

УДК 550.4:552.578:553.983+551.76

DOI 10.31087/0016-7894-2018-6-109-127

Геохимическая характеристика и нефтегазогенерационный потенциал мезозойских отложений Гыданской и Енисей-Хатангской нефтегазоносных областей

© 2018 г. | А.П. Афанасенков^{1,2}, А.Л. Петров¹, Э.М. Грайзер¹¹ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт», Москва, Россия; afanasenkov@vnigni.ru; a.petrov@vnigni.ru; grayzer@vnigni.ru;²Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Москва, Россия

Поступила 10.05.2018 г.

Принята к печати 13.08.2018 г.

Ключевые слова: *органическое вещество пород; нефтематеринские толщи; углеводородно-генерационный потенциал; Rock-Eval; Енисей-Хатангская нефтегазоносная область; гольчихинская свита.*

Представлены результаты геохимических исследований органического вещества мезозойских отложений Гыданской и Енисей-Хатангской нефтегазоносных областей, выполненных методом Rock-Eval на обширной коллекции кернового материала. Детально опробованы интервалы разрезов, в которых по результатам прошлых исследований были выявлены уровни с преобладанием в составе органического вещества сапропелевых компонентов. Показано, что наибольший интерес с точки зрения генерации жидких углеводородов представляют материнские породы яновстанской (J_3-K_{1jan}) и верхней части гольчихинской (J_2-K_{1gl}) свит, в разрезах которых выделены 20–50-метровые пачки пород, обогащенных органических веществ сапропелевого типа и находящихся в главной зоне нефтеобразования. Установлено, что в интервалах разреза гольчихинской свиты, приуроченных к средней и верхней частям, материнские породы по генерационным характеристикам не отличаются от материнских пород яновстанской свиты. Сопоставление результатов Rock-Eval для стратиграфических уровней нижней части гольчихинской и сиговской (J_3sig) свит также показывает их сходство. Неоднородность гольчихинской свиты по геохимическим параметрам подтверждает высказываемые ранее предположения о необходимости расчленения толщи на свиты (яновстанскую, сиговскую и, возможно, точинскую) и предполагает выделение гольчихинской свиты как серии.

Для цитирования: Афанасенков А.П., Петров А.Л., Грайзер Э.М. Геохимическая характеристика и нефтегазогенерационный потенциал мезозойских отложений Гыданской и Енисей-Хатангской нефтегазоносных областей // Геология нефти и газа. – 2018. – № 6. – С. 109–127. DOI: 10.31087/0016-7894-2018-6-109-127.

Geochemical description and oil&gas generation potential of Mesozoic formations within the Gydan and Yenisei-Khatanga oil and gas bearing regions

© 2018 | A.P. Afanasenkov^{1,2}, A.L. Petrov¹, E.M. Grayzer¹¹All-Russian Research Geological Oil Institute, Moscow, Russia; afanasenkov@vnigni.ru; a.petrov@vnigni.ru; grayzer@vnigni.ru²Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russia

Received 10.05.2018

Accepted for publication 13.08.2018

Key words: *organic matter of rocks; oil and gas source formations; hydrocarbon generation potential; Rock-Eval; Yenisei-Khatanga oil and gas bearing region; Golchikhinsky Fm.*

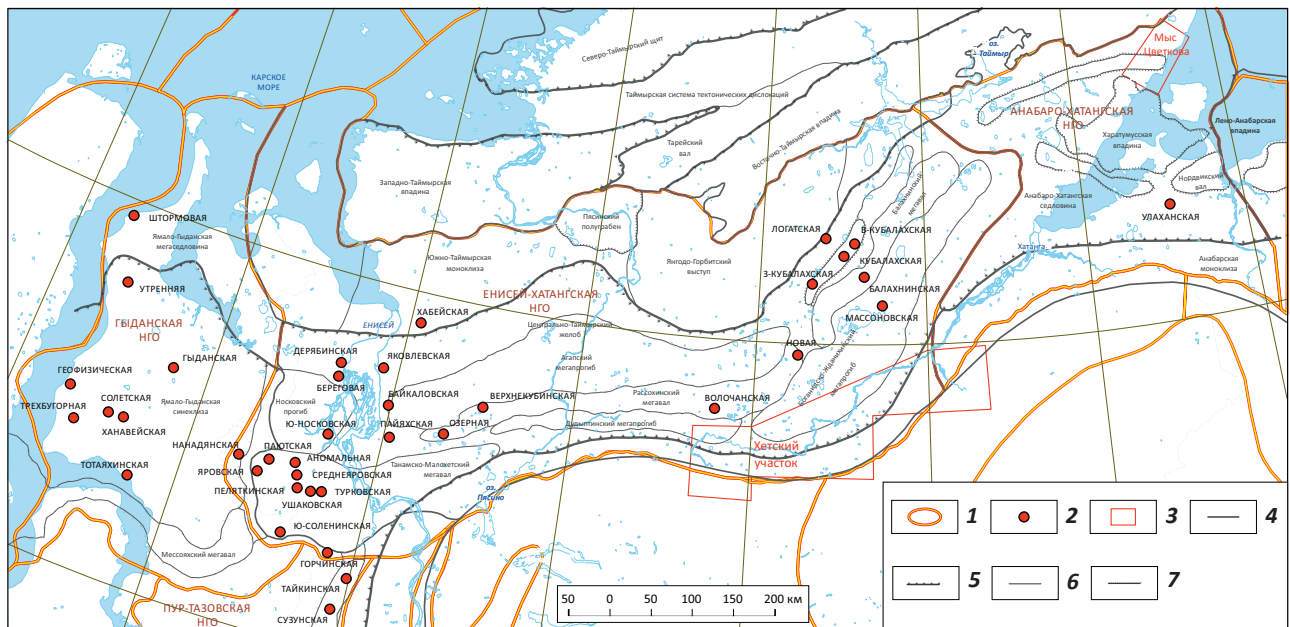
The paper presents the results of geochemical studies of organic matter in the Mesozoic deposits of Gydan and Yenisei-Khatanga oil and gas bearing regions; the studies were conducted on the comprehensive collection of core material with the use of the Rock-Eval method. The detailed sampling was carried out in the intervals, where the previous investigations have identified the levels with predominance of sapropelic components in the organic matter. It is shown that source rocks of the Yanovstansky (J_3-K_{1jan}) and the upper part of the Golchikhinsky (J_2-K_{1gl}) formations are of the major interest in the context of liquid hydrocarbons generation. 20 to 50 m thick members enriched in sapropelic-type organic matter and situated in the oil window were identified in the mentioned formations. It is found that in terms of generation features, source rocks of the Golchikhinsky intervals associated with its middle and upper parts do not differ from the Yanovstansky source rocks. Comparison of Rock-Eval results for stratigraphic levels of the lower parts of the Golchikhinsky and Sigovsky (J_3sig) formations also shows their similarity. Inhomogeneity of the Golchikhinsky Fm in terms of geochemical parameters confirms the previously discussed assumptions that this sequence should be stratified into formations (Yanovstansky, Sigovsky, and, possibly, Tochinsky), while the Golchikhinsky formation should be considered as a group.

For citation: Afanasenkov A.P., Petrov A.L., Grayzer E.M. Geochemical description and oil-and-gas generation potential of Mesozoic formations within the Gydan and Yenisei-Khatanga oil and gas bearing regions. *Geologiya nefi i gaza = Oil and gas geology*. 2018;(6):109–127. DOI: 10.31087/0016-7894-2018-6-109-127.

GEOCHEMICAL SURVEYS

Рис. 1. Обзорная схема района исследований

Fig. 1. Overview map of the study area



- 1 — границы НГО; 2 — площади; 3 — участки полевых работ; границы тектонических элементов (4–7): 4 — надпорядковых, 5 — суперпорядковых, 6 — I порядка, 7 — II порядка
- 1 — boundaries of petroleum regions; 2 — areas; 3 — survey areas; boundaries of tectonic elements (4–7): 4 — super-order, 5 — supra-order, 6 — first order, 7 — second order

Оценка перспектив нефтегазоносности любой территории невозможна без анализа присутствия в разрезе нефтегазоматеринских толщ — генерационных источников существующих углеводородных скоплений. С конца 1960-х гг. до настоящего времени на территории северного обрамления Сибирской платформы был выполнен значительный объем работ по исследованию органического вещества мезозойских отложений, что отражено в работах А.П. Афанасенкова [1–4], Л.Н. Болдушевой [5], А.Г. Войцеховской [6, 7], А.И. Данюшевой [8, 9], М.О. Захряминой [10], Н.С. Ким [11–14], М.М. Колгановой [15], А.Э. Контровича [16–18], А.И. Ларичева [19], И.Д. Поляковой [20], П.И. Сафронова [21], В.А. Скоробогатова [22], Д.С. Сорокова [23], Ю.А. Филиппова [24] и др. Было установлено, что, в отличие от Западно-Сибирского региона, в разрезе юрско-меловых отложений Енисей-Хатангского прогиба дифференциация толщ по содержанию органического углерода выражена слабо, а вещественный состав органического вещества представлен преимущественно смешанным сапропелево-гумусовым материалом.

По результатам геохимических исследований было показано, что источником залежей нефти в меловом комплексе являются нефтематеринские породы яновстанской (гольчихинской) свиты (J_5-K_1an), в разрезе которой присутствуют интервалы, обога-

щенные сапропелевым ОВ. В качестве нефтематеринских рассматриваются также и нижнемеловые породы, в которых были выявлены уровни, по геохимическим параметрам схожие с верхнеюрскими отложениями.

По результатам обобщения исследований по геохимии ОВ на территории Гыданской нефтегазоносной области (НГО) В.А. Скоробогатовым было установлено, что главной газоматеринской толщей для этого региона является танопчинская угленосная свита (K_1tn). Главный битумогенерирующий уровень — верхнеюрско-валанжинский [22].

Геохимические исследования органического вещества мезозойских отложений Гыданской и Енисей-Хатангской НГО и прилегающих районов выполнены по керновому материалу 66 скважин (1780 образцов). Обзорная схема расположения площадей и корреляция стратиграфических подразделений [25–27] района исследований представлены на рис. 1, 2.

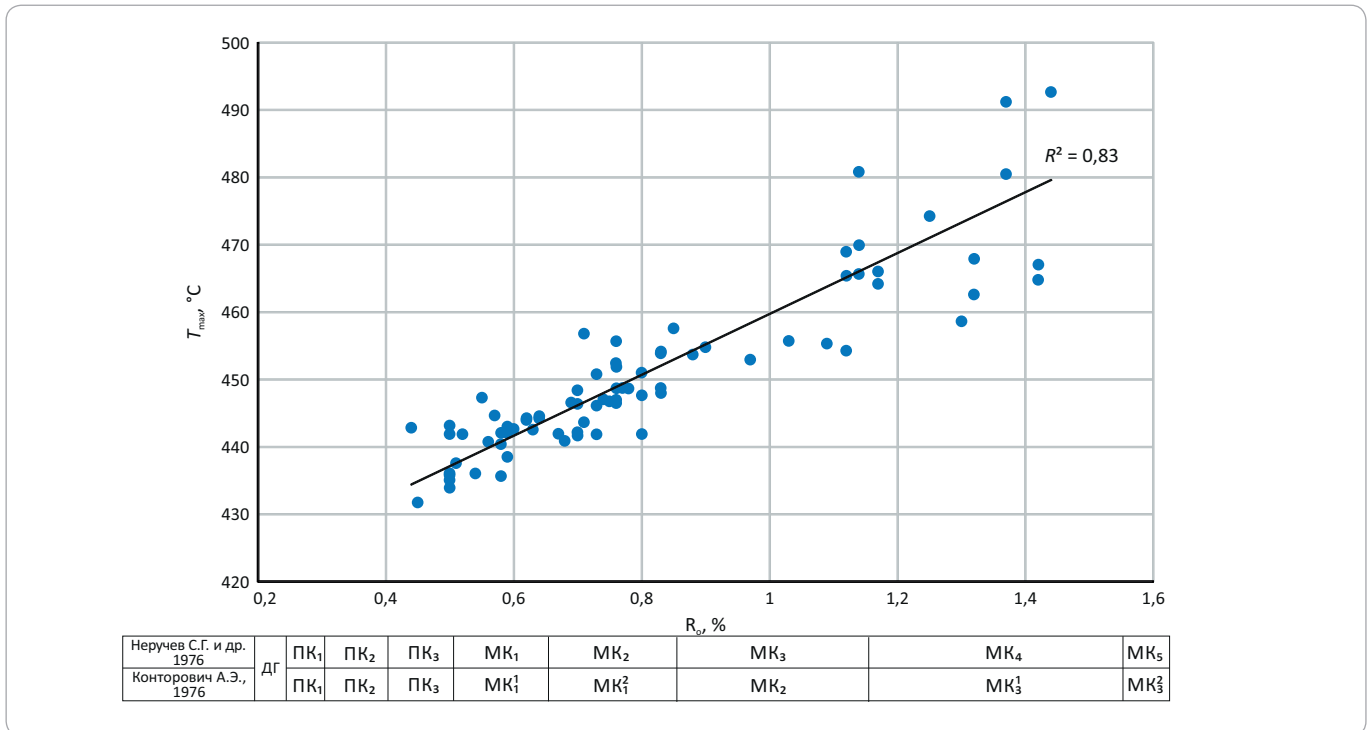
Более детально опробованы интервалы разрезов, в которых по результатам прошлых исследований были выявлены уровни с преобладанием в составе ОВ сапропелевых компонентов. Дополнительно были опробованы скважины, ранее не учитываемые в обобщающих работах по данному региону. Новые

Рис. 2. Корреляционная схема стратиграфических подразделений мезозойских отложений Гыданской и Енисей-Хатангской НГО
Fig. 2. Correlation chart of Mesozoic stratigraphic units in Gydansky and Yenisei-Khatanga petroleum regions

Эон	Система	Отдел	Ярус	Гыданская НГО	Енисей-Хатангская НГО					
					Западная часть		Восточная часть			
Мезозой	Меловая	Верхний	Маастрихский	Танамская	Танамская		Кресты-Юряхская			
			Кампанский	Часельская	Салподаяхская		Мутинская			
			Сантонский		Насоновская		Хетская			
			Коньякский				Ледяная			
			Туронский	Кузнецовская	Дорожковская		Бегичевская			
			Сеноманский	Марресалинская	Долганская		Огневская			
		Нижний	Альбский	Яронгская	Яковлевская		Рассохинская			
			Аптский	Танопчинская	Малохетская		Санга-Салинская			
			Барремский				Тиганская			
			Готеривский				Байкаловская	Суходудинская	Балагачанская	Бояркинская
			Валанжинский	Ахская	Шуратовская	Нижнехетская	Паксинская	Букатыйская		
			Берриасский						Гольчихинская	Гольчихинская
			Титонский	Сиговская	Сиговская	?				
		Киммериджский	Точинская				Малышевская			
	Оксфордский	Леонтьевская								
	Юрская	Средний	Келловейский	Вымская		Лайдинская				
			Батский	Надояхская*		Китербютская*				
			Байосский	Шараповская*		Левинская				
			Ааленский	Зимняя						
		Нижний	Тоарский	Витютинская		Тампейская серия				
			Плинсбахский	Варенгаяхинская						
			Синемюрский	Пурская		Пемпилская		Немцовская		
			Геттангский			Топографическая		Осипайская		
			Триасовая	Верхний	Рэтский	Тампейская	Трибьяхская		Улахан-Крестовская	
					Норийский				Многовершинская	
	Карнийский	Центрально-Таймырская			Ыстанахская					
	Нижний	Ладинский		Красноселькупская	Коротчаевская		Чекановская			
		Анизийский					Фадьюкудинская		Цветковомысская	
		Оленекский					Зверинская + бетлингская		Кешинская	
	Индский	Аймальская								

* Бывшие подсвиты джангодской свиты.

