

УДК 550.4.02

doi: 10.55959/MSU0579-9406-4-2023-63-5-78-86

СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ НЕФТЕЙ ИЗ КАРБОНАТНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ВЕРХЕУСОЛЬСКОЙ ПОДСВИТЫ И ВЕНД-КЕМБРИЙСКИХ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ ГОРИЗОНТОВ В ПРЕДЕЛАХ ЦЕНТРАЛЬНОЙ ЧАСТИ НЕПСКО-БОТУОБИНСКОЙ АНТЕКЛИЗЫ

Илья Владимирович Егоров¹✉, Мария Александровна Большакова²,
Олег Владимирович Крылов³

¹ Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Москва, Россия; ilya.egorov96@yandex.ru ✉

² Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Москва, Россия; m.bolshakova@oilmsu.ru

³ Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Москва, Россия; krylov@geol.msu.ru

Аннотация. Фокус изучения перспектив территории центральной части Непско-Ботуобинской антеклизы сосредоточен на подсолевых нефтегазоносных горизонтах группы Б (осинский, верхнеусть-кутский, нижнеусть-кутский, преображенский горизонты) и В (терригенные пласты вендского возраста). Однако выше, в нижне-среднекембрийских карбонатно-галогенных отложениях, тоже есть перспективные горизонты группы А (келорский, атовский, христофоровский, балыхтинский), нефтегазоносность которых подтверждена на соседних территориях Ангара-Ленской ступени, северной части Непско-Ботуобинской антеклизы и примыкающих к ней структур.

В работе приведены результаты геохимических исследований проб нефти из осинского горизонта (пласт Б1) и расположенного между солями пласта доломитов в нижней части верхнеусольской подсвиты, ранее считавшегося в лучшем случае газоносным. Проведенные исследования методом хромато-масс-спектрометрии и сравнение геохимических показателей нефтей из различных пластов показывает схожесть углеводородных флюидов верхнеусольской подсвиты и нижерасположенных продуктивных горизонтов, что позволяет отнести их к единой нефтегазоносной системе.

Ключевые слова: Непско-Ботуобинская антеклиза, верхнеусольская подсвита, корреляция нефть-нефть, хромато-масс-спектрометрия, геохимические исследования нефти

Для цитирования: Егоров И.В., Большакова М.А., Крылов О.В. Сравнительный анализ нефтей из карбонатных отложений верхнеусольской подсвиты и венд-кембрийских нефтегазоносных горизонтов в пределах центральной части Непско-Ботуобинской антеклизы // Вестн. Моск. ун-та. Сер. 4. Геология. 2023. № 5. С. 78–86.

COMPARATIVE ANALYSIS OF OILS FROM CARBONATE SEDIMENTS OF UPPER USOLSKAYA SUBFORMATION AND EDIACARIAN-CAMBRIAN PRODUCTIVE HORIZONS IN CENTRAL PART OF NEPSKO-BOTUOBINSKAYA ANTECLISE

Ilya V. Egorov¹✉, Mariya A. Bolshakova², Oleg V. Krylov³

¹ Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russia; ilya.egorov96@yandex.ru ✉

² Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russia; m.bolshakova@oilmsu.ru

³ Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russia; krylov@geol.msu.ru

Abstract. The focus in study of the central part of Nepsko-Botuobinskaya antecline is concentrated on the subsalt oil and gas bearing horizons of group B (Osinsky, Upper Ust-Kutsky, Lower Ust-Kutsky, Preobrazhensky horizons) and V (terrigenous formations of Vendian age). However, higher, in the Lower-Middle Cambrian carbonate-halogen deposits, there are also promising horizons of group A (Kelorsky, Atovsky, Khristoforovsky, Balykhtinsky), oil and gas presence of a sufficient amount of the Angara-Lena stage, the northern part of the Nepsko-Botuobinskaya antecline and adjacent structures.

The paper examines the results of geochemical studies of oil samples from the Osinsky horizon (layer B1) and the nameless dolomite layer located between the salts in the lower part of the Upper Usolskaya subformation, previously considered gas-bearing at best. The conducted studies by the method of chromatography-mass spectrometry and comparison of the geochemical parameters of oils from different reservoirs show the similarity of hydrocarbon fluids of the Upper Usolskaya subformation and lower productive horizons, which makes it possible to attribute them to a single oil and gas bearing system.

Keywords: Nepsko-Botuobinskaya antecline, verkhneusolskaya subformation, oil-oil correlation, chromatography-mass spectrometry, geochemical survey of oils

For citation: Egorov I.V., Bolshakova M.A., Krylov O.V. Comparative analysis of oils from carbonate sediments of Upper Usolskaya subformation and ediacarian-cambrian productive horizons in central part of Nepsko-Botuobinskaya antecline. *Moscow University Geol. Bull.* 2023; 5: 78–86. (In Russ.).

Введение. История изучения кембрийских карбонатных отложений Восточной Сибири, в частности на территории Непско-Ботуобинской антеклизы, насчитывает более 60 лет. Большой вклад в исследования этой территории внесли А.С. Анциферов, В.Е. Бакин [1981; 1986], Г.Г. Шемин [2007], Н.В. Мельников [2009] и др. С точки зрения геохимии углеводородных флюидов и органического вещества осадочного чехла Восточной Сибири можно выделить работы А.Э. Конторовича [2000], Т.К. Баженовой [2010; 2016], В.А. Каширцева [2003]. Однако до сих пор значительная часть разреза нижнекембрийских отложений соленосного комплекса остается слабо изученной. Это связано с тем, что проводимые исследования сконцентрированы на наиболее перспективных объектах подсолевых отложений усольской (нижний кембрий), тэтэрской (венд-нижний кембрий), карбонатных вендских отложений собинской, катангской, тирской свит и терригенных вендских отложений [Фролов и др., 2008; Frolov et al., 2011].

