыт Усть-Оленекской скважиной. Свита сложена циклично переслаивающимися аргиллитами, темно-серыми алевролитами, реже серыми известковистыми песчаниками. В разрезе выделяется 19 ритмов регрессивного типа. В верхней части разреза увеличивается число прослоев песчаников, по палеонтологическим остаткам (фораминиферы и др.) эта часть разреза относится к артинскому ярусу. Нижняя «немая» часть разреза значительной мощности предположительно имеет среднекаменноугольный–раннепермский (сакмарский ярус) возраст [Большаянов и др., 2014].

Тустахскую свиту по преобладающему типу слагающих ее пород мы разделили на 3 пачки (рис. 2). Пачка I (292,8 м) имеет преимущественно песчано-алевролитовый состав, в составе пачки II (417,2 м) преобладают глинистые и алевролитово-глинистые породы (рис. 2, 3). Песчаные и алевролитовые породы серые, буровато-серые, тонко- и горизонтально-слоистые, реже волнисто-слоистые, неравномерно карбонатизированные. Толщина песчаных прослоев составляет несколько метров. Алевролитово-глинистые и глинистые породы темно-серые до черных, с горизонтальной и горизонтально-линзовидной текстурой, нередко нарушены биотурбированием. Породы, как правило, пиритизированы и содержат сидеритовые конкреции. Можно предположить, что нижняя часть тустахской свиты (710 м) песчано-алевролитово-глинистой литофации формиро-

Рис. 3. Характеристика образцов керна из нижней части тустахской свиты, отложения относительно глубоководного шельфа. Условные обозначения см. на рис. 2. Звездочки — местоположение изученных образцов в разрезе. Тип пород:

Cl — аргиллит, Si — алевролит, Sa — песчаник. Цвет пород: Gr — серый, Br — бурый; оттенок: d — темный, gr — зеленоватый, lt — светлый

валась в условиях относительно глубоководного шельфа.

Глинисто-песчаная литофаия обособлена в стратиграфическом объеме верхней части тустахской свиты (пачка III), имеет толщину 382 м и сложена песчаниками, а также расслоенными глинистыми, алевролитово-глинистыми породами, реже алевролитами (рис. 2, 4). Песчаники мелко-, средне- и крупнозернистые, серые, содержат растительный детрит, цемент карбонатный. Текстура в нижней части пачки преимущественно массивная и горизонтальная, в верхней — преимущественно косослоистая, с многочисленными включениями интракластов глинистых пород (рис. 5). Толщина песчаных прослоев в среднем составляет 15–20 м и редко достигает 30 м. Алевролитово-глинистые и глинистые породы темно-серые, обладают волнистой и волнисто-линзовидной слоистостью, часто биотурбированы донными организмами (рис. 5). Нижнюю часть пачки III слагают отложения, сформировавшиеся в мелководно-морских условиях, к верхней части глинисто-песчаной литофаии приурочены образования дельтовой системы.

*Нижнекожевниковская свита* (529 м) согласно залегает на тустахской свите и полностью вскрыта Усть-Оленекской скважиной. В разрезе скважины намечаются два крупных ритма, сложенных в основании пачками существенно глинистых пород и заканчивающихся мощными пачками песчаников. К глинистой части нижнего ритма приурочен горизонт с комплексом «песчаных» фораминифер, что позволяет относить ее к кунгурскому ярусу. К верхнему ритму свиты приурочен комплекс фораминифер, благодаря которому эта часть свиты относится к уфимскому ярусу, в современной шкале он входит в нижний (приуральскому) отдел пермской системы [Большаянов и др., 2014].

В стратиграфическом объеме нижнекожевниковской свиты выделяется глинисто-алевроитопесчаная литофаия (рис. 2, 6), которая представлена песчаниками и алевролитами, расслоенными и маломощными глинистыми породами. Песчаники мелко- и мелко-среднезернистые, серые, светло-серые, преимущественно с волнистой и