Рис. 3. Корреляция параметра T_{\max} и показателя R_o
Fig. 3. A cross-plot of maximum pyrolysis temperature (T_{\max}) versus vitrinite reflectance (% R_o)



данные о нефтегазогенерационных характеристиках юрско-меловых отложений приведены для Гыданской НГО по результатам геохимических исследований параметрической скв. Гыданская-130.

Для сравнения результатов определения зрелости ОВ по параметру T_{\max} (Rock-Eval) с определениями отражательной способности витринита (R_o) использованы данные о замерах отражательной способности мацералов углей мезозойских отложений Енисей-Хатангского регионального прогиба. Дополнительно были учтены данные замеров показателя преломления ($N_{\text{пр}}$), полученные по результатам прошлых исследований [3, 8]. Связь T_{\max} с R_o показана на рис. 3. На графике видно, что значениям показателя R_o , отвечающим главной зоне нефтеобразования (ГЗН) — 0,5–1,15 [28], соответствуют значения T_{\max} , равные 435–465 °С.

Мезозойские отложения Гыданской НГО

По керновому материалу 30 скважин были исследованы 153 образца пород методом Rock-Eval. Выборка представлена преимущественно образцами из меловых отложений танопчинской ($K_1\text{tn}$) и ахской ($K_1\text{ah}$) свит. Отложения юрского возраста представлены образцами (21) гольчихинской ($J_2-K_1\text{gl}$), малышевской ($J_2\text{ml}$) и китербютской ($J_2\text{kt}$) свит.

На гистограммах распределения современных концентраций органического углерода ($C_{\text{орг}}$) по изученным свитам видно, что в слабохарактеризованных керном юрских отложениях содержание $C_{\text{орг}}$

составляет 1–3 % на породу (рис. 4). Образцы с содержанием $C_{\text{орг}}$ 3 % и выше встречены в гольчихинской свите (скв. Геофизическая-55). Содержание $C_{\text{орг}}$ в образцах китербютской свиты (скв. Штормовая-122) варьирует от 0,8 до 1,4 %.

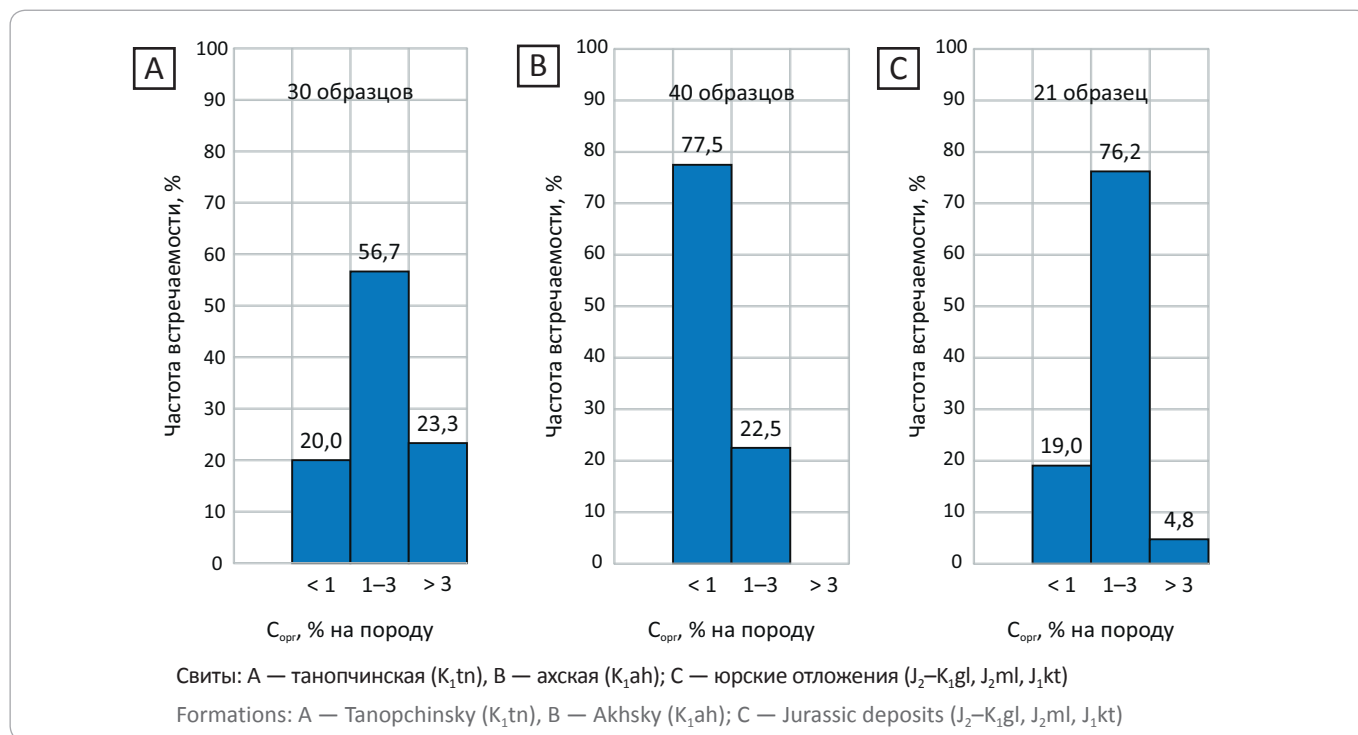
Среди исследованной выборки нижнемеловых отложений 23 % образцов танопчинской свиты характеризуется повышенными концентрациями $C_{\text{орг}}$, вызванными наличием в разрезе углистых аргиллитов. В таких образцах концентрация $C_{\text{орг}}$ может достигать 15 %. Обогащенные прослои были встречены на Утренней и Геофизической площадях. В образцах керн ахской свиты содержание $C_{\text{орг}}$ для подавляющего числа образцов не превышает 1 %.

Характеристика нефтегазоматеринских пород по углеводородно-генерационному потенциалу по результатам Rock-Eval для изученной коллекции юрско-меловых отложений представлена на диаграммах зависимости HI от T_{\max} (рис. 5). Классификация типов керогена приведена по К.Е. Peters и М.Р. Cassa [29].

По результатам Rock-Eval, в разрезе юрских отложений органическое вещество с существенной долей сапропелевой составляющей встречено в породах гольчихинской (скв. Геофизическая-55, глубина 3420–3425 м) и китербютской (скв. Штормовая-122, глубина 3962–3968 м) свит. Значения водородного индекса для материнских пород гольчихинской свиты составляют 210–235 мг УВ/г $C_{\text{орг}}$ при катагенетической зрелости, достигшей градации МК₁ ($T_{\max} = 440$ °С).

Рис. 4. Гистограммы распределений концентраций $C_{орг}$ в мезозойских отложениях Гыданской НГО

Fig. 4. Histograms of $C_{орг}$ concentration distribution in Mesozoic deposits of Gydan petroleum region



Преобразованность отложений китербютской свиты несколько выше — MK_2 ($T_{max} = 445\text{ }^\circ\text{C}$), что отражается и на значении водородного индекса, составляющем 100–170 мг УВ/г $C_{орг}$ (градации катагенеза ОВ даны по шкале Вассоевича [28]). Органическое вещество малышевской свиты (скважины Геофизическая-52, Утренняя-279) представлено в основном керогеном III типа. При значениях T_{max} , равных $445\text{ }^\circ\text{C}$, водородный индекс не превышает 180 мг УВ/г $C_{орг}$.

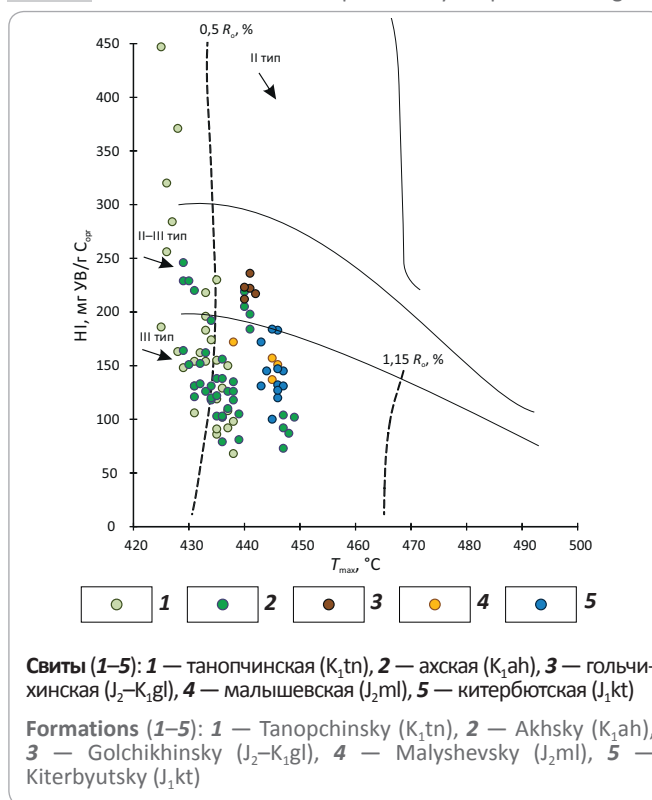
Полученные по результатам Rock-Eval параметры термической зрелости свидетельствуют о нахождении юрских нефтематеринских пород в главной зоне нефтеобразования.

Органическое вещество в отложениях ахской свиты представлено преимущественно керогеном III типа (см. рис. 5). Для большинства изученных образцов значения HI на начальных стадиях катагенеза (PK_3) не превышают 200 мг УВ/г $C_{орг}$, что характеризует эти толщи как газоматеринские. Прослои, обогащенные сапропелевым ОВ, были встречены в аргиллитах скв. Утренняя-262, где значения водородного индекса достигают 250 мг УВ/г $C_{орг}$. Однако масштабы генерации этими породами жидких углеводородов, вероятно, не столь велики, так как они находятся на начальных стадиях катагенеза (PK_3-MK_1).

Повышенная доля сапропелевых компонентов в ОВ ахской свиты отмечена также в образцах из скв. Трехбугорная-445, где при градациях катагенеза MK_1-MK_2 ($T_{max} = 440-445\text{ }^\circ\text{C}$) значения водородного индекса достигают 220 мг УВ/г $C_{орг}$ и в целом тренд

Рис. 5. Зависимость HI — T_{max} для юрско-меловых отложений Гыданской НГО

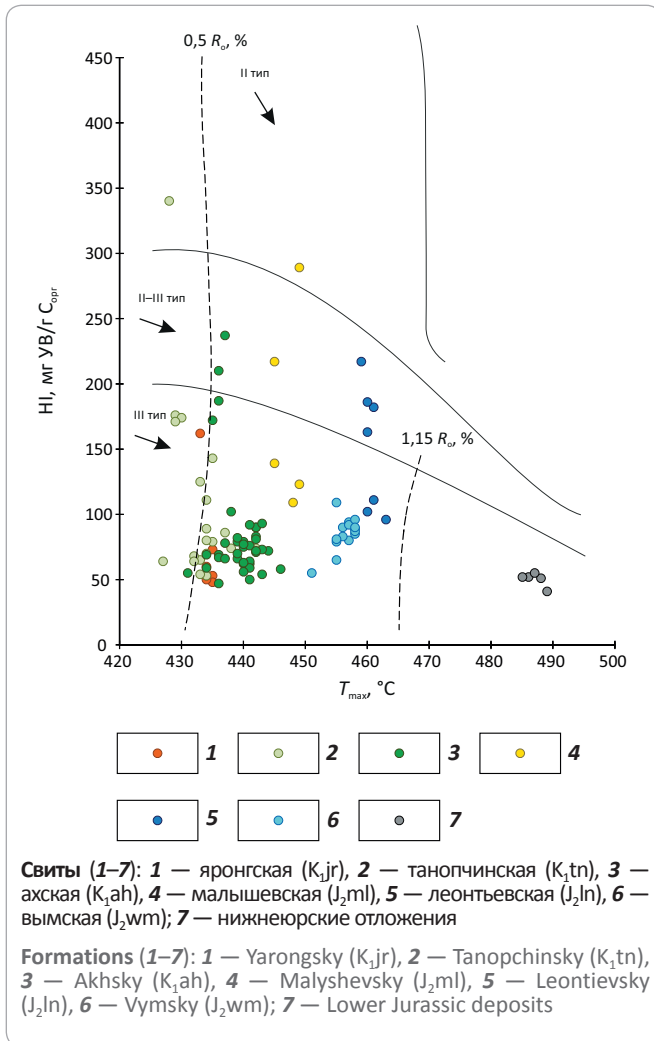
Fig. 5. A cross-plot of hydrogen index (HI) versus maximum pyrolysis temperature (T_{max}) dependence for Jurassic-Cretaceous rocks in the deposits of Gydan petroleum region



GEOCHEMICAL SURVEYS

Рис. 6. Зависимость HI – T_{\max} для юрско-меловых отложений (скв. Гыданская-130)

Fig. 6. A cross-plot of hydrogen index (HI) versus maximum pyrolysis temperature (T_{\max}) dependence for Jurassic-Cretaceous rocks (Gydansky-130 well)



«эволюции» керогена совпадает с таковым для юрских отложений.