Лено-Тунгусский нефтегазоносный бассейн (НГБ) охватывает значительную часть древней Сибирской платформы. Основные перспективы относятся к Непско-Ботуобинской, Ангара-Ленской, Катангской и Байкитской нефтегазоносным областям (НГО), наибольшее количество месторождений открыто в пределах Непско-Ботуобинской антеклизы (НБА) как одной из самых крупных положительных структур.

Разрез осадочного чехла на территории НБА сложен вендскими карбонатно-терригенными, венд-кембрийскими карбонатными, нижнекембрийскими галогенно-карбонатными, средне-верхнекембрийскими карбонатно-терригенными и ордовикскими преимущественно терригенными породами. Локально распространены отложения каменноугольного и юрского периодов. В разрезе так же встречаются интрузии и туфовые породы пермь-триасового возраста. Разрез венд-нижнекембрийских отложений довольно выдержанный. Вендские терригенные отложения залегают на архейском фундаменте практически повсеместно, кроме редких эрозионных останцов. Залегающая на терригенных отложениях тирская свита изменчива по составу. Так, в центральной части НБА она имеет карбонатный состав или вовсе редуцирована, а на бортах в основании свиты развиты терригенные отложения, в которых получили распространение песчаники парфеновского горизонта (пласт В5), являющиеся коллектором крупных залежей нефти и газа (Среднеботуобинское, Чаяндинское и другие месторождения). Выше по разрезу вендские отложения повсеместно имеют преимущественно карбонатный состав и представлены доломитами, глинистыми доломитами, иногда с прослоями ангидритов. Граница между вендскими и кембрийскими образованиями размыта и находится внутри тэтэрской свиты, представленной также преимущественно доломитами

и глинистыми доломитами с прослоями ангидритов. Нижнекембрийские отложения начинаются с усольской свиты, нижняя и средняя подсвиты которой сложены доломитами, известняками и прослоями солей и ангидритов. Верхняя подсвита преимущественно сложена солями с прослоями доломитов и ангидритов. Выше по разрезу следуют бельская и ангарская свиты, представляющие собой чередование пачек солей и известняков мощностью до сотен метров. Над ними расположена литвинцевская свита ниже-среднекембрийского возраста, сложенная преимущественно известняками. Заканчивает регионально выдержанную часть разреза верхоленская и илгинская свиты среднекембрийского возраста, сложенные преимущественно глинистыми отложениями с прослоями известняков. Мощность этих свит сильно варьируется из-за выхода на поверхность и размыва. Локально распространенные ордовикские, каменноугольные и юрские отложения также имеют преимущественно терригенный состав.

Именно из-за развития мощных толщ солей в нижнекембрийских отложениях, являющихся прекрасным флюидопором, основные продуктивные горизонты расположены ниже по разрезу. Основные месторождения открыты в карбонатных породах осинского (пласт В1, усольская свита), верхнеусть-кутского (пласт В3-4, тэтэрская свита), нижнеусть-кутского (пласт В5, тэтэрская свита), преображенского (пласт В12, катангская свита) и терригенных горизонтах вендского возраста (пласты В5, В10-В13). Однако, также известны перспективные горизонты внутри и выше карбонатно-галогенной толщи. К таким относятся келорский (пласт А1, литвинцевская свита), атовский (пласт А4, бельская свита), христофоровский (пласт А6, бельская свита) и балыхтинский (пласт А7, верхняя часть верхнеусольской подсвиты) горизонты (рис. 1). В них открыто несколько залежей на территории Ангара-Ленской ступени и в северной части НБА с небольшими эффективными толщинами, низкими фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС) и преимущественно газовым насыщением.

Объектом исследования являются пробы нефти, полученные при испытании одной из скважин. Первая проба получена при испытании осинского горизонта (среднеусольская подсвита или пласт В1), вторая проба — при испытании пласта доломитов в нижней части верхнеусольской подсвиты. Далее в работе этот пласт будет обозначаться индексом А8, так как на территории Восточной Сибири известен балыхтинский горизонт (пласт А7), относящийся к верхней части верхнеусольской подсвиты.

Усольская свита относится к томмотскому и атдабанскому ярусам нижнекембрийского отдела, разделяется на 3 подсвиты — нижнюю, среднюю и верхнюю. Нижняя свита сложена доломитами и ангидритами. Средняя подсвита, которая соответствует осинскому горизонту (пласт В1), представлена доломитами и известняками. Верхняя подсвита