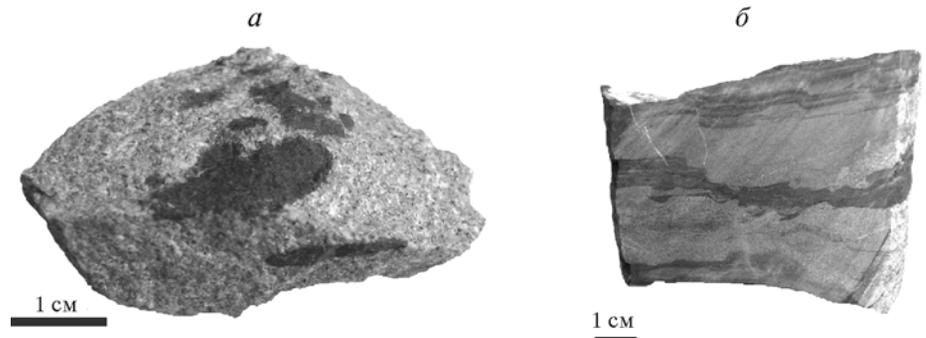
косоволнистой текстурами, содержат включения углисто-растительного детрита, в верхней части обладают повышенной карбонатностью. Толщина песчаных прослоев до 10–15 м. Алевролиты крупнозернистые, серые и темно-серые, волнисто-слоистые, с включениями углисто-растительного детрита. Глинистые породы темно-серые, горизонтально- и волнистослоистые. Указанные характеристики отложений нижнекожевниковской свиты позволяют предположить, что породы этой литофаии формировались в мелководно-морских условиях.

Полный разрез *верхнекожевниковской* (573 м) и *мисайланской* (169 м) свит вскрыт скважиной Усть-Оленекская-2370. Верхнекожевниковская свита согласно перекрывает нижнекожевников-

Система	Отдел	Ярус	Свита	Пачка	Состав и строение пород	Образцы	Тип пород	Цвет	Текстура	Включения		
Пермская	Нижний	Ассельский-артинский	Тустахская	III	1676,6 1677,7 1749,6		**	Sa <sub>rg</sub> Sa <sub>rg</sub>	Gr	# <sub>L</sub>		
					1757,1		*	Si <sub>cb</sub> Sa <sub>rg</sub>	Gr/Gr <sub>d</sub>			
					1764,3		*	Sa <sub>rg</sub>	Gr	///		
					1771,3 1834,4		**	Sa <sub>cb</sub> Sa <sub>mg</sub>	Gr <sub>h</sub>	///		
					1836,0		*	Cl Si-Cl	Gr <sub>d</sub> Gr <sub>d</sub>	/// #		
					1842,0 1955,7		**	Sa <sub>rg</sub>	Gr	# <sub>L</sub>		
					1968,2		*	Si-Cl Si <sub>rg</sub>	Gr/Gr <sub>d</sub>	///		
							*	Sa <sub>rg</sub>	Gr	M		
							*	Si <sub>cl</sub> Sa <sub>rg</sub>	Gr <sub>d</sub> Gr	///		

Рис. 4. Характеристика образцов зерна верхней части тустахской свиты, дельтовые отложения. Условные обозначения см. на рис. 2 и 3

Рис. 5. Глинисто-песчаная литофа-ция дельтового генезиса: *a* — песчаник мелкозернистый с многочисленными включениями интракластов глинистых пород; *б* — алевролит мелкозернистый с глинистыми прослоями



скую. В разрезе скважины Усть-Оленекская-2370 в нижней части свиты, представленной чередующимися прослоями песчаников с алевролитами и аргиллитами, встречены остатки микрофауны горизонта «разнообразных» (42) фораминифер, анализ которых свидетельствует о казанском возрасте пачки. В верхней части разреза в прослоях песчаников встречены остатки морских двустворок биармийского возраста. Мисайлапская свита согласно залегает на верхнекожевниковской, сложена аргиллитами, алевролитами, мелкозернистыми песчаниками. В стратотипическом районе татарский возраст свиты определяется по остаткам филопод и остракод. Общая мощность средне-верхнепермских (биармийский–татарский ярусы) отложений достигает 742 м [Большаянов и др., 2014].

Глинисто-песчано-алевритовая литофа-ция (рис. 7, 8) имеет шельфовый генезис, выделена в разрезе скважины в объеме верхнекожевниковской свиты, имеет двухчленное строение. Нижняя часть (~70 м) — тонкое циклическое горизонтальное чередование глинистых, алевролитово-

глинистых пород, расслоенных маломощными алевролитово-песчаными породами и мелкозернистыми песчаниками. Алевролитово-глинистые породы темно-серые, до черных, преимущественно горизонтально-слоистые, в них отмечены горизонтально-линзовидная и градиационная текстуры. В основании песчаных серий нередко отмечаются следы внедрений в нижележащие глинистые породы. Верхняя часть (мощность >500 м) представлена переслаиванием мелкозернистых песчаников и алевролитов с прослоями глинистых и алевролитово-глинистых пород. Породы серые и темно-серые, горизонтально-слоистые с тонким растительным детритом на плоскостях напластования.