Повышенными значениями остаточного генерационного потенциала (S_2) выделяются углистые аргиллиты танопчинской свиты с Утренней (скважины 259, 265, 277, 287) и Геофизической (скважины 52, 53, 59) площадей. В этих образцах при $T_{\max} = 425\text{--}428\text{ }^\circ\text{C}$ водородный индекс варьирует от 450 до 250 мг УВ/г $C_{\text{орг}}$. Однако повышенный водородный индекс может быть обусловлен особенностями метода пиролиза высокообогащенных углеродом образцов. Для получения достоверных данных о нефтегазогенерационном потенциале таких отложений необходимы дополнительные исследования.

Таким образом, из имеющегося материала следует, что в разрезе мезозойских отложений Гыданской НГО нефтегазоматеринские породы встречены по всему разрезу. Органическое вещество нижнемеловых отложений в основном представлено кероген

ном III типа. Невысокий начальный генерационный потенциал материнских пород нижнемеловых отложений позволяет рассматривать их как преимущественно газоматеринские.

Новые данные о геохимических характеристиках ОВ мезозойских отложений Гыданской НГО были получены по результатам геохимических исследований kernового материала параметрической скв. Гыданская-130.

В разрезе скважины выделены нефтегазоматеринские породы с преобладанием в составе ОВ гумусовых компонентов: глинистые отложения ахской (K_1ah), верхняя часть малышевской (J_2ml), средняя часть леонтьевской (J_2ln) и верхняя часть вымской (J_2wm) свит. В нижнеюрских отложениях отмечаются маломощные интервалы алевролитов с многочисленными прослойками растительного детрита, характеризующиеся повышенным содержанием $C_{\text{орг}}$.

Водородный индекс ОВ среднеюрских нефтегазоматеринских пород не превышает 150 мг УВ/г $C_{\text{орг}}$ (рис. 6). Такие низкие значения HI, отражающие нефтегенерационный потенциал и тип материнского ОВ, обусловлены не только присутствием гумусового материала, но и значительной катагенетической зрелостью керогена ($T_{\max} = 450\text{--}465\text{ }^\circ\text{C}$).

По параметру T_{\max} в изученной части разреза прослежены градации катагенеза ОВ от ПК₃ (отложения яронгской свиты) до начала МК₅ (отложения нижней юры). Верхнюю границу зоны нефтеобразования (ГЗН) можно провести по кровле ахской свиты. С глубины около 4800 м начинается переход от главной зоны нефтеобразования к зоне жирного газа.

Мезозойские отложения западной части Енисей-Хатангской НГО

Данные по числу проанализированных образцов керн юрско-меловых отложений по возрасту вмещающих отложений, площадям Енисей-Хатангской НГО и прилегающих районов приведены в табл. 1. Образцы из отложений нижнеюрского комплекса для западной части Енисей-Хатангской НГО в изученной новой коллекции были единичными. Поэтому данные о средних концентрациях органического углерода в породах нижней юры приведены по материалам А.И. Данюшевской [8] и А.П. Афанасенкова [3] (табл. 2).

Гистограммы распределения концентраций $C_{\text{орг}}$ в аргиллитах и алевролитах изученного разреза мезозойских отложений показывают, что в целом для всех отложений юрского возраста характерно преобладание образцов с концентрацией $C_{\text{орг}}$ в интервале 1–3 % (рис. 7). Некоторое увеличение доли образцов с концентрацией $C_{\text{орг}} > 3\%$ на породу в малышевской и вымской свитах связано с наличием в разрезе углистых включений. В углистых аргиллитах и алевролитах содержание органического углерода в отдельных образцах достигает первых десятков процентов.

Табл. 1. Проанализированные образцы керн по свитам и площадям Енисей-Хатангской НГО

Tab. 1. Core samples analysed from formations and areas of Yenisei-Khatanga petroleum region

Возраст	Свита	Число изученных образцов методом Rock-Eval	Скважины
Берриас – ранний готтерив	Шуратовская	87	Аномальная-51; Дерябинские-5, 9; Южно-Носковская-318; Яковлевская-2; Яровская-2
Берриас – ранний валанжин	Нижнехетская	119	Байкаловская-1; Горчинские-1, 2; Пайяхские-1, 4; Тайкинская-2
Поздний бат – берриас	Гольчихинская	312	Аномальная-51; Береговая-2; Дерябинские-5, 6, 9; Нанадянская-310; Паютская-1; Пеляткинская-15; Среднеяровские-3, 4; Турковская-1; Ушаковская-1; Хабейская-1; Южно-Носковская-318; Яковлевская-2; Яровская-2
Ранний кимеридж – берриас	Яновстанская	162	Байкаловская-1; Горчинские-1, 2; Озерная-10; Пайяхские-1, 3, 4; Тайкинская-2; Южно-Соленинская-25
Поздний келловей – ранний кимеридж	Сиговская	199	Верхнекубинская-2; Озерные-8, 10; Пайяхские-1, 3, 4; Сузунская-4
Поздний бат – поздний келловей	Точинская	11	Верхнекубинская-2; Горчинская-1
Поздний байос – поздний бат	Мальшевская	83	Верхнекубинская-2; Дерябинские-5, 9; Пайяхская-1; Турковская-1; Ушаковская-1; Южно-Носковская-318; Яковлевская-2; Яровская-2
Ранний бат – поздний бат	Леонтьевская	48	Аномальная-51; Верхнекубинская-2; Дерябинская-9; Паютская-1; Ушаковская-1; Яровская-2
Поздний аален – ранний байос	Вымская	41	Верхнекубинская-2; Ушаковская-1; Яровская-2

Табл. 2. Содержание $C_{орг}$ в аргиллитах нижнеюрских отложений Енисей-Хатангской НГО

Tab. 2. TOC content in Lower Jurassic argillites deposits of Yenisei-Khatanga petroleum region

Площадь	Свита	$C_{орг}$, % на породу	Число образцов
Зимняя	Лайдинская	1,24	2
	Левинская	0,64	2
Нижнехетская	Лайдинская	1,42	4
	Надояхская-китебюрская	0,85	2
	Левинская	1,07	5
Долганская	Лайдинская	1,51	2
	Надояхская-китербютская	1	5
Семеновская	То же	1,4	4
	Зимняя	1,32	3
Малохетская	Надояхская-китербютская	1,22	3
Суходудинская	То же	1	4
Джангодская	“	1,6	4
Рассохинская	“	0,99	2
	Левинская	0,5	1
Тундровая	Ладояхская-китербютская	1,1	9
	Левинская	1	7

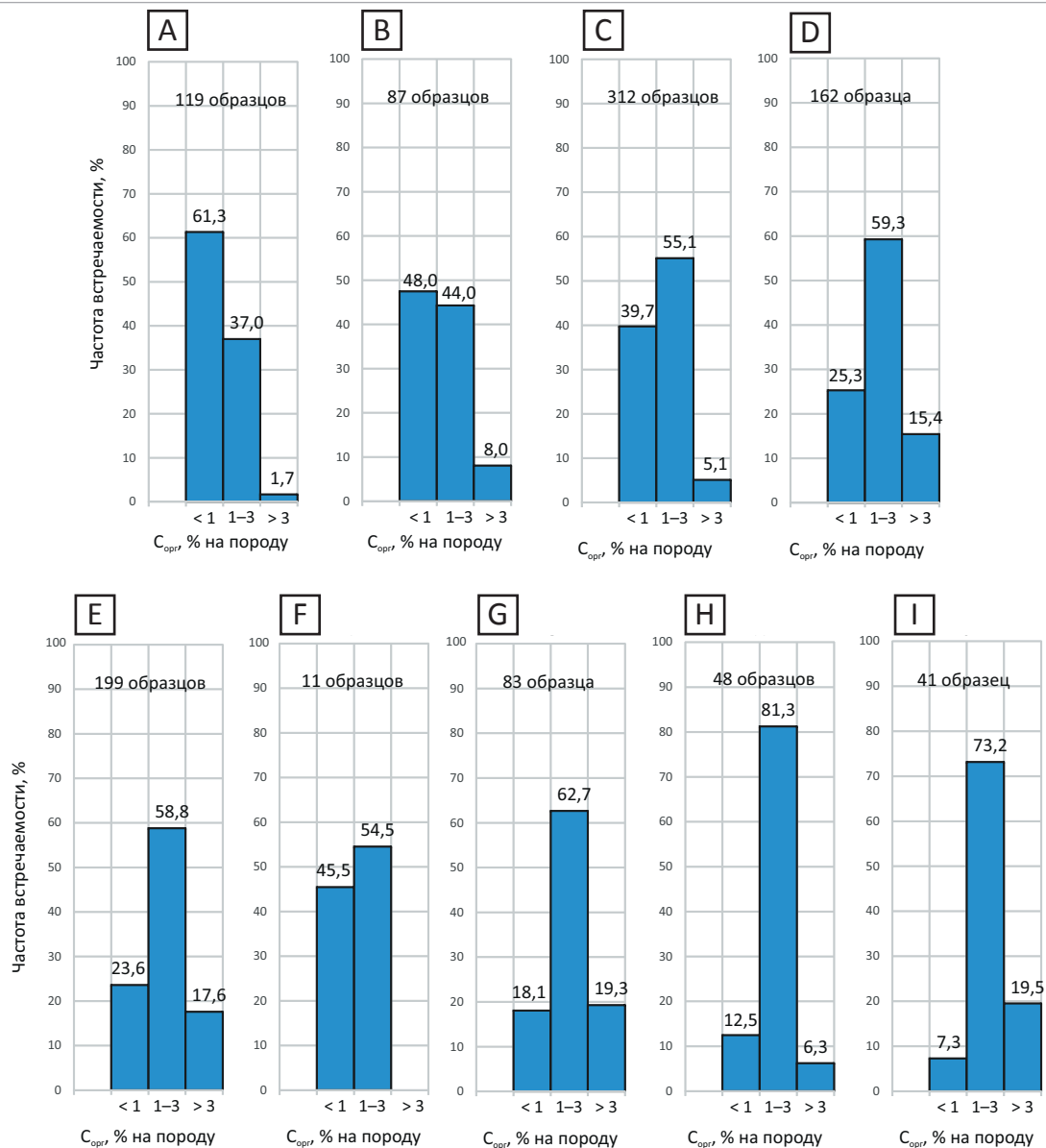
В изученных образцах керн нижнемеловых отложений, исследованных в объеме нижнехетской (K_{1nch}) и шуратовской (K_{1sh}) свит, преобладают концентрации $C_{орг} < 1$ %. Вместе с тем в отдельных скважинах (Аномальная-51, Пайяхская-4 и Яровская-2) в

подошве нижнемеловых отложений выделяются пачки пород, где концентрация $C_{орг}$ достигает 4,5 %.

По результатам исследований, выполненных методом Rock-Eval, ОВ в породах **ВЫМСКОЙ СВИТЫ** представлено преимущественно керогеном III типа

GEOCHEMICAL SURVEYS

Рис. 7. Гистограммы распределения концентрации $C_{орг}$ в мезозойских отложениях западной части Енисей-Хатангской НГО
Fig. 7. Histograms of TOC concentration distribution in Mesozoic deposits of the western part of Yenisei-Khatanga petroleum region



Свиты: А — нижнехетская (K_1nch), В — шуратовская (K_1sh), С — гольчихинская (J_2-K_1gl), D — яновстанская (J_3-K_1jan), E — сиговская (J_3sig), F — точинская (J_2-J_3tch), G — малышевская (J_2ml), H — леонтьевская (J_2ln), I — вымская (J_2wm)

Formations: A — Nizhnehetsky (K_1nch), B — Shuratovsky (K_1sh), C — Golchikhinsky (J_2-K_1gl), D — Yanovstansky (J_3-K_1jan), E — Sigovsky (J_3sig), F — Tochinsky (J_2-J_3tch), G — Malyshevsky (J_2ml), H — Leontievsky (J_2ln), I — Vymsky (J_2wm)

(рис. 8). В изученной коллекции образцы с углистыми включениями были встречены в разрезах скважин Верхнекубинская-2 и Ушаковская-1. Так, в скв. Ушаковская-1 при уровне зрелости ОВ, соответствующем градации MK_3 ($T_{max} = 460$ °C), остаточный генерационный потенциал для этих образцов варьирует от 12 до 8 мг УВ/г породы, водородный индекс — от 140 до 170 мг УВ/г $C_{орг}$.

Катагенетическая зрелость ОВ вымской свиты изменяется от градации MK_2 в скв. Горчинская-1 (3490 м) до MK_4 — в скв. Верхнекубинская-2 (4190 м).

В леонтьевской свите степень преобразованности ОВ практически во всех изученных образцах достигла градации MK_3 , а в скважинах Верхнекубинская-2 и Яровская-2 нефтегазоматеринские породы вошли в главную зону газообразования (MK_4). Водородный индекс из-за сильного катагенеза не превышает 90 мг УВ/г $C_{орг}$. В скв. Дерябинская-9 преобразованность ОВ зафиксирована на начальных стадиях катагенеза MK_2 ($T_{max} = 444$ °C), что при значении водородного индекса 120 мг УВ/г $C_{орг}$ свидетельствует о преимущественно гумусовом типе ОВ.

По углеводородно-генерационному потенциалу нефтегазоматеринские породы **малышевской свиты** характеризуются как преимущественно газогенерационные. Так, на Дерябинской площади при $T_{\max} = 440^\circ\text{C}$ (МК_1) водородный индекс не превышает 150 мг УВ/г $C_{\text{орг}}$, что свидетельствует о преобладании в составе ОВ гумусовых компонентов, как и в скв. Яковлевская-2, где при $T_{\max} = 437\text{--}438^\circ\text{C}$ водородный индекс не превышает 140 мг УВ/г $C_{\text{орг}}$. Однако в разрезе встречаются высокоуглеродистые прослои ($C_{\text{орг}} > 30\%$ на породу), остаточный генерационный потенциал которых достигает 100 мг УВ/г породы, $\text{HI} = 300$ мг УВ/г $C_{\text{орг}}$. Высокоуглеродистые интервалы в разрезе малышевской свиты встречены в скважинах Турковская-1, Ушаковская-1, Яровская-2.