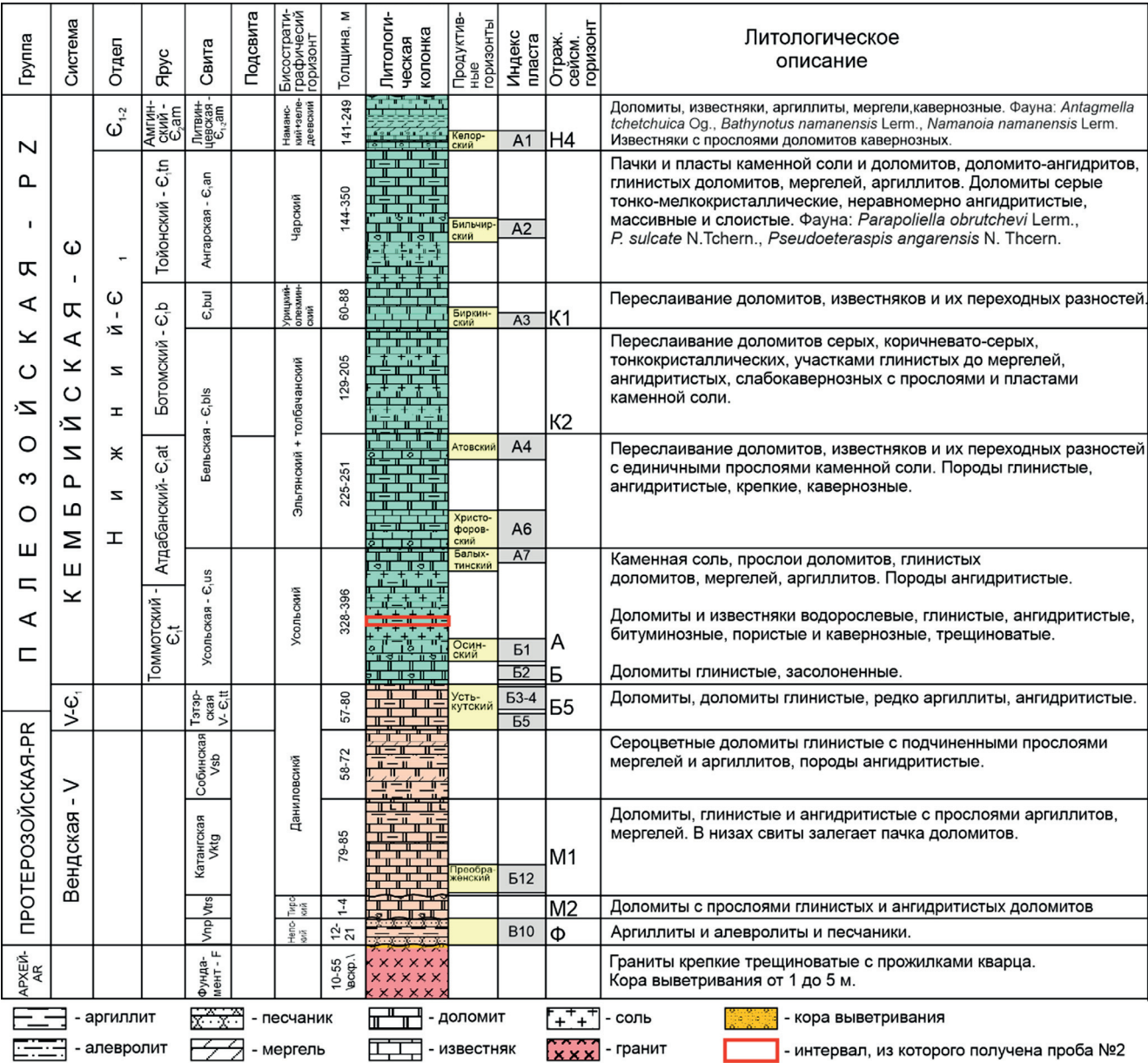


Рис. 1. Сводная литолого-стратиграфическая колонка венд-кембрийских отложений центральной части Непско-Ботубинской антеклизы [Бибики и др., 2011 с дополнениями]

сложена солями и доломитами [Мельников, 2009]. Пласт А8 находится в нижней части верхнеусольской подсвиты, подстилается и перекрывается пластами галита. Подстилающий пласт галита, мощностью до 100 м, регионально перекрывает осинский горизонт (рис. 1).

Цель работы — сравнить нефти из пласта А8 с нефтями из основных продуктивных горизонтов центральной части Непско-Ботубинской антеклизы.

Материалы и методы. В рамках работы исследовались устьевые пробы нефти из пласта А8 и пласта В1 скважины Скв-1.

Образцы нефтей из Скв-1 были проанализированы методом газовой хромато-масс-спектрометрии на газовом хроматографе Agilent 8890, соединенном с масс-селективным детектором 5977В с высокоэффективным источником ионизации Inert plus. Газ-носитель — гелий; расход газа-носителя через

колонку — 1 см³/мин, объем вводимой пробы — 1 мм³. Температура испарителя — 290 °С, температура интерфейса — 300 °С. Регистрация хроматограмм проводится в режиме сканирования по полному ионному току в диапазоне m/z 50÷600, время регистрации диапазона m/z — 0,2 с (положительно заряженные ионы), температура ионного источника — 230 °С, энергия ионизирующих электронов — 70 эВ. Капиллярная колонка 60 м × 0,25 мкм × 0,25 мкм (HP-5ms). Условия анализа: начальная температура 60 °С в течение 2 минут, затем нагрев со скоростью 15 °С/мин, далее со скоростью 3 °С/мин до 310 °С, конечная температура выдерживается 40 минут. Общее время анализа 104 минуты.

Соединения идентифицируются на определенных масс-фрагментах в программном обеспечении Agilent MassHunter. Нормальные и изопреноидные алканы определяются на масс-фрагменте m/z 57,

Таблица 1

Список молекулярных параметров, известных по результатам архивных исследования проб нефтей из Скв-2, 3, 4, 6, 7