Туфо-глинисто-песчано-алевритовая литофа-ция (рис. 7) приурочена к отложениям мисайлапской свиты (168,2 м), сложена переслаиванием алевролитов, аргиллитов, реже песчаников с прослоями туфов. Алевролиты и аргиллиты темно- и зеленовато-серые горизонтально- и волнисто-слоистые с редкими фрагментами тонкого растительного детрита, нередко пиритизированы.

Песчаники мелкозернистые, зеленовато-серые, массивные.

Отложения верхнекожевниковской и мисайлапской свит формировались, вероятно, в условиях относительно глубоководного шельфа.

Перспективный объект для поисков нефти и газа в пермских отложениях Лено-Анабарского прогиба — песчаные тела образований дельтовой системы. Одно из крупнейших в мире Оленекское месторождение битумов связано преимущественно с пермскими отложениями, представленными разнозернистыми полимиктовыми песчаниками дельтового и мелководно-морского генезиса, чередующимися с пачками переслаивания мелкозернистых песчаников, алевролитов и аргиллитов [Граммберг и др., 1960; Иванов, 1979]. Выделяют до 13 битумонасы-

Система	Отдел	Ярус	Свита	Состав и строение пород	Образцы	Тип пород	Цвет	Текстура	Включения
Пермская	Нижний	Кунгурский-уфимский	Нижнекожевниковская	1354,8	*	Sa <sub>fg</sub> Sa <sub>lg</sub>	Gr	≡	—
				1358,45	*	Si <sub>lg</sub> Si <sub>lg</sub>	Gr/Gr <sub>d</sub>	≈	—
				1365,4	*	Sa <sub>lg</sub> Sa <sub>lg</sub> Sa <sub>lg</sub>	Gr/Gr <sub>d</sub>	≡	—
				1583,8	*	Sa <sub>lg</sub>	Gr <sub>ll</sub>	≡	—
				1591,3 1592,3	*	Sa <sub>lg</sub>	Gr <sub>ll</sub>	≡	—

Рис. 6. Характеристика образцов зерна нижнекожевниковской свиты, мелководно-морские отложения. Условные обозначения см. на рис. 2 и 3

щенных пластов, большая часть которых относится к нижнему отделу пермской системы.

Пример отложений дельтовой системы в разрезе Усть-Оленекской скважины — глинисто-песчаная литофация в интервале глубины 1660–1970 м, где мощность песчаных тел достигает 30 м. Для изученных песчаников характерна средняя сортировка обломочного материала и межзерновой тип пористости. Обломочные породы представлены в основном полевошпат-кварцевыми граувакками (рис. 9) [Шутов, 1967]. Среди обломков пород встречаются кварциты, микрокварциты, обломки кремнистых пород, кварцево-сланцевые сланцы, реже встречаются обломки интрузивных пород и иногда осадочных алевролитово-глинистого и глинистого состава. Минеральные компоненты песчаных пород изменены в результате эпигенетических преобразований — кварц встречается в виде мутноватых зерен, обладающих волнистым погасанием, полевые шпаты (альбит, олигоклаз) в большинстве случаев интенсивно пелитизированы.

**Геохимические исследования.**

По опубликованным данным органическое вещество (ОВ) из глинистых прослоев в нижнепермских отложениях обрамления моря Лаптевых относится к смешанному и сапропелевому типу, его содержание изменяется от 2,4 до 3,7% [Малышев и др., 2010], степень катагенеза ОВ на периферии Лено-Анабарского прогиба отвечает градации ПК<sub>3</sub>, увеличиваясь в его центральной части до уровня МК<sub>1</sub> (максимально МК<sub>2</sub>) [Евдокимова и др., 2008]. Данные исследований керна из скважины Усть-Оленекская-2370 дополняют существующие представления и в значительной мере противоречат им.