Максимальная степень преобразованности малышевской свиты зафиксирована в скважинах Пайяхская-1 и Южно-Носковская-318, где на глубине 4150–4200 м катагенетическая зрелость ОВ малышевской свиты достигает градации МК_4 ($T_{\max} = 480\text{--}485^\circ\text{C}$).

Исходя из структурно-фациального районирования [27] рассматриваемой территории, в разрезе **келловей-верхнеюрских** отложений выделяется два структурно-фациальных района. В Гыданском структурно-фациальном районе келловей-верхнеюрские отложения представлены гольчихинской свитой. В Тазо-Хетском структурно-фациальном районе в данном стратиграфическом интервале выделены яновстанская, сиговская и точинская свиты.

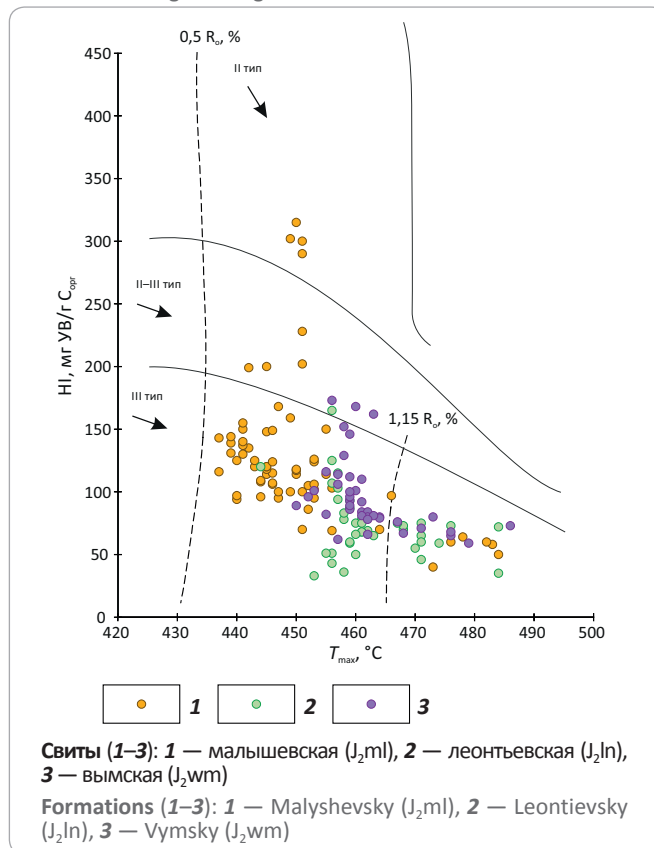
По результатам исследований, выполненных методом Rock-Eval, в Тазо-Хетском структурно-фациальном районе нефтегазоматеринские породы, ОВ которых имеет преимущественно сапропелевый состав (кероген II и II–III типов), выделяются в разрезе яновстанской и сиговской свит. На начальных стадиях катагенеза значения водородного индекса для этих пород варьируют от 350 до 200 мг УВ/г $C_{\text{орг}}$ (рис. 9).

Отложения **яновстанской свиты** наиболее полно охарактеризованы на Пайяхской площади в скв. 4 (рис. 10), где детальный отбор керна по всему интервалу свиты позволил определить средневзвешенное по мощности содержание $C_{\text{орг}}$, составляющее 2,8 % на породу. Так, в кровле свиты выделяется толща мощностью около 50 м, представленная черными аргиллитами с содержанием $C_{\text{орг}} = 3\text{--}5\%$. Средневзвешенное по мощности содержание органического углерода в верхней части разреза яновстанской свиты достигает 3,5–3,7 % на породу. Остаточный генерационный потенциал керогена (S_2) варьирует от 5 до 10 мг УВ/г породы, HI составляет ~ 300 мг УВ/г $C_{\text{орг}}$ при $T_{\max} = 440\text{--}445^\circ\text{C}$, что соответствует пику нефтяного окна.

Вниз по разрезу яновстанской свиты наблюдается снижение концентрации $C_{\text{орг}}$ и уменьшение доли сапропелевых компонентов в составе ОВ. Средневзвешенная по мощности концентрация $C_{\text{орг}}$ в нижней части свиты составляет 1,8 % на породу.

Рис. 8. Зависимость $\text{HI} - T_{\max}$ для среднеюрских отложений западной части Енисей-Хатангской НГО и прилегающих районов

Fig. 8. A cross-plot of hydrogen index (HI) versus maximum pyrolysis temperature (T_{\max}) dependence for Middle Jurassic deposits in the western part of Yenisei-Khatanga petroleum region and neighbouring areas



В скв. Горчинская-1, по результатам пиролитических исследований 4-метрового интервала аргиллитов в верхней части яновстанской свиты, обогащенность органическим углеродом достигает 6 % на породу. Значения водородного индекса составляют 300–350 мг УВ/г $C_{\text{орг}}$ при $T_{\max} = 430^\circ\text{C}$. По комплексу каротажных данных можно предположить, что в разрезе скважины мощность прослоев с аналогичными характеристиками может достигать 40 м.

В скв. Пайяхская-1, в исследованном 6-метровом интервале яновстанской свиты, концентрации $C_{\text{орг}}$ в отдельных образцах достигают 4,3 % на породу. При $T_{\max} = 440\text{--}442^\circ\text{C}$ значения HI варьируют от 340 до 240 мг УВ/г $C_{\text{орг}}$. По результатам интерпретации материалов ГИС можно предположить наличие в яновстанской свите до 35 м отложений со схожими пиролитическими характеристиками.

На Озерной площади в скв. 10 отложения яновстанской свиты были исследованы в интервалах, приуроченных к ее нижней части. Детальный отбор образцов из 25-метровой пачки алевроаргиллитов позволил определить средневзвешенное по мощности содержание $C_{\text{орг}}$, равное 1,5 % на породу.

GEOCHEMICAL SURVEYS

Рис. 9. Зависимость HI – T_{\max} для келловей-верхнеюрских отложений Гыданского и Тазо-Хетского структурно-фациальных районов

Fig. 9. A cross-plot of hydrogen index (HI) versus maximum pyrolysis temperature (T_{\max}) dependence for Callovian - Upper Jurassic deposits in Gydan and Taz-Kheta structure-facies regions

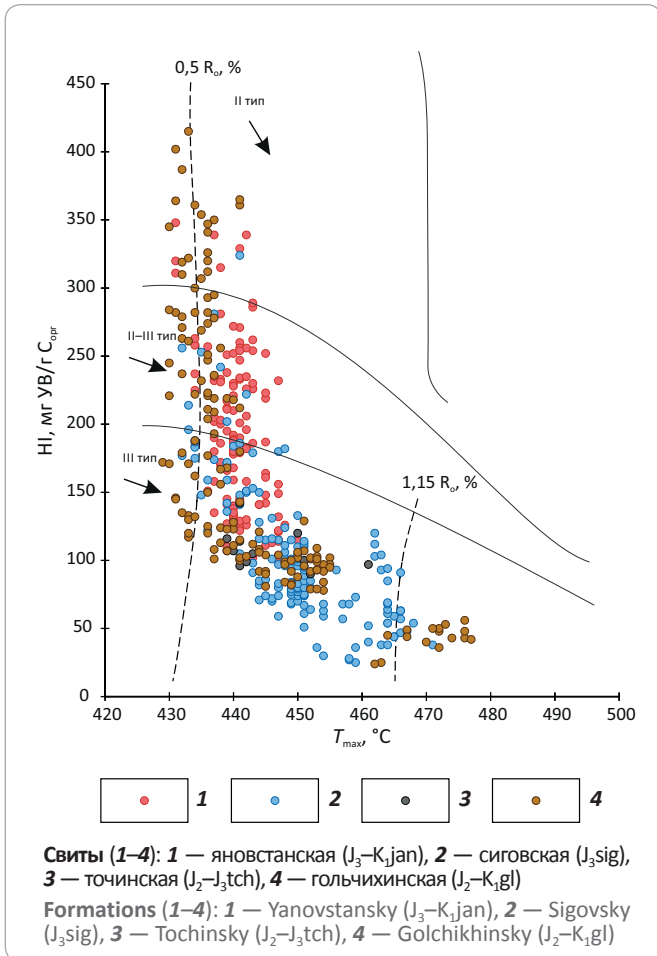
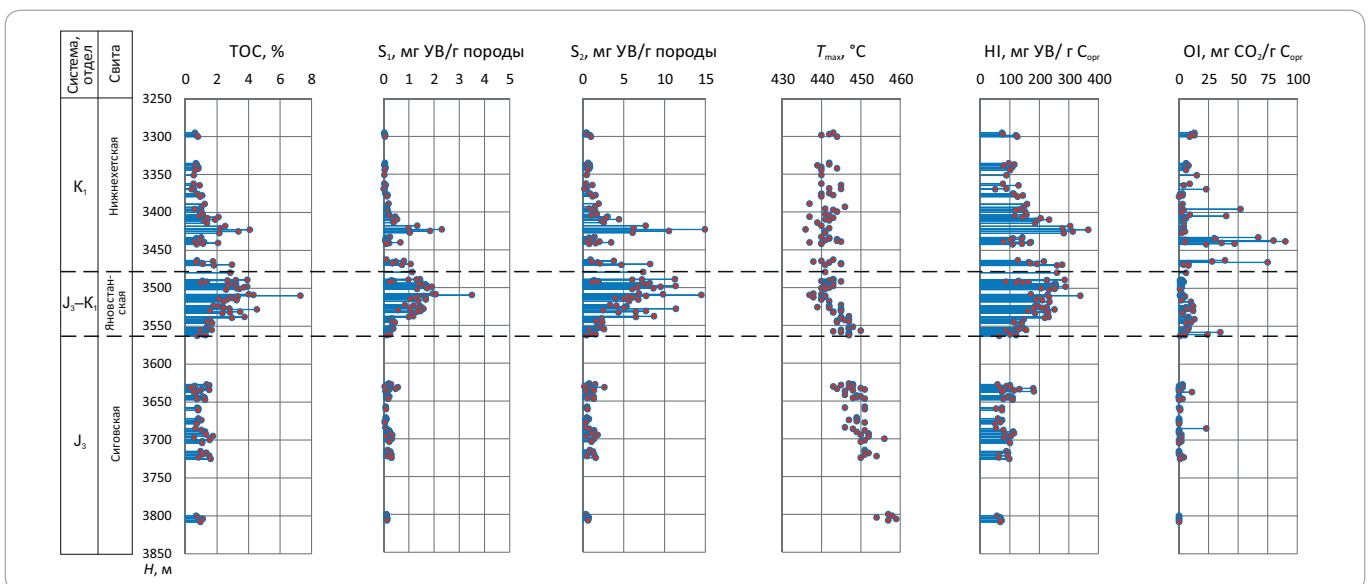


Рис. 10. Геохимический разрез скв. Пайяхская-4

Fig. 10. Geochemical log of TOC/Rock-Eval results for the Payyakhka-4 well



По данным пиролиза, органическое вещество отложений яновстанской свиты в этом разрезе характеризуется меньшей долей сапропелевой составляющей по сравнению с Пайяхской площадью, несмотря на более низкую катагенетическую зрелость. Значения водородного индекса не превышают 250 мг УВ/г $C_{орг}$, несмотря на более низкий уровень катагенеза ($T_{\max} = 435-440$ °C).

В отложениях **сиговской свиты** нефтегазоматеринские породы с преобладанием сапропелевых компонентов были встречены на Сузунско-Ванкорском валу в скв. Сузунская-4. Опробованы две 5-метровые пачки темно-серых аргиллитов и алевролитов, приуроченные к середине интервала свиты (рис. 11). Средневзвешенное содержание органического углерода для этих пачек составляет 2,3 % на породу. Отложения характеризуются повышенным водородным индексом, составляющим в среднем 200–250 мг УВ/г $C_{орг}$ и достигающим в отдельных образцах 320 мг УВ/г $C_{орг}$, что при $T_{\max} = 430-435$ °C (ПК₃-МК₁) свидетельствует о существенной доле сапропелевой составляющей в ОВ.

Повышенные концентрации органического углерода были отмечены в подошве сиговской свиты в скв. Пайяхская-1, где выделяется 20-метровая пачка темно-серых аргиллитов (глубина 4000–4020 м), средневзвешенная концентрация $C_{орг}$ в которых составляет более 5 % на породу. При значении $T_{\max} = 465-470$ °C, которое свидетельствует о вхождении данной толщи в главную зону газообразования, наблюдается высокий остаточный генерационный потенциал керогена (S_2) — до 10 мг УВ/г породы, HI достигает 100 мг УВ/г $C_{орг}$ (рис. 12).