Параметр	Формула расчета	Описание	Лит. источник
Pr/Ph	Pr/Ph (m/z 57)	Отношение содержания пристана и фитана	Тиссо Б., Вельте Д., 1981
Ki	$(Pr+Ph)/(n-C_{17}+n-C_{18})$ (m/z 57)	Изопrenoидный коэффициент, соотношение содержания суммы изопrenoидов пристана и фитана и суммы n-C ₁₇ и n-C ₁₈	Петров Ал.А., 1974
4МДБТ/ 1МДБТ	$4МДБТ/1МДБТ$ (МДБТ-метилдibenзотиофен, m/z 198)	Метилдibenзотиофеновое отношение	Radke M. et al., 1986
4МДВТ/Р	$4МДВТ)/Р$ (4МДВТ — 4-метилдibenзотиофен, m/z 198; Р — фенантрен, m/z 178)	Соотношение содержание 4-метилдibenзотиофена и фенантрена	Chakhmakhchev A. et al.,1995
St-C ₂₇	$C_{27}/(C_{27}+C_{28}+C_{29})$ (C ₂₇ — сумма S и R изомеров 5α,14α,17α(H)-Холестана и 5α,14β,17β(H)-Холестана; C ₂₈ — сумма S и R изомеров 5α,14α,17α(H)-Эргостана и 5α,14β,17β(H)-Эргостана; C ₂₉ — 5 сумма S и R изомеров 5α,14α,17α(H)-Стигмастана и 5α,14β,17β(H)-Стигмастана, m/z 218)	Относительное содержание стеранов C ₂₇	Huang W.-Y. et al., 1979
St-C ₂₈	$C_{28}/(C_{27}+C_{28}+C_{29})$, m/z 218	Относительное содержание стеранов C ₂₈	Huang W.-Y. et al., 1979
St-C ₂₉	$C_{29}/(C_{27}+C_{28}+C_{29})$, m/z 218	Относительное содержание стеранов C ₂₉	Huang W.-Y. et al., 1979
S/(S+R) St-C ₂₉	$S/(S+R)$, % (S и R — S и R изомеры 5α,14α,17α(H)-Стигмастана, m/z 218)	Соотношение содержания S и R изомеров стеранов состава C ₂₉	Seifert W.K. et al., 1986
ββ/(ββ+αα) St-C ₂₉	$ββ/(ββ+αα)$, % (ββ и αα — S и R изомеры 5α,14β,17β (H)-Стигмастана и 5α,14α,17α(H)-Стигмастана, m/z 218)	Соотношение содержания ββ и αα изомеров стеранов состава C ₂₉	Seifert W.K. et al., 1986
CPI C23-C29	$2*(C_{23}+C_{25}+C_{27}+C_{29})/((C_{22}+2*(C_{24}+C_{26}+C_{28})+C_{30})$ Cn — n-алкан с n-числом атомов углерода, m/z 57	Соотношение n-алканов с нечетным и четным числом атомов углерода	Bray E.E.et al., 1961

группа терпанов — m/z 191, группа стеранов — m/z 217 и 218, триароматические стероиды– m/z 231, фенантрены — m/z 178, 192, тιοфены — m/z 184, 198.

Так же для сравнения были использованы архивные данные исследований нефтей из скважин Скв-2, 3, 4, 6, 7, по которым известен ряд молекулярных параметров, отображенных в табл. 1.

Данные по скважинам Снр-5, Мгд-8, Прб-4, Прб-5, Прб-136, Днл-71 взяты из отчета «Двумерное бассейновое моделирование палеозойских и протерозойских углеводородных систем Непско-Ботуобинской антеклизы и территорий возможной генерации углеводородов» [Крылов, Фролов, 2011]. По приведенным авторами результатам исследований этих проб известны соотношения алканов, пристана (Pr), фитана(Ph), гептадекана (C17), октадекана (C18).

Всего использованы данные по 32 пробам. Распределение проб по скважинам и пластам отображено в табл. 2.

Все скважины, материалы которых использовались в исследовании отображены на рис. 2.

Таблица 2

Распределение проб по скважинам и пластам

Скважина	Пласты						Всего по скв.
	A8	Б1	Б3-4	Б5	Б12	Б13	
Скв-1	1	1					2
Скв-2			1	1			2
Скв-3		3		1			4
Скв-4			1	1	2		4
Скв-6		1		1	2	1	5
Скв-7					1	1	2
Снр-5			1		1		2
Мгд-8					2		2
Прб-4			1	1	1		3
Прб-5		1					1
Днл-136			1				1
Днл-71			3	1			4
Всего по пласту	1	6	8	6	9	2	32