Рис. 8. Характеристика образцов керна из нижней части верхнекожевиниковской свиты, отложения относительно глубоководного шельфа. Условные обозначения см. на рис. 2 и 3

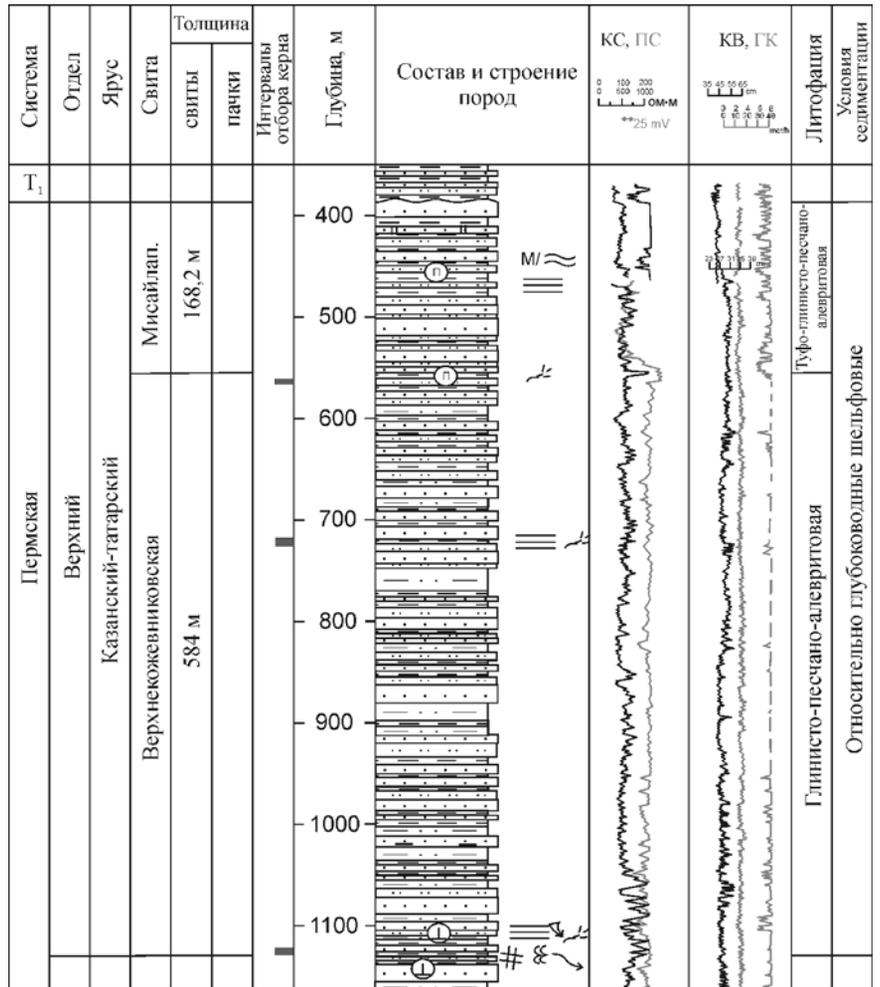


Рис. 7. Литолого-фациальный разрез верхнепермских отложений в скважине Усть-Оленекская-2370. Условные обозначения см. на рис. 2

Система	Отдел	Ярус	Свита	Состав и строение пород	Образцы	Тип пород	Цвет	Текстура	Включения
Пермская	Верхний	Казанский-татарский	Верхнекожевиниковская	561,0 – 563,15	**	Si <sub>сб</sub> Si <sub>сб</sub>	Gr-Br	~	~
				721,6	***	Si <sub>сб</sub> Si-Cl	Gr <sub>сб</sub> Gr/Gr <sub>сб</sub>		~
				729,15 – 1129,0	****	Si <sub>сб</sub> Sa <sub>сб</sub> Si-Cl	Gr <sub>сб</sub> Gr <sub>сб</sub>	~	~
				1139,6	*	Sa <sub>сб</sub> Cl	Gr <sub>сб</sub> Gr <sub>сб</sub>	~	~

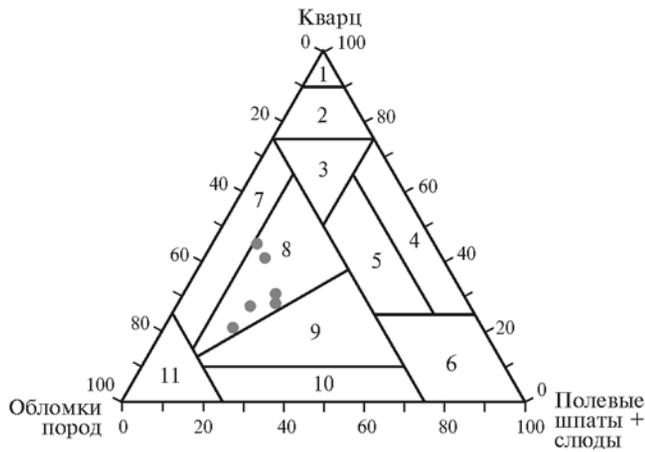


Рис. 9. Состав обломочных пород нижнепермских дельтовых отложений: 1 — кварцевые, 2 — олигомиктовые, 3 — мезомиктовые, 4 — собственно аркозы, 5 — гравакковые аркозы, 6 — полевошпатовые, 7 — кварцевые граувакки, 8 — полевошпатовые граувакки, 9 — кварц-полевошпатовые граувакки, 10 — полевошпатовые граувакки, 11 — собственно граувакки