В скв. Пайяхская-3, где отложения сиговской свиты вскрыты на 10 м, средневзвешенное по мощности содержание $C_{орг}$ в темно-серых алевролитах этой

Рис. 11. Геохимический разрез скв. Сузунская-4

Fig. 11. Geochemical log of TOC/Rock-Eval results for the Suzunsky-4 well

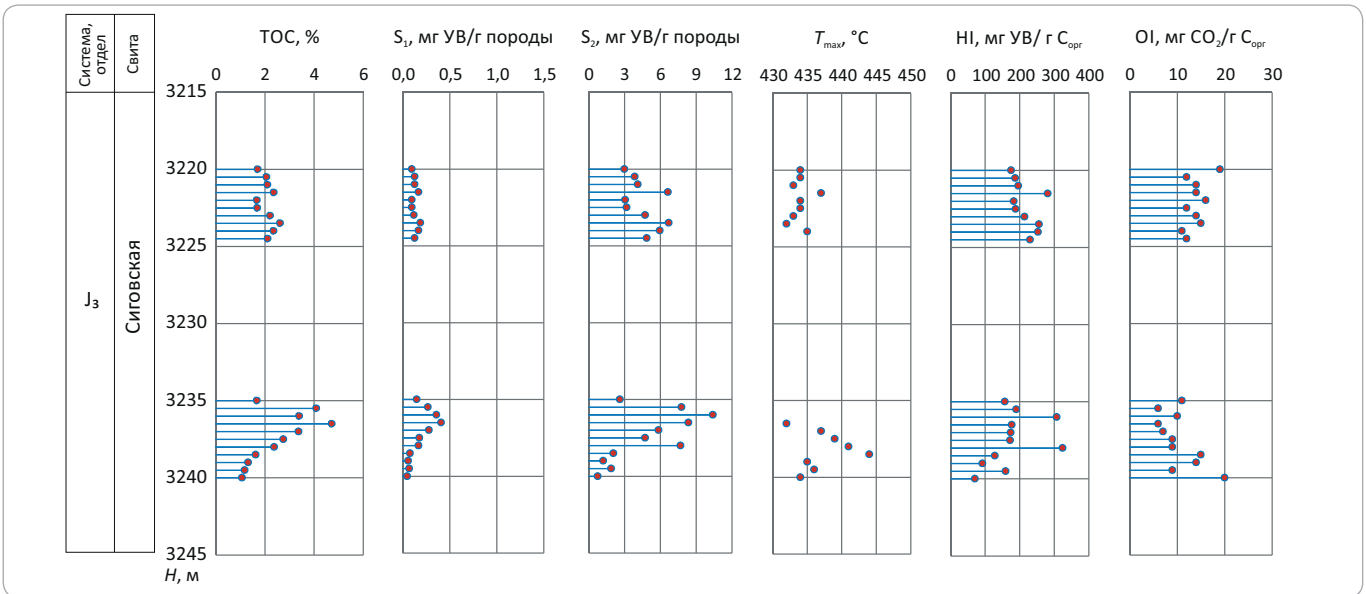
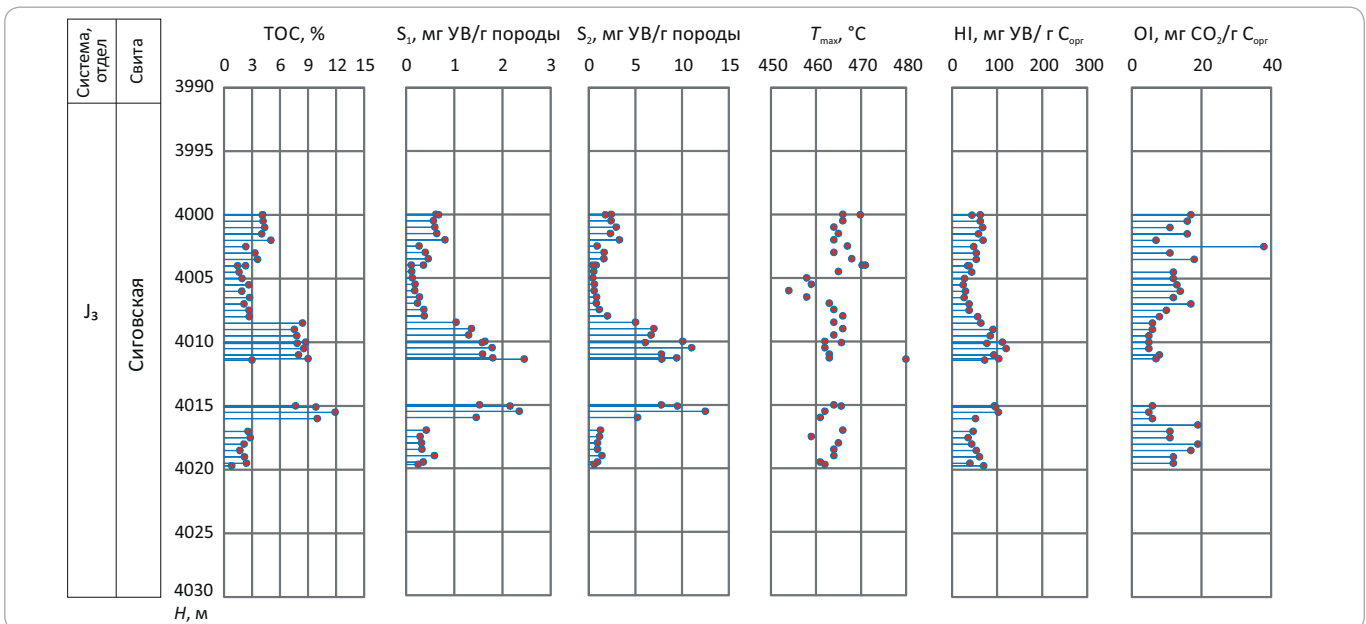


Рис. 12. Геохимический разрез скв. Пайяхская-1

Fig. 12. Geochemical log of TOC/Rock-Eval results for the Payyakha-1 well



пачки составляет 1,8 % на породу. Значение S₂ для этой пачки варьирует от 5 до 2 мг УВ/г породы, значения водородного индекса — от 240 до 150 мг УВ/г C_{орг} при T_{max} = 440 °С, что свидетельствуют о преимущественно гумусовом типе ОВ.

На Озерной площади в скважинах 8 и 10 по результатам исследований, выполненных методом Rock-Eval, выделяются пачки темно-серых аргиллитов и алевролитов мощностью от 10 до 20 м с повышенным содержанием органического углерода. Так, в скв. Озерная-10, в нижней части разреза сиговской

свиты, выделяется 20-метровая пачка аргиллитов со средневзвешенным по мощности содержанием C_{орг} равным 2,6 % на породу. Толща характеризуется повышенным остаточным генерационным потенциалом (S₂), равным в среднем 2,5 мг УВ/г породы. При T_{max} = 450 °С значения водородного индекса составляют около 80 мг УВ/г C_{орг}. Отложения находятся в главной зоне нефтеобразования, однако невысокий водородный индекс свидетельствует о том, что ОВ представлено преимущественно гумусовыми компонентами.

В скв. Верхнекубинская-2, в подошве сиговской свиты, мощность которой на этой площади достигает 550 м, выделяется 50-метровая пачка темно-серых алевролитов, средневзвешенное по мощности содержание органического углерода составляет в ней 3,4 % на породу. Остаточный генерационный потенциал варьирует от 1,5 до 6,6 мг УВ/г породы. Среднее значение водородного индекса для этой пачки, не превышающее 100 мг УВ/г $C_{орг}$ при $T_{max} = 445-450$ °С (МК₂), свидетельствует о преимущественно гумусовом типе керогена.

В **точинской свите** образцы с наименее преобразованным ОВ были проанализированы в скв. Горчинская-1, где при $T_{max} = 440$ °С водородный индекс не превышает 150 мг УВ/г $C_{орг}$, что свидетельствует о гумусовом типе ОВ.

В *Гыданском структурно-фациальном районе* келловей-верхнеюрские отложения представлены нерасчлененной толщей гольчихинской свиты.

В верхней части разреза гольчихинской свиты, как и в яновстанской свите, выделяются пачки пород, ОВ которых представлено преимущественно керогеном II типа. Органическое вещество нефтегазоматеринских пород нижней части гольчихинской свиты, как и в большинстве изученных разрезов сиговской свиты, относится преимущественно к керогену III типа. Сопоставление разрезов по типу керогена при одном и том же уровне катагенеза позволяет выделить в гольчихинской свите уровни, схожие по генерационным характеристикам как с яновстанской, так и сиговской свитами (см. рис. 9).

Для нижней части разреза сравнение может быть затруднено из-за выравнивания значений водородного индекса для разных типов ОВ, вызванного катагенезом. При $T_{max} > 460$ °С такое сравнение не имеет смысла.

Сопоставление разрезов по геохимическим параметрам в целом согласуется и с седиментационной моделью юрских отложений для этой территории [4], где в разрезе гольчихинской свиты были прослежены уровни, отнесенные к стратиграфическим аналогам яновстанской, сиговской и точинской свит.

По результатам исследований на Дерябинской площади в кровле гольчихинской свиты были прослежены пачки темно-серых аргиллитов с содержанием органического углерода 2–4 %. Так, в скв. Дерябинская-5 выделяется 10-метровый прослой аргиллитов, средневзвешенная по мощности концентрация $C_{орг}$ в которых составляет 2,5 %. В 5-метровом интервале керна в скв. Дерябинская-6 средневзвешенное по мощности содержание органического углерода в темно-серых пиритизированных аргиллитах оценено в 1,8 %. По результатам исследования методом Rock-Eval, органическое вещество этих отложений характеризуется высоким генерационным потенциалом ($S_2 = 5-15$ мг УВ/г породы), высоким водородным индексом (НИ = 250–400 мг УВ/г $C_{орг}$) при относитель-

но невысоких T_{max} (430–435 °С). Уровень катагенетической преобразованности ОВ соответствует начальным градациям мезокатагенеза, т. е. верхам ГЗН.

На Яковлевской площади в скв. 2, в верхней части разреза гольчихинской свиты, выделяется 20-метровая пачка, обогащенная $C_{орг}$ со средневзвешенным содержанием 2,9 % (рис. 13).

По данным пиролиза, значение водородного индекса в этой пачке составляет 300–350 мг УВ/г $C_{орг}$ при $T_{max} = 430$ °С, что свидетельствует о значительном вкладе сапропелевой составляющей в состав ОВ.

В пределах Танамско-Малохетского мегавала в скважинах Пеляткинская-15 и Ушаковская-1, в верхней части гольчихинской свиты, выделяются 20-метровые пачки черных и темно-серых аргиллитов со средневзвешенным по мощности содержанием $C_{орг}$ равным 2 % на породу (рис. 14).

По углеводородно-генерационному потенциалу отложения этих пачек можно охарактеризовать как хорошие нефтегазоматеринские породы. Остаточный генерационный потенциал керогена (S_2) составляет 5–10 мг УВ/г породы, НИ достигает 350 мг УВ/г $C_{орг}$ при $T_{max} = 435$ °С, что свидетельствует о вхождении данных толщ в главную зону нефтеобразования.

В разрезе гольчихинской свиты в скв. Турковская-1, в интервале 3137,7–3160,6 м, выделяется пачка темно-серых аргиллитов и алевролитов мощностью более 20 м, средневзвешенное по мощности содержание $C_{орг}$ в которых составляет 2,9 % на породу. Значения водородного индекса для данной пачки варьируют от 250 до 300 мг УВ/г $C_{орг}$ при $T_{max} = 440$ °С. Остаточный генерационный потенциал составляет 3–7 мг УВ/г породы.

Яновстанская свита и ее стратиграфические аналоги в гольчихинской свите входят в главную зону нефтеобразования примерно на глубине 2950–3000 м. Это отложения с Дерябинской, Яковлевской, Горчинской площадей, тектонически приуроченных к бортам Енисей-Хатангского прогиба.

В осевых, наиболее погруженных зонах прогиба на глубине 3500–3600 м нефтегазоматеринские породы достигают пика нефтяного окна. Это отложения с Пайяхской и Байкаловской площадей.

Для изученной коллекции образцов гольчихинской свиты катагенез органического вещества для уровней, отнесенных к стратиграфическим аналогам яновстанской свиты, несколько ниже. Температурный интервал T_{max} составляет 430–440 °С, что соответствует градациям ПК₃–МК₁ (см. рис. 9). Данные толщи находятся в начале главной зоны нефтеобразования.

Нефтегазоматеринские породы сиговской свиты и ее стратиграфических аналогов в разрезе гольчихинской свиты входят в главную зону нефтеобразования примерно на глубине 3100–3150 м.

Рис. 13. Геохимический разрез скв. Яковлевская-2
Fig. 13. Geochemical log of TOC/Rock-Eval results for the Yakovlevsky-2 well

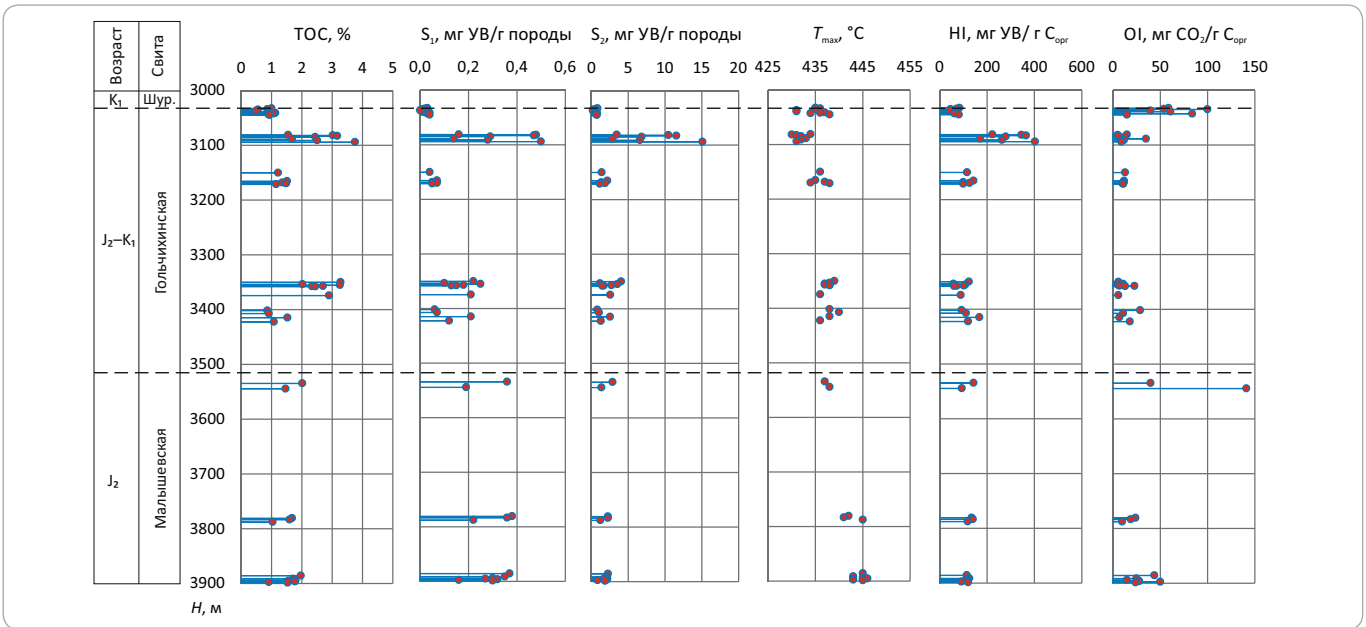
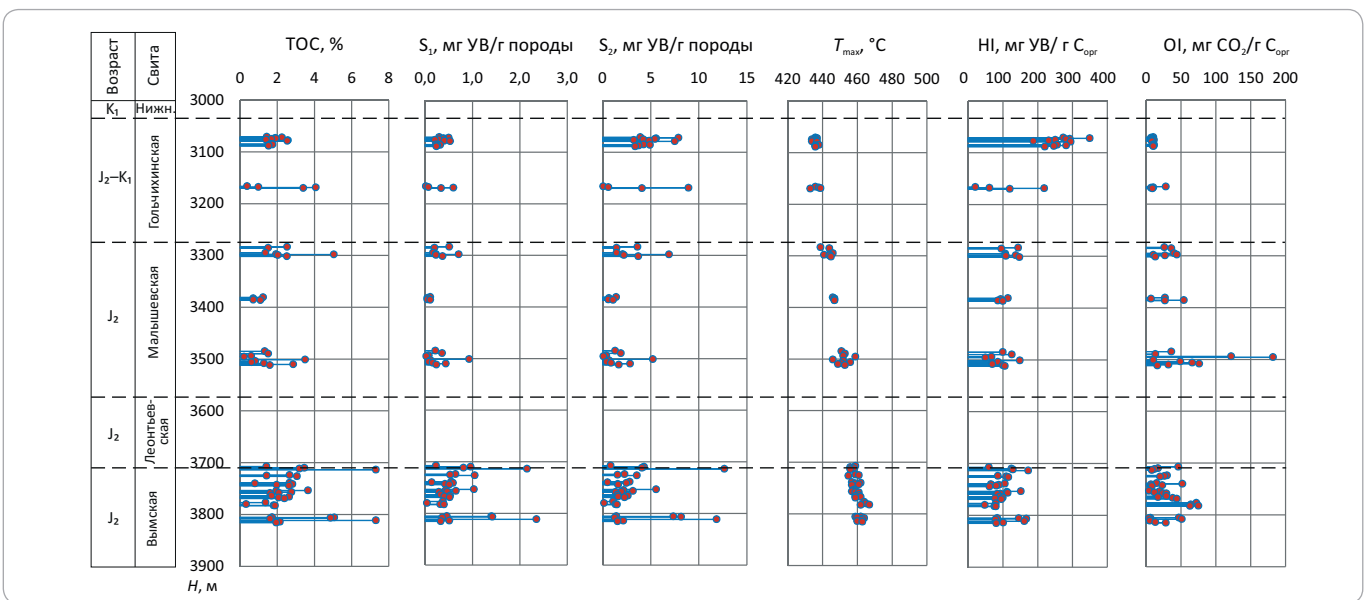