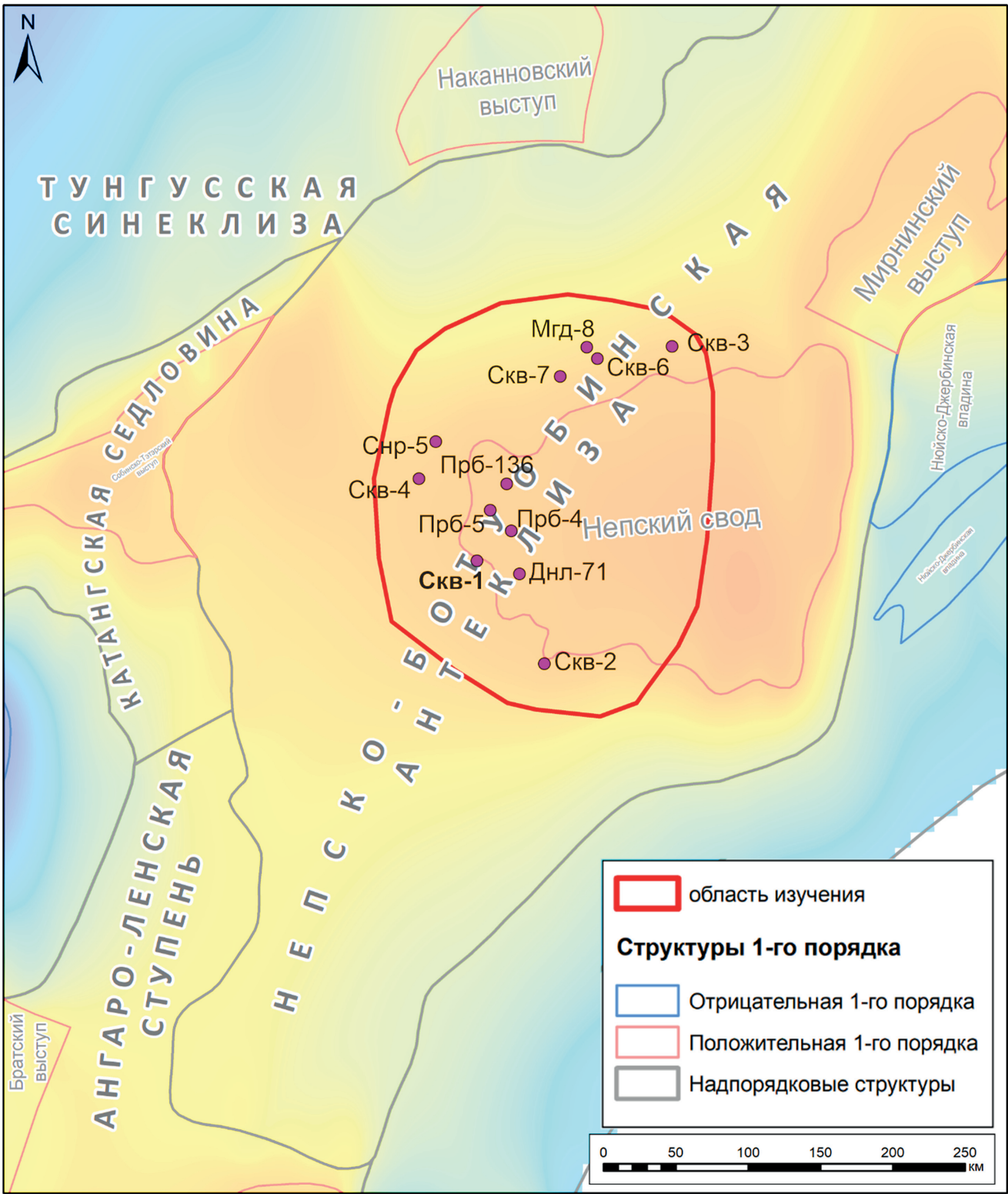


Рис. 2. Тектоническая карта с исследуемыми скважинами (подложка — условная структурная карта фундамента)

Результаты анализов образцов нефти. Благодаря особым видам биопродуктов исходного органического вещества, в изученных нефтях отмечаются характерные черты состава алканов (низкий Pr/Rh, присутствие 12, 13-монометилалканов), стеранов (значительное преобладание стеранов состава C29), терпанов (присутствие больших количеств трици-

кланов). Подобные особенности обычно присущи древним доюрским нефтям [Тимошина, 2005]. По данным хромато-масс-спектрометрии можно увидеть общее сходство между нефтями из пластов А8 и Б1 из Скв-1 и пробами из других скважин [Крылов, Фролов, 2011]. На рис. 3 в качестве примера приведена хроматограмма нефти из пласта