В разрезе ниже- и верхнепермских отложений выделены уровни потенциальных нефтематеринских толщ (НМТ), накопление органического вещества происходило в морских условиях (от мелководно-морских до условий относительно глубоководного шельфа).

В каждой из трех пачек тустахской свиты по результатам пиролиза встречаются интервалы, обогащенные ОВ. В алевролитово-глинистых породах нижней и верхней пачек среднее значение ТОС равно 2,4%. В средней пачке в алевролитах ТОС составляет ~1%, в более глинистых разностях — 4,1–6,8% (табл. 1). Зрелость ОВ тустахской свиты по результатам пиролиза отвечает градации катагенеза МК<sub>4</sub> ( $T_{\max}=466\div481$  °С) и соответствует главной зоне газообразования (ГЗГ). Высокая зрелость

ОВ отражается в низких значениях генетического потенциала (в среднем 1,5–2 мг УВ/г породы), что является следствием реализации потенциала ОВ на образование жидких УВ в ходе катагенеза.

Интервалы отбора керна нижекожевниковской свиты характеризуют преимущественно песчаные пласты мощностью до 10 м (рис. 2) — образцы пород представлены песчаниками и крупнозернистыми алевролитами (рис. 6). Пласты песчаников разделены алевроглинистыми пачками, в описании шлама отмечены темная (до черной) окраска аргиллитов и наличие обугленного растительного детрита. Из-за отсутствия кернового материала судить о нефтематеринских свойствах этих алевроглинистых пачек невозможно.

Несколько интервалов верхнекожевниковской свиты представлены породами алевролитово-глинистого состава (рис. 7), в одном из которых, пройденном с отбором керна (интервал 1129–1139,6 м), возможна оценка нефтематеринских свойств. Значения ТОС составляют 2,3–3,7% (табл. 1). Генетический потенциал отложений низкий ( $S_1+S_2=1,5\div3$  мг УВ/г породы), однако измеренные значения остаточные, так как зрелость ОВ отвечает концу главной зоны нефтеобразования (ГЗН). Данные пиролиза ( $T_{\max}=457\div458$  °С) и отражательная способность витринита ( $R^\circ=1$ ) отвечают зоне катагенеза МК<sub>3</sub>.

Окисленность ОВ невысокая, значения кислородного индекса (ОИ) не превышают 15 (табл. 1). Тенденция к увеличению  $T_{\max}$  и уменьшению НИ с глубиной отражает направленное увеличение катагенетической преобразованности ОВ (рис. 10).

Очевидно, что при катагенезе МК<sub>3-4</sub> (конец ГЗН—начало ГЗГ) существенная часть ОВ была израсходована на образование УВ. Для классифика-

Таблица 1

Результаты пиролиза образцов аргиллитов и алевролитов пермского возраста, скважина Усть-Оленекская-2370

Возраст			Интервал, м	Литологический состав	Пиролитические параметры							
отдел	свита	пачка			$S_1$ , мг/г	$S_2$ , мг/г	$T_{\max}$ , °С	$S_3$ , мг/г	ТОС, %	НИ	ОИ	MINC, %
P <sub>2</sub>	верхнекожевниковская		1129–1139,6	алевролит глинистый	0,16	1,34	458	0,34	2,27	59	15	0,43
				аргиллит	0,29	2,81	457	0,21	3,69	76	6	0,42
P <sub>1</sub>	тустахская	III	1749,6–1757,1	алевролит	0,06	0,42	470	0,09	0,84	50	11	1,17
			1764,3–1771,3	алевролит глинистый	0,18	1,40	468	0,08	2,66	53	3	0,22
			1836–1842		0,19	1,47	466	0,09	2,29	64	4	0,16
					0,18	1,66	466	0,06	2,72	61	2	0,16
		II	2074,4–2083,2	алевролит	0,09	0,37	475	0,08	1,14	32	7	1,45
			2136,6–2141,8	алевролит глинистый	0,45	4,34	470	0,07	6,81	64	1	0,56
				2205–2208		0,24	1,46	478	0,04	4,11	36	1
			2273–2278	аргиллит	0,15	0,61	472	0,06	1,42	43	4	0,82
			2345–2353	алевролит	0,04	0,25	479	0,09	0,86	29	10	1,11
			2443–2450	алевролит глинистый	0,25	1,61	477	0,06	4,79	34	1	0,52
I	2607–2615	алевролит	0,23	1,69	480	0,11	3,76	45	3	0,62		
			0,19	1,20	481	0,08	2,70	44	3	0,55		
	2680–2687	алевролит глинистый	0,09	0,65	478	0,08	2,02	32	4	0,72		