Рис. 14. Геохимический разрез скв. Ушаковская-1
Fig. 14. Geochemical log of TOC/Rock-Eval results for the Ushakovsky-1 well



Степень преобразованности ОВ, соответствующая градациям ПК₃–МК₁, была определена на Дерябинской, Горчинской, Озерной и Сузунской площадях. Степень зрелости, соответствующая градациям МК₃–МК₄ (T_{max} = 465 °C), зафиксирована на Пайяхской и Южно-Носковской площадях на глубине 3950–4000 м.

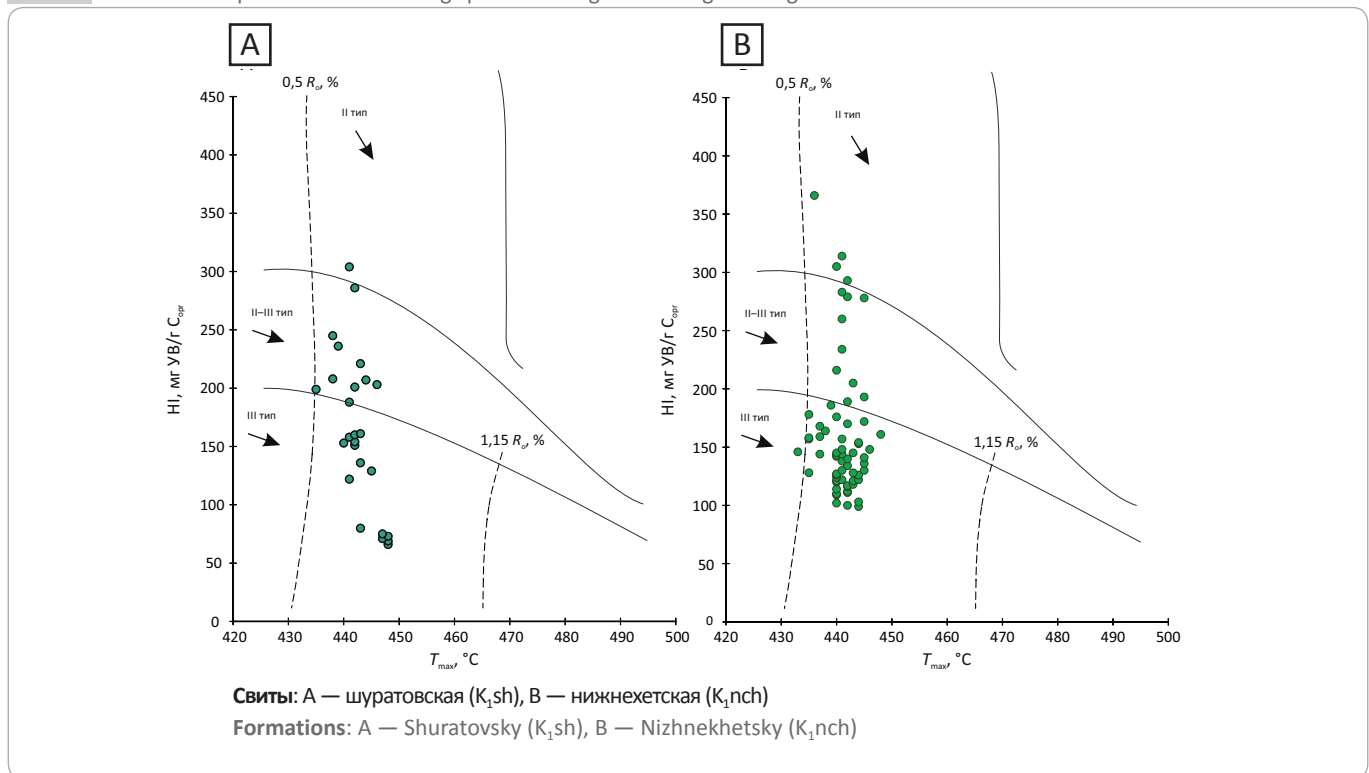
Наиболее преобразованное ОВ в разрезе келловей-верхнеюрских отложений было зафиксировано в образцах пород из скв. Южно-Носковская-318. Нефтегазоматеринские породы достигли главной зоны

газообразования (ГЗГ), где при T_{max} = 470–475 °C водородный индекс варьирует от 50 до 30 мг УВ/г C_{орг}.

В разрезе **нижнемеловых** отложений присутствуют материнские породы, генерационный потенциал которых позволяет рассматривать их в качестве возможных источников не только газов, но и жидких углеводородов (рис. 15). Так, в скважинах Яровская-2 (шуратовская свита) и Пайяхская-4 (нижнехетская свита), в подошве нижнемеловых отложений, выделяются пакки аргиллитов мощностью до 20 м, средневзвешенные по мощности concentra-

GEOCHEMICAL SURVEYS

Рис. 15. Зависимость $HI - T_{max}$ для нижнемеловых отложений западной части Енисей-Хатангской НГО и прилегающих районов
Fig. 15. A cross-plot of hydrogen index (HI) versus maximum pyrolysis temperature (T_{max}) dependence for Lower Cretaceous deposits in the western part of Yenisei-Khatanga petroleum region and neighbouring areas



ции $C_{орг}$ в которых составляют 2,2 и 2,6 % на породу соответственно, остаточный генерационный потенциал S_2 варьирует от 5 до 10 мг УВ/г породы, HI — от 250 до 350 мг УВ/г $C_{орг}$ при $T_{max} = 440$ °С. Это свидетельствует о существенном вкладе в ОВ сапропелевой составляющей. Геохимические разрезы для этих скважин приведены на рис. 10, 16.

В разрезе шуратовской свиты в скв. Аномальная-51 фиксируются 1–2-метровые пропластки темно-серых аргиллитов с концентрацией $C_{орг}$ до 3,8 % на породу. Однако по результатам исследований, проведенных методом Rock-Eval, значения водородного индекса для этих пачек не превышают 200 мг УВ/г $C_{орг}$ при $T_{max} = 435$ °С. Невысокий генерационный потенциал на начальных стадиях мезокатагенеза свидетельствует о преобладании в составе ОВ гумусовой составляющей.

Таким образом, в среднеюрских отложениях распространено ОВ преимущественно гумусового типа. В большинстве изученных разрезов материнские породы характеризуются невысоким генерационным потенциалом. В разрезах отложений мальшевской и вымской свит присутствуют высокоуглеродистые прослои, концентрация органического углерода в которых достигает первых десятков процентов. Вопрос о генерационных возможностях этих пород и их вкладе в генерацию не только газообразных, но и жидких УВ требует дополнительного изучения.

В отложениях яновстанской и в верхней части разреза гольчихинской свит преобладают материнские породы, содержащие ОВ преимущественно сапропелевого типа. Прослои, обогащенные сапропелевым ОВ, присутствуют также и в отдельных интервалах сиговской свиты (скважины Пайяхские-3, 4; Сузунская-4). Средневзвешенное по мощности содержание $C_{орг}$ в этих прослоях достигает 3–4 % на породу. Значения водородного индекса варьируют от 350 мг УВ/г $C_{орг}$ при $T_{max} = 430$ °С (MK_1) до 100 мг УВ/г $C_{орг}$ при $T_{max} = 447$ °С (MK_2).

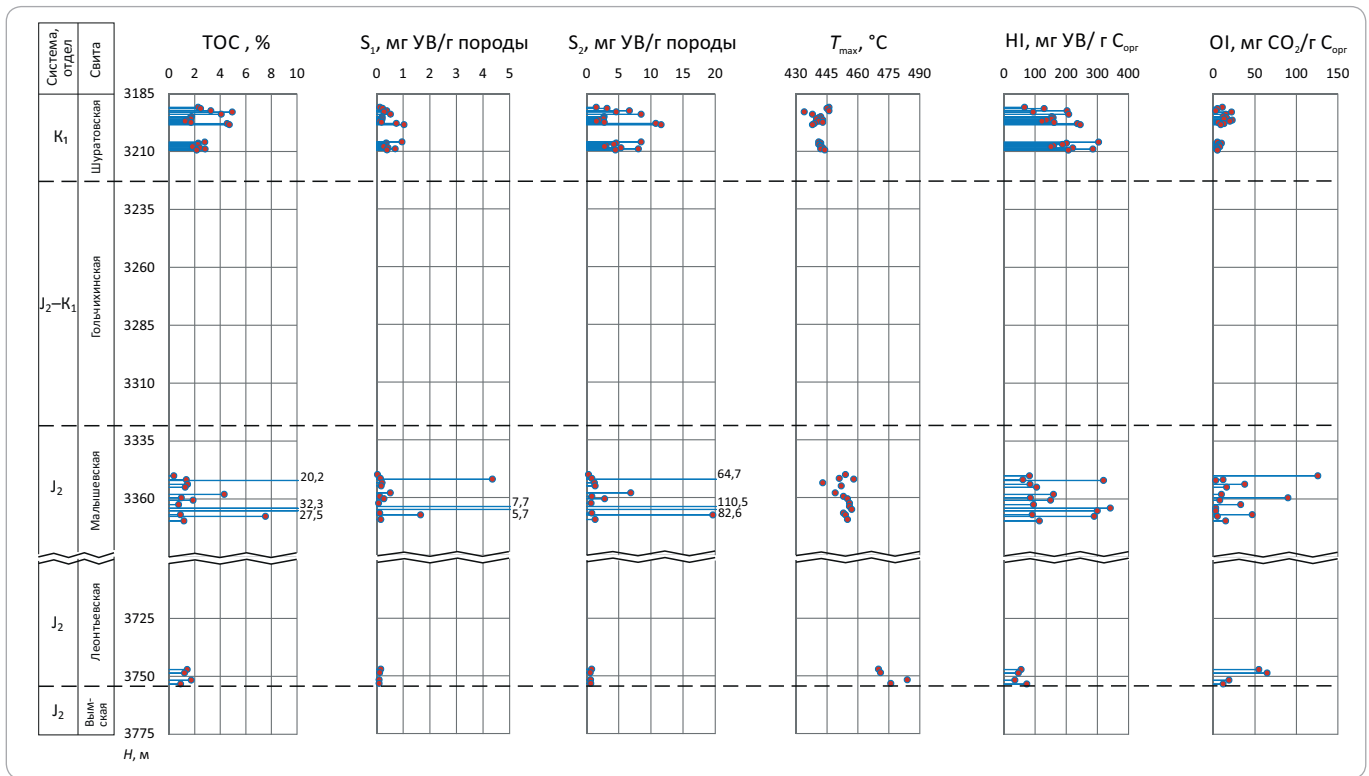
В большинстве изученных разрезов нижнехетской и шуратовской свит присутствует смешанное сапропелево-гумусовое вещество. По углеводородно-генерационному потенциалу породы характеризуются как бедные, преимущественно газоматеринские.

Вместе с тем на ряде площадей в подошве нижнемеловых отложений выделяются прослои материнских пород мощностью около 20 м, в составе ОВ которых преобладает сапропелевая составляющая (скважины Яровская-2, Пайяхская-4). Генерационный потенциал керогена ($HI = 250$ мг УВ/г $C_{орг}$) и его катагенетическая зрелость ($T_{max} = 440$ °С, MK_1) позволяют рассматривать такие прослои в качестве возможного источника жидких УВ.

Катагенетическая зрелость ОВ в изученных нижнемеловых отложениях соответствует грациям

Рис. 16. Геохимический разрез скв. Яровская-2

Fig. 16. Geochemical log of TOC/Rock-Eval results for the Yarovsky-2 well



ПК₃–МК₁ и лишь в наиболее погруженных участках Енисей–Хатангского регионального прогиба (скважины Южно-Носковская-318, Пайяхские-1, 4) достигает градации МК₂.

Мезозойские отложения восточной части Енисей-Хатангской НГО и прилегающих районов

Терригенный комплекс триаса исследован по немногочисленным образцам керн из восточной части Енисей–Хатангского прогиба и Анабаро-Хатангской седловины (Волочанская, Логатская и Улаханская площади).