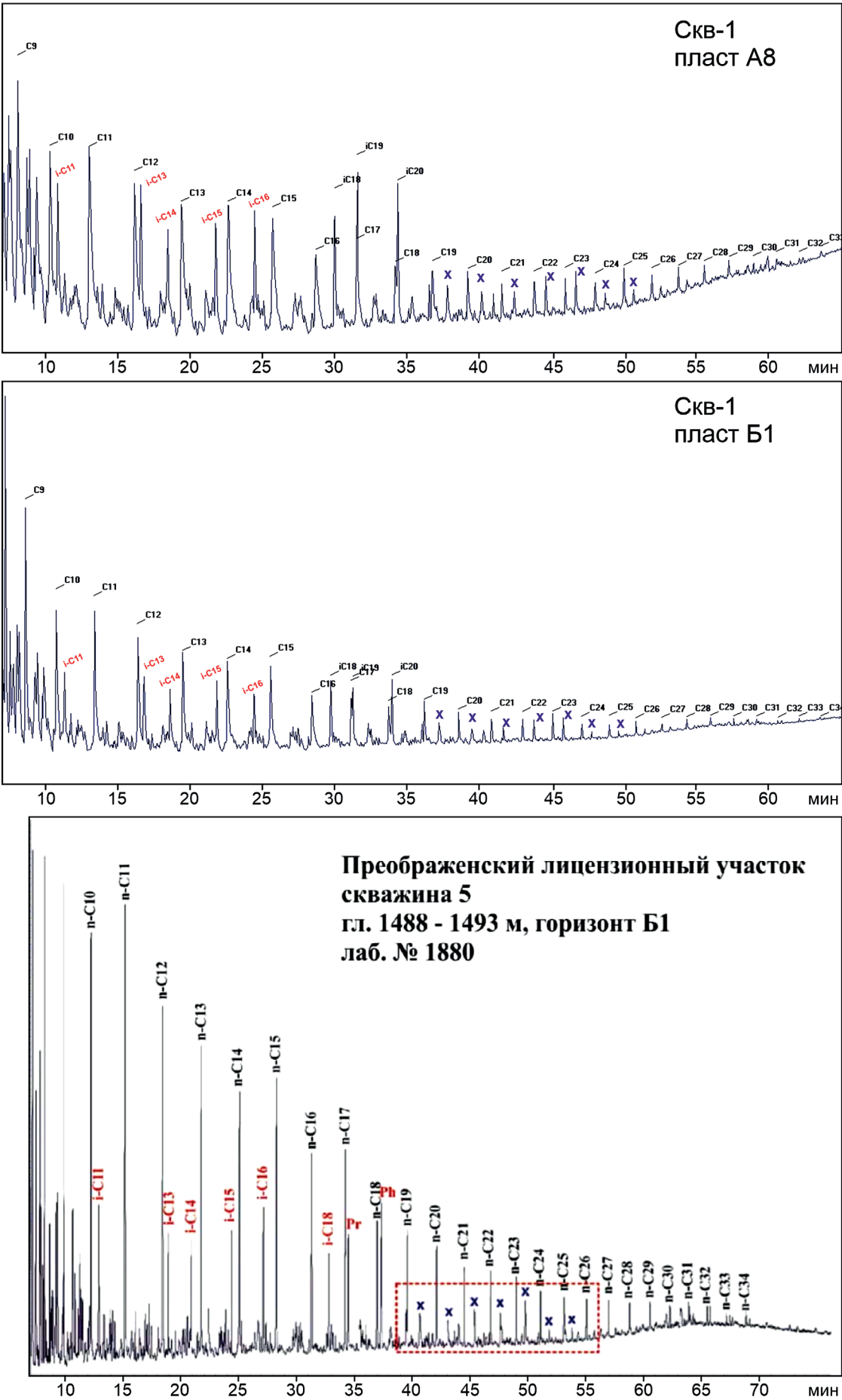


Рис. 3. Хроматограммы исследования нефтей скважин (Прб-5 по данным [Крылов, Фролов, 2011])

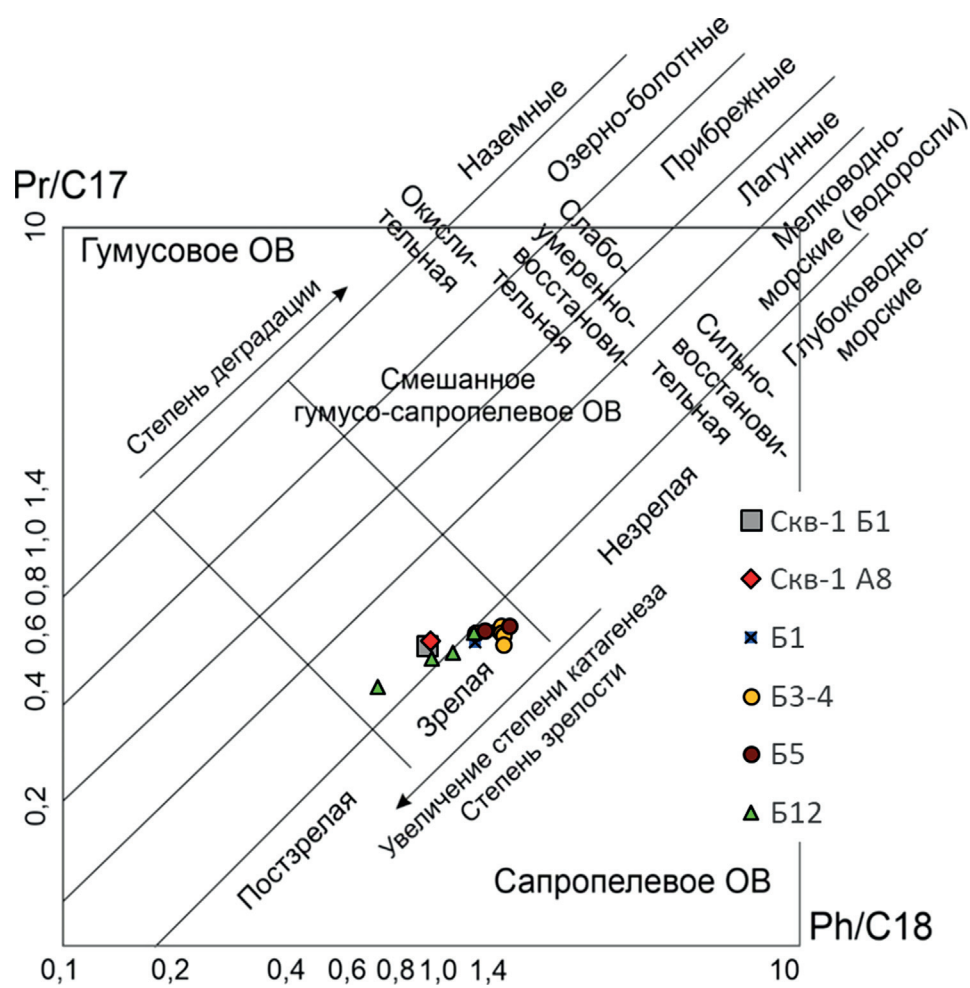


Рис. 4. Диаграмма Кеннона-Кассоу для битумоидов и нефтей с использованием данных [Крылов, Фролов и др., 2011]

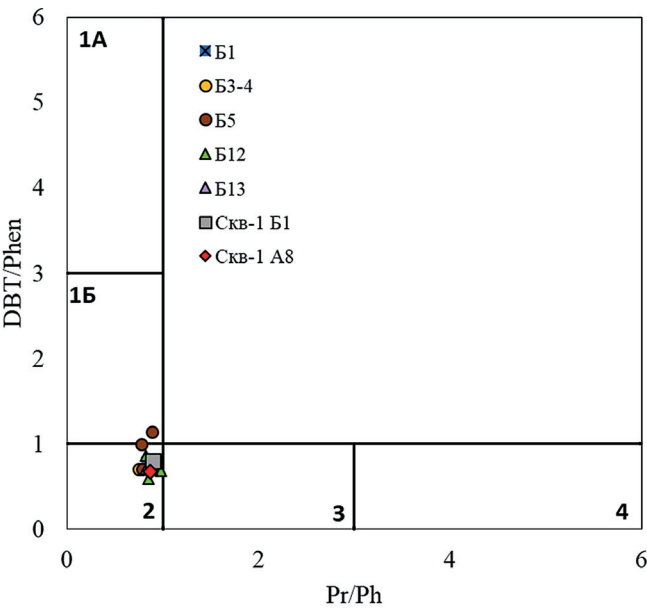


Рис. 5. График зависимости соотношений дибензотиофена/фенантрена (DBT/P) и пристана/фитана (Pr/Ph) — показателей фациальной и окислительно-восстановительной обстановки накопления ОВ. Зона 1А — морские карбонаты, зона 1Б — морские карбонаты, морские мергели, озерные богатые серой отложения, зона 2 — озерные бедные серой отложения, зона 3 — морские глины и другие озерные отложения, зона 4 — речные/дельтовые отложения

Б1 скважины Прб-5. Основные заметные отличия пробы из пласта А8 заключаются в меньшем относительном содержании нормальных и изо-алканов, а также относительно повышенном содержании высокомолекулярных соединений (C20 и выше), что может говорить о более сильной биодегградации нефти в пласте А8.