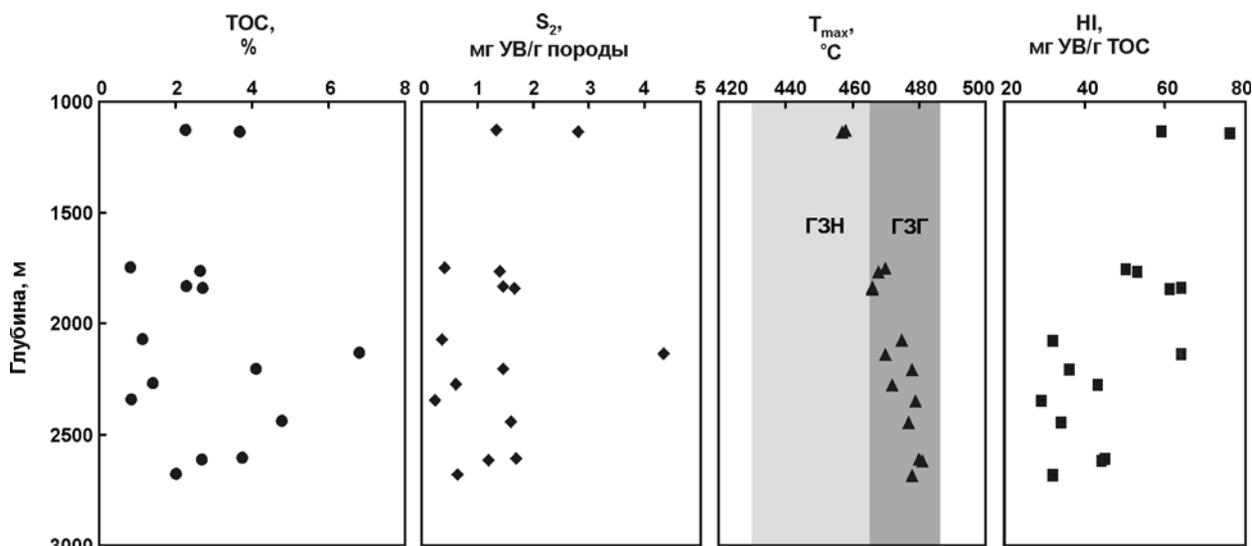


Рис. 10. Изменение пиролитических параметров в разрезе пермских отложений скважины Усть-Оленекская-2370

ции нефтематеринских пород по углеводородному потенциалу аналитические значения пиролитических параметров пересчитаны на исходные к началу катагенеза (табл. 2).

Оценку исходных значений водородного индекса выполняли по графикам зависимости HI от  $T_{max}$  с использованием кривых восстановления HI для ОВ терригенных пород, накопленного в морских условиях. Значения HI (400–800 мг УВ/г ТОС) позволяют отнести кероген большей части изученных отложений к типу II [Espitalie et al., 1993].

Исходное содержание ТОС определено с использованием коэффициентов пересчета С.Г. Неручева [Справочник..., 1998], которые составляют 2,32 и 1,19 для стадии катагенеза МК<sub>3</sub>

(сапропелевое и гумусовое ОВ соответственно) и 2,66 и 1,21 для стадии МК<sub>4</sub> (сапропелевое и гумусовое ОВ соответственно). В двух интервалах отложений относительно глубоководного шельфа для ОВ типа I использован коэффициент 2,66. Для ОВ типа II, сформированного в результате отложения и накопления морских организмов (фито- и зоопланктон, бактерии, принесенное в бассейн ОВ высших растений), использованы средние значения коэффициентов сапропелевого и гумусового ОВ.

Исходные содержания ТОС, пересчитанные по другой методике [Peters, Cassa, 1994; Peters et al., 2005], оказались близки значениям, полученным с использованием коэффициентов С.Г. Неручева (табл. 2).