В скв. Волочанская-1, в интервале глубин 1780–2298 м, среднее содержание органического углерода в отложениях триаса (Т₂–Т₃) по 21 изученному образцу керн составляет 1 % на породу. На глубине 2297 м выделяется 1-метровый интервал черных аргиллитов, где концентрация С_{орг} превышает 10 % на породу. Однако низкие значения водородного индекса (100–140 мг УВ/г С_{орг} при Т_{max} = 440 °С) характеризуют эти толщи как преимущественно газоматеринские. Катагенетическая преобразованность ОВ триаса, установленная по параметру Т_{max}, изменяется от МК₁ на Волочанской и Улаханской площадях (Т_{max} = 440 °С) до МК₂ на Логатской площади (Т_{max} = 445–450 °С).

По результатам изучения образцов отложений триаса из обнажений мыса Цветкова, расположенного на восточном побережье п-ова Таймыр, среднее

содержание органического углерода по изученной выборке (60) не превышает 0,6 % на породу. Низкие значения параметров пиролиза для большинства изученных образцов не позволяют отнести эти породы к материнским. По единичным образцам, для которых значения остаточного генерационного потенциала (S₂) позволяют интерпретировать результаты, можно заключить, что ОВ триасовых отложений содержит кероген III типа и достигло катагенетической зрелости, соответствующей градации МК₁ (HI = 100–140 мг УВ/г С_{орг}; Т_{max} = 435–440 °С).

Нижнеюрские отложения изучены по разрезам скважин Балахнинская-1, Кубалахская-1 и Новая-2.

По результатам исследований, проведенных методом Rock-Eval в нижнеюрских отложениях скв. Балахнинская-1, в интервале 2790–3100 м выделяются пачки пород мощностью до 3 м, концентрация С_{орг} в которых не превышает 1,4 %. Остаточный генерационный потенциал HI = 130–190 мг УВ/г С_{орг} при Т_{max} = 450–460 °С (МК₂–МК₃) позволяет отнести их к газоматеринским.

В изученном интервале нижнеюрских отложений скв. Кубалахская-1 (3360–3596 м) выделяются 10-метровые пачки аргиллитов, концентрация С_{орг} в которых варьирует от 0,6 до 1,6 %. Значения водородного индекса, достигающие 210 мг УВ/г С_{орг} при Т_{max} = 441–445 °С (МК₁–МК₂), свидетельствуют о повышенной доле сапропелевых компонентов в составе ОВ.

В отложениях нижней юры в скв. Новая-2 содержание органического углерода в изученном интервале (2920–3320 м) варьирует от 0,7 до 1,4 %. Катагенетическая зрелость ОВ этих отложений, определенная по $T_{\max} = 450\text{--}465$ °С, соответствует градациям МК₂–МК₃. Значения НІ не превышают 110 мг УВ/г С_{орг}. По углеводородно-генерационному потенциалу данные материнские толщи характеризуются как удовлетворительные, преимущественно газоматеринские.

Среднеюрские отложения восточной части Енисей-Хатангского прогиба изучены по разрезам скважин Кубалахской и Балахнинской площадей, скважин Логатская-361, Массоновская-363 и Новая-2.

В разрезе скв. Восточно-Кубалахская-357 среднеюрские отложения изучены в интервале 2720–3650 м. Разрез представлен преимущественно серыми алевроаргиллитами. Концентрация С_{орг} для этой толщи варьирует от 1,5 до 3,5 % на породу. Однако низкие значения водородного индекса, не превышающие 195 мг УВ/г С_{орг} при $T_{\max} = 430\text{--}440$ °С (ПК₃–МК₁), указывают на преимущественно гумусовый тип ОВ.

В скв. Западно-Кубалахская-359 среднеюрские отложения исследованы в интервале 2900–3607 м. Концентрация С_{орг} в отдельных образцах темно-серых аргиллитов достигает 4 % на породу, но в среднем по разрезу составляет 2–3 % на породу. Значения НІ = 110–190 мг УВ/г С_{орг} при $T_{\max} = 430\text{--}440$ °С (ПК₃–МК₁) характеризуют эти толщи как преимущественно газоматеринские.

Для изученного среднеюрского интервала (2860–3150 м) разреза скв. Логатская-361 характерна концентрация С_{орг} не более 1,7 % на породу. Катагенез ОВ этих отложений несколько выше, чем на Кубалахской площади и находится в пределах градаций ПК₃–МК₂ ($T_{\max} = 435\text{--}445$ °С). Водородный индекс в среднем не превышает 150 мг УВ/г С_{орг}, что характеризует данные толщи как газоматеринские.

Отложения верхней юры исследованы в скважинах Массоновская-363, Логатская-361 и скважинах Кубалахской площади. По данным исследований, проведенных методом Rock-Eval, наибольший интерес представляет 10-метровая пачка черных аргиллитов в интервале глубин 4198–4209 м в скв. Массоновская-363. Средневзвешенная концентрация органического углерода этой пачки составляет 6 % на породу. Значения водородного индекса достигают 250 мг УВ/г С_{орг} при катагенетической зрелости, соответствующей градации МК₂ ($T_{\max} = 445$ °С), что характеризует эти породы как возможный источник жидких УВ.

Катагенетическая зрелость ОВ верхнеюрских отложений, за исключением скв. Массоновская-363, соответствует градации ПК₃ – началу МК₁.

В аргиллитах и алевролитах юрских отложений мыса Цветкова средняя концентрация С_{орг} для изученной коллекции (45 образцов) не превышает 1 % на

породу. По углеводородно-генерационному потенциалу юрские материнские породы характеризуются как бедные, преимущественно газоматеринские. Значения водородного индекса варьируют от 100 до 130 мг УВ/г С_{орг} и лишь в отдельных образцах достигают 200 мг УВ/г С_{орг}. Катагенетическая зрелость ОВ юрских отложений, исходя из значений $T_{\max} = 430\text{--}438$ °С, соответствует градации ПК₃ – началу МК₁.

Юрские отложения в Анабаро-Хатангской седловине большей частью не достигли главной зоны нефтеобразования и не могут рассматриваться в качестве нефтепроизводящих.

Новые данные о геохимических характеристиках верхнемеловых отложений Енисей-Хатангской НГО получены по результатам исследований образцов из обнажений на Хетском участке, расположенном в юго-восточной краевой части Енисей-Хатангского прогиба. Наиболее высокими концентрациями С_{орг} в изученной коллекции обладают отложения, представленные хетской (К₂ht), мутинской (К₂mt) и кресты-юряхской (К₂kj) свитами. Средние содержания органического углерода составляют от 0,82 % (мутинская свита) до 1,49 % (кресты-юряхская свита) на породу.

Однако по результатам исследований, проведенных методом Rock-Eval, в большей части проанализированных образцов практически полностью отсутствует нефтегенерационный потенциал (S₂ не превышает 0,2 мг УВ/г породы). По значениям НІ и T_{\max} для единичных образцов можно предположить, что ОВ верхнемеловых отложений Хетского участка представлено главным образом керогеном III типа, катагенетическая зрелость не превышает градации ПК₃ (НІ = 100 мг УВ/г С_{орг}, $T_{\max} = 430\text{--}433$ °С).

Заключение

На основании проведенных геохимических исследований ОВ нефтегазоматеринские толщи установлены практически по всему разрезу мезозойских отложений Гыданской и Енисей-Хатангской НГО.

Нефтегазоматеринские породы триаса, изученные главным образом в восточной части Енисей-Хатангской НГО и по обнажениям мыса Цветкова, по углеводородно-генерационному потенциалу характеризуются как бедные, преимущественно газоматеринские. Преобразованность ОВ не превышает градации МК₂.

В изученных отложениях нижней юры не выделяются толщи, значительно обогащенные органическим углеродом. ОВ представлено преимущественно керогеном III типа. Катагенетическая зрелость соответствует градациям от МК₂ на Балахнинском валу до начала МК₃ – в скв. Гыданская-130.

В разрезе среднеюрских отложений наибольший интерес с точки зрения возможности генерации жидких УВ представляют высокообогащенные ОВ про-

слои в вымской и малышевской свитах, характеризующиеся повышенной концентрацией $C_{орг}$ (до 30 % на породу) и высоким остаточным генерационным потенциалом (S_2 до 100 мг УВ/г породы).

Для верхнеюрского разреза основными нефтематеринскими породами являются отложения яновстанской и верхней части гольчихинской свит, где выделяются мощные (до 50 м) пачки аргиллитов, обогащенных ОВ преимущественно сапропелевого состава. Отложения вошли в ГЗН и могут являться источником жидких УВ.

В отложениях нижнего мела источником жидких УВ могли быть пачки обогащенных $C_{орг}$ темно-серых аргиллитов, приуроченных к подошве шуратовской и нижнехетской свит. Повышенные значения водородного индекса до 350 мг УВ/г $C_{орг}$ при $T_{max} = 440$ °C свидетельствуют о существенном вкладе в ОВ сапропелевой составляющей. В разрезах Пайяхской и Яровской площадей мощность таких пачек достигает 20 м.

Как было показано по результатам исследований образцов методом Rock-Eval, в Гыданском структурно-фациальном районе в интервалах разреза гольчихинской свиты, приуроченных к средней и верхней частям, материнские породы по генерационным характеристикам не отличаются от материнских пород яновстанской свиты Тазо-Хетского структурно-фациального района.

Сопоставление результатов исследований, проведенных методом Rock-Eval для стратиграфических уровней нижней части гольчихинской и сиговской свит, также показывает их сходство.

Вопрос о необходимости расчленения гольчихинской свиты на подсвиты был рассмотрен еще в 1989 г. Д.П. Куликовым было предложено разделить гольчихинскую свиту на две подсвиты [30]. В качестве стратотипа предложена скв. Южно-Носковская-318, в которой выделены верхняя и нижняя подсвиты гольчихинской свиты. Неоднородность гольчихинской свиты рассмотрена также Е.В. Борисовым, который по результатам обобщения комплекса материалов геолого-геофизических исследований, проведенных в последние годы на территории западной части Енисей-Хатангской НГО, убедительно показал существенное различие геологического строения верхней и нижней частей гольчихинской свиты [31].

Таким образом, неоднородность гольчихинской свиты по геохимическим параметрам и их корреляция с геохимическими параметрами в разрезах яновстанской и сиговской свит являются еще одним фактором, свидетельствующим о необходимости расчленения келловей-верхнеюрских отложений Гыданского структурно-фациального района.

Литература

1. Афанасенков А.П. Применение инфракрасной спектроскопии при качественной оценке нефте- и газоматеринских потенциалов (на примере юрских отложений Енисей-Хатангской нефтегазоносной области) // Методы оценки нефте- и газоматеринского потенциала седиментитов. – Т. 1. – М. : Изд-во МГУ, 1979. – С. 141–142.
2. Афанасенков А.П. Особенности катагенетических преобразований рассеянного органического вещества юрско-меловых отложений Енисей-Хатангской нефтегазоносной области // Геохимические и геофизические методы прямых поисков залежей углеводородов в Енисей-Хатангском прогибе. – Т. 1. – Л. : Изд-во Севморгеология, 1984. – С. 69–80.
3. Афанасенков А.П. Историко-генетические предпосылки нефтегазоносности юрских отложений Енисей-Хатангской нефтегазоносной области : автореф. дисс. ... канд. геол.-минерал. наук : 04.00.17. – М., 1987. – 16 с.
4. Афанасенков А.П., Ермолова Т.Е., Мушин И.А., Фролов Б.К. Седиментационно-емкостная модель юрских отложений Гыданской и Енисей-Хатангской (западная часть) нефтегазоносных областей // Вести газовой науки. – 2017. – № 3. – С. 59–78.
5. Болдушевская Л.Н. и др. Перспективы нефтегазоносности юрско-меловых отложений Енисей-Хатангского регионального прогиба и северо-востока Западно-Сибирской плиты по геохимическим данным // Российская Арктика: Геологическая история, минерагения, геоэкология. – СПб. : Изд-во ВНИИОкеангеология, 2002. – С. 364–371.
6. Войцеховская А.Г. О составе рассеянного органического вещества в юрских и меловых отложениях Енисей-Хатангского прогиба / Под ред. Д.С. Сорокова, Г.Д. Гинсбурга // Енисей-Хатангская нефтегазоносная область. – Л. : Изд-во НИИГА, 1974. – С. 67–70.
7. Войцеховская А.Г. Вещественный состав РОВ и связь его с фациальными условиями осадконакопления в отложениях мезозойских прогибов севера Сибирской платформы // Геология и нефтегазоносность мезозойских прогибов севера Сибирской платформы. – Л. : Изд-во НИИГА, 1977. – С. 83–86.
8. Данюшевская А.И. Геохимия органического вещества мезозойских отложений Средней Сибири (теоретические закономерности и прогноз нефтегазообразования : автореф. дисс. ... док-ра геол.-минерал. наук – Л., 1975. – 40 с.
9. Данюшевская А.И., Богомолов А.И., Степина Л.Ф., Козлова И.С., Щелованов Ю.С. Генетические связи нефтей и РОВ в осадочных отложениях Сибири // Геология и нефтегазоносность мезозойских прогибов севера Сибирской платформы: Тр. НИИГА. – Л. : Изд-во НИИГА, 1977. – С. 45–52.
10. Захрямина М.О., Девятков В.П., Соловьева Н.С. Геохимические критерии нефтегазоносности клиноформного нефтегазоносного комплекса юры и нижнего мела северо-востока Западно-Сибирской плиты и Енисей-Хатангского прогиба // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2010. – № 7. – С. 37–44.
11. Ким Н.С. и др. Геохимические критерии оценки перспектив нефтегазоносности юрских отложений Енисей-Хатангского регионального прогиба // Интерэкспо Гео-Сибирь. V Междунар. науч. конгр. (20–24 апреля 2009 г., Новосибирск) : сб. материалов в 2 т. Т. 2: Недропользование. Горное дело. Новые направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. – Новосибирск : Изд-во СГА, 2009. – С. 20–23.
12. Ким Н.С., Конторович А.Э., Филипов Ю.А., Фомин А.Н. Органическая геохимия юры и мела западной части Енисей-Хатангского регионального прогиба / Под ред. А.Э.Конторовича // Успехи органической геохимии : мат-лы Всерос. науч. конф. – Новосибирск : Изд-во ИНГ СО РАН, 2010. – С. 169–173.