Также использована диаграмма Кеннона-Кассоу (зависимость соотношений пристан/гептадекан (Pr/n-C17) и фитан/октадекан (Ph/n-C18)), отражающая тип исходного органического вещества (ОВ), обстановки его накопления и степень преобразования. На данной диаграмме все пробы попадают в одно облако, и их положение свидетельствует о том, что нефтегазоматеринские породы (НГМТ), сгенерировавшие нефти, были катагенетически зрелыми, а разделение ОВ на мелководно-морские и глубоководно-морские по источнику некорректно для таких древних пород (рис. 4).

Соотношения дибензотиофен/фенантрен (DBT/P) и пристан/фитан (Pr/Ph), отражающие литолого-фациальные особенности формирования исходного ОВ показывают, что исходное ОВ для всех проб схоже (рис. 5).

По соотношению стеранов C₂₇–C₂₉ тоже видно, что пробы из Сква-1 очень близки между собой и,

хоть чуть в стороне, но все равно расположены в одном облаке и относятся к доюрским нефтям, для которых характерно преобладание стеранов C₂₉ (рис. 6).

Сходство также подтверждается и по другим коэффициентам, указанным в табл. 1 (рис. 7).

В целом молекулярный состав нефтей пласта А8 и продуктивных горизонтов подсолевого комплекса схожи. Некоторые незначительные различия могут быть связаны как с разницей в оборудовании и методике, так и значительным удалением скважин друг от друга.

Заключение. Проведены геохимические исследования нефтей из пласта А8 верхнеульской подсвиты и пласта Б1 среднеульской подсвиты. Произведено сопоставление их с нефтями из других пластов, продуктивных в центральной части Непско-Ботубинской антеклизы. По результатам сравнения видно сильную схожесть всех проб между собой. Это позволяет предположить, что нефти нового продуктивного пласта А8 имеют тот же источник, что и ранее исследованные образцы нефтей из других пластов, а значит являются частью той

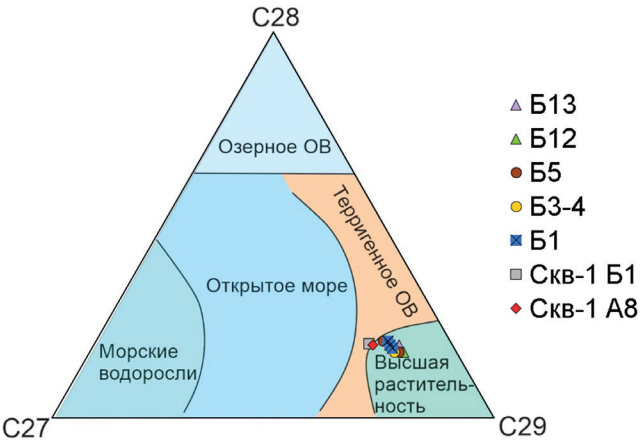


Рис. 6. Соотношение содержания стеранов C₂₇–C₂₉ в скважинах СКВ-1, 3, 4, 6, 7

же генерационно-аккумуляционной системы, что и нефть пласта Б1. Можно предположить общую историю формирования нефтегазоносности этих пластов несмотря на разделяющий их мощный флюидоупор из соли.