Таблица 2

Исходные (на начало катагенеза) пиролитические параметры аргиллитов и алевролитов пермского возраста, скважина Усть-Оленекская-2370

Возраст			Интервал, м	HI, мг УВ/г ТОС	Тип керогена	ТОС, %		S <sub>2</sub> , мг УВ/г породы			НМТ (по УВ потенциалу)
отдел	свита	пачка				Peters	Неручев	Peters	Неручев		
								при HI <sub>min</sub>	при HI <sub>max</sub>		
P <sub>2</sub>	верхнекожевниковская		1129–1139,6	450–500	II	3,4	4,0	15	18	20	очень хорошие
			550–600	6,2		6,5	34	36	39	отличные	
P <sub>1</sub>	густаянская	III	1749,6–1757,1	600–650	II	1,6	1,8	10	10	10	хорошие
			1764,3–1771,3			5,0	5,8	30	31	33	отличные
			1836–1842	650–700		II	4,7	5,5	30	29	31
				II	5,5	6,6	36	34	37		
		II	2074,4–2083,2	400–500	II	1,7	2,2	7	9	11	хорошие
			2136,6–2141,8	800	I	17,3	18,1	138	145		отличные
			2205–2208	500–600	II	6,7	8,0	33	40	48	очень хорошие
			2273–2278	550–600		2,5	2,7	14	15	16	
			2345–2353	400–500		1,3	1,7	5	7	9	хорошие
			2443–2450	500		7,8	9,3	39	47		отличные
I	2607–2615		700–800	I	8,4	10,0	59	70	80	отличные	
			I	6,1	7,2	43	50	58			
		2680–2687	500	II	3,4	3,9	17	20		очень хорошие	

Расчет генерационного потенциала произведен по формуле  $S_2 = (HI \cdot TOS / 100)$ . По значениям исходных значений TOS и  $S_2$  проанализированные образцы можно считать образцами хороших — отличных нефтематеринских толщ [Peters, Cassa, 1994].

**Заключение.** В результате обобщения геолого-геофизических данных и изучения керн скважины Усть-Оленекская-2370 в отложениях пермского возраста определены последовательно сменяющиеся литофации разного генезиса: в раннепермское время обстановки седиментации относительно глубоководного шельфа сменились мелководно-морскими и дельтовыми условиям, после чего вновь преобладали мелководно-морские условия, а в позднепермское время — относительно глубоководного шельфа. Глинисто-песчаная дельтовая литофация верхней части тустахской свиты в разрезе скважины характеризует, по всей видимости, дистальную часть подводной дельты или конуса выноса. Перспективы нефтегазоносности Лено-Анабарского прогиба в пермском комплексе, вероятно, следует связывать с проксимальной частью подводной дельты, где будут наблюдаться более мощные песчаные тела с лучшей сортировкой обломочного материала.

На примере скважины Усть-Оленекская-2370 доказано наличие в пермском разрезе НМТ, обогащенных ОВ с высоким начальным нефтегенерационным потенциалом, мощность этих толщ может достигать нескольких десятков метров. Степень преобразованности ОВ ( $MK_{3-4}$ ) позволяет

предположить гораздо большую палеоглубину максимального погружения пермских отложений. Видимо, происходил существенный размыв более молодых отложений, что связано с формированием Оленекского вала не раньше конца мелового периода. Отсутствие открытий на сегодняшний день залежей, вероятно, можно объяснить не только качеством коллекторов, но и более поздним формированием антиклинальной зоны по отношению ко времени генерации УВ пермскими НМТ [Ботнева, Фролов, 1995].

Высокий исходный генерационный потенциал пермских отложений и степень катагенетической преобразованности ОВ, биомаркерный состав нефтей, свидетельствующий о едином источнике УВ палеозойского и мезозойского комплекса пород, могут указывать на то, что главную роль в качестве генератора углеводородов в рассматриваемом регионе играли пермские отложения.

По нашему мнению, пермские НМТ Лено-Анабарского прогиба были способны сформировать не только гигантское Оленекское битумное поле, но и серию залежей жидких УВ, пока не выявленных на территории изучаемого района, что в целом позволяет высоко оценить перспективы поисковых работ на нефть и газ в пермском комплексе Лено-Анабарского прогиба.

Авторы благодарят за помощь в организации полевых работ и сборе каменного материала, за консультации и советы в написании статьи В.Б. Ершову, А.В. Прокопьева, Н.П. Фадееву, А.Н. Фомина, А.М. Фомина и С.В. Фролова.

#### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- Большаков Д.Ю., Васильев Б.С., Виноградова Н.П. и др. Государственная геологическая карта Российской Федерации. Масштаб 1:1 000 000 (третье поколение). Серия Лаптево-Сибироморская. Листы S-51 — Оленекский зал., S-52 — дельта р. Лены. Объяснительная записка. СПб.: Картографическая фабрика ВСЕГЕИ, 2014.
- Ботвинкина Л.Н. Слоистость разных фациальных типов осадочных пород // Методы изучения осадочных пород. М.: Госгеолтехиздат, 1957.
- Ботнева Т.А., Фролов С.В. Условия образования углеводородных скоплений в осадочном чехле Енисей-Ленской системы прогибов // Геология нефти и газа. 1995. № 5. С. 36–41.
- Вылцан И.А. Фашии и формации осадочных пород: Учеб. пособие. Томск: Изд-во ТГУ, 2002.
- Грамберг И.С., Спиро Н.С., Аглонова Э.Н. Стратиграфия и литология пермских отложений северной части Хатангской впадины (в связи с проблемой нефтеносности). Л.: Гостоптехиздат, 1960 (Тр. НИИГА; Вып. 71).
- 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.
- Иванов В.Л. Оленекское месторождение битумов. Л.: Недра, 1979. (Тр. НИИГА; Вып. 182).
- Калинко М.К. Результаты поисков и разведки нефти и газа в районе Анабаро-Хатангского междуречья (Норд-викский район) // Нефтегазоносность севера Сибири. Л.: Недра, 1958 (Тр. НИИГА; Вып. 92).
- Каширцев В.А., Конторович А.Э., Иванов В.Л., Сафронов А.Ф. Месторождения природных битумов на северо-востоке Сибирской платформы (Российский сектор Арктики) // Геология и геофизика. 2010. Т. 51, № 1. С. 93–105.
- Каширцев В.А., Филл Р.П., Аллен Дж. и др. Биодegradация биомаркеров в природных битумах Оленекского поднятия // Геология и геофизика. 1993. Т. 34, № 6. С. 44–56.
- Конторович В.А., Конторович А.Э., Губин И.А. и др. Структурно-тектоническая характеристика и модель геологического строения неопротерозойско-фанерозойских отложений Анабаро-Ленской зоны // Геология и геофизика. 2013. Т. 54, № 8. С. 1253–1274.
- Малышев Н.А., Обметко В.В., Бородулин А.А. Оценка перспектив нефтегазоносности осадочных бассейнов Восточной Арктики // Научно-технический вестник ОАО «НК «РОСНЕФТЬ». 2010. Т. 51, № 1. С. 20–28.
- Моисеев С.А., Фомин А.М. Корреляция пермских и триасовых отложений по данным колонкового бурения в районе Улахан-Юрхской структуры (север Лено-Анабарского прогиба) // Новые геотехнологии для старых провинций. Тюмень, 2013.
- Обстановки осадконакопления и фашии / Под ред. Х. Рединга. Т. 1. М.: Мир, 1990.

Справочник по геохимии нефти и газа / Под ред. С.Г. Неручева. СПб.: Недра, 1998.

*Шутов В.Д.* Классификация песчаников // Литология и полезные ископаемые. 1967. № 5. С. 86–103.

*Espitalie J., Bordenave M.L.* Rock-Eval pyrolysis // Applied Petroleum Geochemistry. Paris, 1993.

*Frolov S.V., Akhmanov G.G., Bakay E.A.* et al. Mesoproterozoic petroleum systems of the Eastern Siberian sedimentary basins // Precamb. Res. 2015. Vol. 259. P. 95–113.

*Kashirtsev V.A., Dzyuba O.S., Shurygin B.N., Kim N.S.* Showings of Oil in Jurassic Section of Laptev Sea Coast

(Siberian Arctic) // Earth science frontiers. Short pap. the 8th Intern. Congr. on the Jurassic System (2010 August 9–13, Shehong of Suining, Sichuan, China). 2010. Vol. 17. Spec. Iss. P. 384–385.

*Peters K.E., Cassa M.R.* Applied source rock geochemistry // The petroleum systems — from source to trap. AAPG Mem. 1994. Vol. 60. P. 93–120.

*Peters K.E., Walters C.C., Moldowan J.M.* The biomarker guide. 2nd ed. N.Y.: Cambridge Univ. Press, 2005.

Поступила в редакцию  
01.04.2015