GEOCHEMICAL SURVEYS

13. Ким Н.С. Нефтегазопроизводящие толщи в юрских отложениях восточной части Енисей-Хатангского регионального прогиба // Интерэкспо Гео-Сибирь. VIII Междунар. науч. конгр. (10–12 апреля 2012 г., Новосибирск) : сб. мат-лов в 2 т. – 2012. – Т. 1. – № 2. – С. 173–176.
14. Ким Н.С. Органическая геохимия нижнемеловых отложений Енисей-Хатангского регионального прогиба // Интерэкспо Гео-Сибирь. IX Междунар. науч. конгр. (15–26 апреля 2013 г., Новосибирск) : сб. мат-лов в 2 т. – 2013. – Т. 2. – № 1. – С. 101–105.
15. Колганова М.М., Полякова И.Д. Особенности нефтеобразования в газосных осадочно-породных бассейнах // Геология и геофизика. – 1984. – № 1. – С. 15–24.
16. Конторович А.Э., Гребенюк В.В., Кузнецов Л.Л., Куликов Д.П., Хмелевский В.П. и др. Нефтегазоносные бассейны и регионы Сибири : в 8 вып. Вып. 3. Енисей-Хатангский бассейн / Под ред. А.Э. Конторовича. – Новосибирск : Изд-во ОИ ГГМ СО РАН, 1994. – 71 с.
17. Геохимия мезозойских отложений нефтегазоносных бассейнов Сибири / Под ред. А.Э. Конторовича // Тр. СНИИГГиМС. Вып. 118. – Новосибирск : Изд-во СНИИГГиМС, 1971. – 86 с.
18. Органическая геохимия мезозойских нефтегазоносных отложений Сибири / Под ред. А.Э. Конторовича // Тр. СНИИГГиМС. Вып. 164. – М. : Недра, 1974. – 189 с.
19. Ларичев А.И., Рязанова Т.А., Меленевский В.Н. и др. Органическая геохимия среднеюрско-нижнемелового разреза восточного борта Большехетской впадины // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2003. – № 11. – С. 4–13.
20. Полякова И.Д., Колганова М.М., Соболева Е.И., Степаненко Г.Ф. Геохимические критерии нефтегазоносности севера Сибирской платформы / Под ред. А.А. Трофимука // Геология и нефтегазоносность Енисей-Хатангского бассейна. Тр. ИГиГ СО АН СССР. Вып. 514. – М. : Наука, 1982. – С. 119–132.
21. Сафронов П.И., Ершов С.В., Ким Н.С., Фомин А.Н. Моделирование процессов генерации, миграции и аккумуляции углеводородов в юрских и меловых комплексах Енисей-Хатангского бассейна // Геология нефти и газа. – 2011. – № 5. – С. 48–55.
22. Скоробогатов В.А., Строганов Л.В. Гыдан: геологическое строение, ресурсы углеводородов, будущее. – М. : Недра, 2006. – 261 с.
23. Сороков Д.С. Органическое вещество юрско-меловых пород // Геология и нефтегазоносность Енисей-Хатангского прогиба. – Л. : Изд-во НИИГА, 1971. – С. 83–91.
24. Филищев Ю.А. и др. Взаимосвязь материнских пород и нефтей в мезозойских отложениях северо-востока Западно-Сибирской плиты на основе изучения углеводородов-биомаркеров и катагенеза органического вещества // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2006. – № 5–6. – С. 52–57.
25. Казаков А.М., Константинов А.Г., Курушин Н.И., Мозучева Н.К., Соболев Е.С. и др. Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири : в 9 кн. Кн. 6: Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Триасовая система / Гл. ред. А.Э. Конторович; ред. А.М. Казаков. – Новосибирск : Изд-во СО РАН, Филиал ГЕО, 2002. – 322 с.
26. Шурыгин Б.Н., Девятов В.П., Ильина В.И., Меледина С.В. и др. Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Юрская система / Под ред. А.Э. Конторовича. – Изд-во СО РАН, Филиал ГЕО, 2000. – 480 с.
27. Решение 6-го Межведомственного стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию уточненных стратиграфических схем мезозойских отложений Западной Сибири. Новосибирск, 2003 г. (объяснительная записка). – Новосибирск : Изд-во СНИИГГиМС, 2004. – 114 с.
28. Неручев С.Г., Вассоевич Н.Б., Лопатин Н.В. О шкале катагенеза в связи с нефтегазообразованием // Тр. XV сессии Международного геологического конгресса. Доклады советских геологов. Горючие ископаемые. – М. : Наука, 1976. – С. 47–62.
29. Peters K.E., Cassa M.R. Applied Source Rock Geochemistry / Под ред. L.V. Magoon, W.G. Dow // The Petroleum System: From Source to Trap. – Tulsa: AAPG; 1994. – С. 93–120.
30. Куликов Д.П. Стратиграфическое расчленение и структурно-фациальное районирование верхнеюрских отложений Енисей-Хатангского прогиба // Геология и геофизика. – 1989. – № 10. – С. 10–18.
31. Борисов Е.В. Геологическое строение гольчихинской свиты западной части Енисей-Хатангского регионального прогиба // Интерэкспо Гео-Сибирь. XI Междунар. науч. конгр. (13–25 апреля 2015 г., Новосибирск) : сб. материалов в 2 т. – Новосибирск : Изд-во СГГА, 2015. – Т. 2. – № 1. – С. 13–17.

References

1. Afanasenkov A.P. IR spectrometry application in quantitative assessment of oil and gas source potential (by the example of the Jurassic deposits in the Yenisei-Khatanga oil and gas bearing region). In: Metody otsenki nefte- i gazomaterinskogo potentsiala sedimentitov. Moscow: Izd-vo MGU; 1979. pp. 141–142.
2. Afanasenkov A.P. Features of catagenetic transformations of the particulate organic matter in the Jurassic-Cretaceous deposits (Yenisei-Khatanga oil and gas bearing region). In: Geokhimicheskie i geofizicheskie metody pryamykh poiskov zalezhei uglevodorodov v Enisei-Khatangskom progibe. Leningrad: Izd-vo Sevmorgeologiya; 1984. pp. 69–80.
3. Afanasenkov A.P. Historical and genetic background of oil and gas potential of the Jurassic deposits in the Yenisei-Khatanga oil and gas bearing region: avtoref. diss. ... kand. geol.-mineral. nauk : 04.00.17. Moscow; 1987. 16 p.
4. Afanasenkov A.P., Ermolova T.E., Mushin I.A., Frolov B.K. Sedimentation-capacitive model for Jurassic deposits of Gydan and Yenisei-Khatanga (western part) oil-gas-bearing regions. *Vesti gazovoi nauki*. 2017;(3):59–78.
5. Boldushevskaya L.N. et al. Petroleum potential of the Jurassic-Cretaceous deposits in the Yenisei-Khatanga regional trough and north-eastern part of the West Siberian Plate in accordance with geochemical data. In: Rossiiskaya Arktika: geologicheskaya istoriya, minerageniya, geoeologiya. St. Petersburg: Izd-vo VNIOkeangeologiya, 2002. pp. 364–371.
6. Voitsekhovskaya A.G. Composition of particulate organic matter in the Jurassic and Cretaceous deposits of the Yenisei-Khatanga trough. In: D.S. Sorokova, G.D. Ginsburga, eds. Enisei-Khatangskaya neftegazonosnaya oblast'. D.S. Sorokova, G.D. Ginsburga, eds. Leningrad: Izd-vo NIIGA; 1974. pp. 67–70.
7. Voitsekhovskaya A.G. POM composition and its relation to facies conditions of deposition in Mesozoic troughs formations in the north of Siberian Platform. In: Geologiya i neftegazonosnost' mezozoiskikh progibov severa Sibirskoi platformy. Tr. NIIGA. Leningrad: Izd-vo NIIGA; 1977. pp. 83–86.
8. Danyushevskaya A.I. Organic matter geochemistry of the Mesozoic deposits in the Middle Siberia (theoretical regularities and prediction of oil and gas formation): avtoref. diss. ... dok. geol.-mineral. nauk. Leningrad, 1975. 40 p.

9. *Danyushevskaya A.I. et al.* Consanguinity of oil and POM in sedimentary deposits of Siberia. In: *Geologiya i neftegazonosnost' mezozoiskikh progibov severa Sibirskoi platformy. Tr. NIIGA. Leningrad: Izd-vo NIIGA; 1977. pp. 45–52.*
10. *Zakhryamina M.O., Devyatov V.P., Solov'eva N.S.* Geochemical oil and gas bearing criteria of clinofold oil and gas bearing complex of Jurassic and Lower Cretaceous periods located in the north-eastern part of West-Siberian platform and Eniseisky trough. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdenii.* 2010;(7):37–44.
11. *Kim N.S. et al.* Geochemical criteria for predicting the petroleum potential in bitumens of Jurassic deposits of the Yenisey-Khatanga regional trough. In: *Interekspo Geo-Sibir: sb. mat-lov v 2 t. 2009. Vol. 2. pp. 20–23.*
12. *Kim N.S., Kontorovich A.E., Filiptsov Yu.A., Fomin A.N.* Organic geochemistry of Jurassic and Cretaceous deposits in the western part of the Yenisey-Khatanga regional trough. In: A.E. Kontorovich, ed. *Uspekhi organicheskoi geokhimii: mat-ly Vseros. nauch. konf. Izd-vo INGG SO RAN; 2010. pp. 169–173.*
13. *Kim N.S.* Source rocks of Jurassic deposits in the eastern part of the Yenisey-Khatanga regional trough. In: *Interekspo Geo-Sibir. VIII Mezhdunar. nauch. kongr. (10–12 April, 2012, Novosibirsk): sb. mat-lov v 2 t. 2012. Vol. 1. N. 2. pp. 173–176.*
14. *Kim N.S.* Organic geochemistry of Lower Cretaceous deposits of the Yenisey-Khatanga regional trough. In: *Interekspo Geo-Sibir. IX Mezhdunar. nauch. kongr. (15–26 April, 2013, Novosibirsk): sb. mat-lov v 2 t. 2013. Vol. 2. N. 1. pp. 101–105.*
15. *Kolganova M.M., Polyakova I.D.* Oil generation features in gas-bearing sedimentary basins. *Geologiya i geofizika.* 1984;(1):15–24.
16. *Kontorovich A.E., Grebenyuk V.V., Kuznetsov L.L., Kulikov D.P., Khmelevskii V.P. et al.* Siberian petroleum basins and regions. : Vyp. 3. Yenisey-Khatanga basin. In: A.E. Kontorovich, ed. *Novosibirsk: Izd-vo OI GGM SO RAN; 1994. 71 p.*
17. *Geochemistry of Mesozoic deposits in oil and gas bearing basins of Siberia.* In: A.E. Kontorovich, ed. *Tr. SNIIGiMS. Vyp. 118. Novosibirsk: Izd-vo SNIIGiMS, 1971; 86 p.*
18. *Organic geochemistry of the Siberian Mesozoic oil and gas bearing deposits.* In: A.E. Kontorovich, ed. *Tr. SNIIGiMS. Vyp. 164. Moscow: Nedra; 1974. 189 p.*
19. *Larichev A.I., Ryazanova T.A., Melenevskii V.N. et al.* Organic geochemistry of Middle Jurassic – Lower Cretaceous section (western shoulder of Bolshekhetsky depression). *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdenii.* 2003;(11):4–13.
20. *Polyakova I.D., Kolganova M.M., Soboleva E.I., Stepanenko G.F.* Geochemical criteria of oil and gas occurrence in the north of the Siberian Platform. In: A.A. Trofimuk, ed. *Geologiya i neftegazonosnost' Enisei-Khatangskogo basseina. Tr. IGiG SO AN SSS. Vyp. 514. Moscow: Nauka; 1982. pp. 119–132.*
21. *Safronov P.I., Ershov S.V., Kim N.S., Fomin A.N.* Modeling of processes of generation, migration and accumulation of hydrocarbons in Jurassic and Cretaceous complexes of Enisey-Khatanga basin. *Geologiya nefti i gaza.* 2011;(5):48–55.
22. *Skorobogatov V.A., Stroganov L.V.* Gydan: geological architecture, hydrocarbon resources, future. Moscow: Nedra; 2006. 261 p.
23. *Sorokov D.S.* Organic matter of Jurassic-Cretaceous rocks. In: *Geologiya i neftegazonosnost' Enisei-Khatangskogo progiba. Leningrad: Izd-vo NIIGA; 1971. pp. 83–91.*
24. *Filiptsov Yu.A. et al.* Source rocks and oil relationship in Mesozoic deposits in the north-eastern part of West Siberian Plate based on biomarker hydrocarbons and organic matter catagenesis studies. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdenii.* 2006;(5–6):52–57.
25. *Kazakov A.M., Konstantinov A.G., Kurushin N.I., Mogucheva N.K., Sobolev E.S. et al.* Stratigraphy of oil and gas basins of Siberia. Triassic system. Novosibirsk: Izd-vo SO RAN, Filial GEO; 2002. 322 p.
26. *Shurygin B.N., Devyatov V.P., Il'ina V.I., Meledina S.V. et al.* Stratigraphy of the Siberian oil and gas bearing basins. Jurassic system. In: A.E. Kontorovich, ed. *Novosibirsk: Izd-vo SO RAN, filial GEO; 2000. 480 p.*
27. *Resolution of the 6-th Inter-Departmental Meeting on the Review and Adoption of the Updated Stratigraphic Charts for the West Siberian Mesozoic Sequences.* Novosibirsk, 2003 (explanatory note). Novosibirsk: Izd-vo SNIIGiMS; 2004. 114 p.
28. *Neruchev S.G., Vassoevich N.B., Lopatin N.V.* Catagenesis scale in the context of oil and gas generation. In: *Tr. XV sessii Mezhdunarodnogo geologicheskogo kongressa. Doklady sovetskikh geologov. Goryuchie iskopaemye.* Moscow: Nauka; 1976. pp. 47–62.
29. *Peters K.E., Cassa M.R.* Applied Source Rock Geochemistry. In: L.B. Magoon, W.G. Dow, eds. *The Petroleum System: From Source to Trap.* AAPG; 1994. 93–120.
30. *Kulikov D.P.* Stratigraphic breakdown and structural-facies zoning of the Upper Jurassic deposits of the Yenisey-Khatanga trough. *Geologiya i geofizika.* 1989;(10):10–20.
31. *Borisov E.V.* Geological structure of the Golchikha formation in the western Yenisey-Khatanga regional trough. In: *Interekspo Geo-Sibir. XI Mezhdunar. nauch. kongr. (13–25 April, 2015, Novosibirsk): sb. materialov v 2 t. – Novosibirsk : Izd-vo SGGA, 2015. Vol. 2. N. 1. pp. 13–17.*