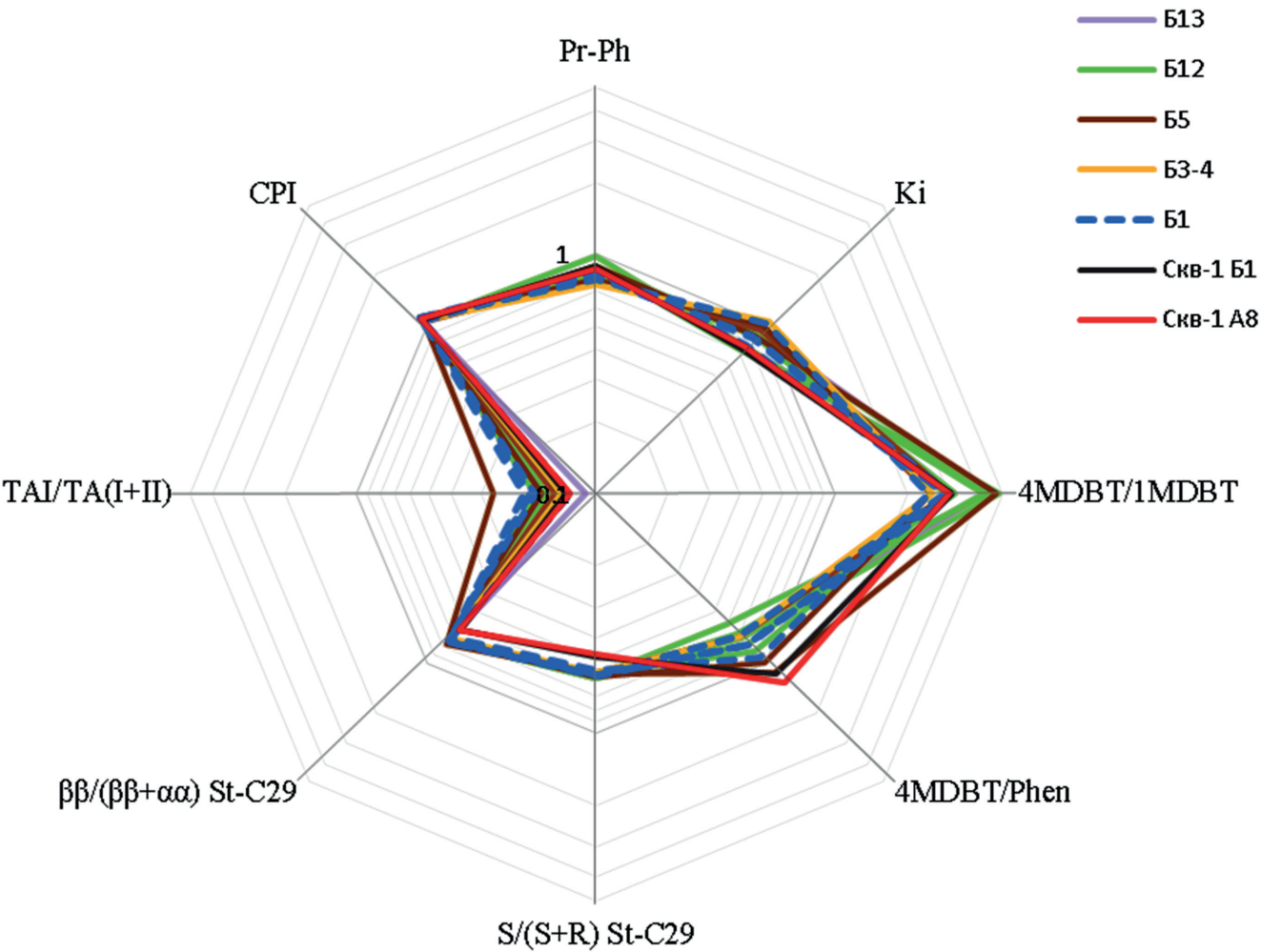


Рис. 7. Сравнение различных молекулярных параметров по результатам исследования проб СКВ-1, 3, 4, 6, 7

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Анциферов А.С., Бакин В.Е., Варламов И.П. и др. Геология нефти и газа Сибирской платформы / Под ред. А.Э. Конторовича, В.С. Суркова, А.А. Трофимука. М.: Недра, 1981. 552 с.
2. Анциферов А.С., Бакин В.Е., Воробьев В.Н. и др. Непско-Ботуобинская антеклиз — новая перспективная область добычи нефти и газа на Востоке СССР. Новосибирск: Наука, 1986. 245 с.
3. Баженова Т.К. Масштабы и время нефтегазообразования в верхнепротерозойских материнских формациях Сибирской платформы // Материалы Всероссийской научной конференции «Успехи органической геохимии». Новосибирск, 2010. С. 27–30.
4. Баженова Т.К. Нефтегазоматеринские формации древних платформ России и их нефтегазоносность // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2016. Т. 11, № 4. URL: http://www.ngtp.ru/rub/1/45_2016.pdf
5. Бибик А.Н., Красильникова Н.Б., Лукьянович О.А. и др. Уточнение геологической модели и оперативный подсчет запасов нефти и газа по Даниловскому лицензионному участку. Красноярск, 2011. Фонды ФГБУ «Росгеолфонд».
6. Конторович А.Э., Меленевский В.Н., Тимошина И.Д., Махнева Е.А. Семейства верхнедокембрийских и кембрийских нефтей Сибирской платформы // Докл. РАН. 2000. Т. 370. С. 92–95.
7. Каширцев В.А. Органическая геохимия нафтидов востока Сибирской платформы / Отв. ред. А.Э. Конторович. Якутск: ЯФ Изд-ва СО РАН, 2003. 160 с.
8. Крылов О.В., Фролов С.В., Коробова Н.И. и др. «Двумерное бассейновое моделирование палеозойских и протерозойских углеводородных систем Непско-Ботуобинской антеклизы и территорий возможной генерации углеводородов на ЛУ ОАО НК Роснефть в Иркутской области». М., 2012. Фонды ФГБУ «Росгеолфонд»
9. Мельников Н.В. Венд-кембрийский соленосный бассейн Сибирской платформы (Стратиграфия, история развития). Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2009. 148 с. + 3 цв. вкл.
10. Тимошина И.Д. Геохимия органического вещества нефтепроизводящих пород и нефтей верхнего докембрия юга Восточной Сибири. Новосибирск: Изд-во СО РАН; GEO, 2005. 166 с.
11. Фролов С.В., Карнюшина Е.Е., Коробова Н.И. и др. Строение и перспективы нефтегазоносности верхнепротерозойско-нижнекембрийских комплексов центральных районов Сибирской платформы // Вестн. Моск. ун-та. Сер. 4. Геология. 2008. № 6. С. 33–39.
12. Шемин Г.Г. Геология и перспективы нефтегазоносности венда и нижнего кембрия центральных районов Сибирской платформы (Непско-Ботуобинская, Байкитская антеклизы и Катангская седловина) / Отв. ред. В.А. Каширцев. Рос. акад. наук, Сиб. отд-ние, Ин-т нефтегазовой геол. и геофиз. им. А.А. Трофимука. Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2007. 467 с.
13. Frolov S.V., Akhmanov G.G., Kozlova E.V., et al. Riphean basins of the central and western Siberian Platform // Marine and Petroleum Geology, издательство Elsevier BV (Netherlands). 2011. Т. 28, № 4. С. 906–920.

Статья поступила в редакцию 02.05.2023,
одобрена после рецензирования 12.06.2023,
принята к публикации 22.09.2023