УДК 550.4.01

М.И. Кузнецова
ЗапСибНИИГГ[1]
ведущий геолог
KuznetsovaMI@zsniigg.ru

И.И. Дамаскина
ЗапСибНИИГГ[1]
геолог 2 категории
DamaskinaII@zsniigg.ru

А.А. Попов
Салым Петролеум Девелопмент Н.В.[2]
старший геолог
alexey.popov@salympetroleum.ru

Анализ генезиса УВ юрских и неокомских резервуаров с использованием биомаркерного анализа и корреляции «нефть – нефтегазоматеринская порода» в пределах границы юга Тюменской области и ХМАО

[1]Россия, 625000, Тюмень, ул. Республики, 57.
[2]Россия, 123242, Москва, Новинский бульвар, 31, этаж 6.

На основе биомаркерного анализа, распределения атомов углерода в нормальных алканах, содержания серы и соотношения V/Ni был установлен источник нефтей, пробы которых взяты из среднеюрского пласта $Ю_2$ а также неокомских пластов $БС_8$, $АС_{12}$, $АС_{11}$ и $АС_4$

Ключевые слова: углеводороды; биомаркеры; радомская пачка; тюменская свита; баженовская свита; нефтегазоматеринские породы; породы–коллекторы; миграция; пристан; фитан

Определение источника углеводородов является одним из важнейших этапов анализа нефтегазоносной системы. Этот этап позволяет в первую очередь корректно установить пути миграции УВ из нефтегазоматеринских пород в породы-коллекторы и, как следствие, более точно спрогнозировать их аккумуляции.

Одним из наиболее часто применяемых методов определения источника УВ является биомаркерный анализ [1, 2, 3, 4]. Под биомаркерами понимаются остатки молекул ранее существовавших живых организмов (наземных растений, водорослей, бактерий, простейших), которые присутствуют в нефтях и растворимых компонентах нефтегазоматеринских пород [4]. Разнообразие биомаркеров и их структур контролируется преимущественно климатом и фациальными обстановками [5]. Образование биомаркеров происходит за счет накопления органического вещества и дальнейших диагенетических и катагенетических процессов, которые включают в себя химические, физические и биологические изменения в процессе осадконакопления и литификации под действием температуры, которая контролируется процессами погружения осадков [4].

В данной работе биомаркеры использованы для корреляции «нефть – нефтегазоматеринская порода» с целью установления источника нефтей юрских и неокомских резервуаров. Для этого были использованы следующие методики: 1) анализ C_{26}/C_{25} трициклотерпанов [3]; 2) анализ процентного содержания моретанов от общего содержания терпанов [1]; 3) соотношение пристан/фитан [6, 7]. Терпаны – разновидность циклоалкановых биомаркеров со сложной структурой молекул, включающих гопаны и трицикличные соединения [3]. Моретаны – пентацикличные тритерпаны C_{27}-C_{35}, которые являются стереоизомерами гопанов и имеют стереохимию 17, 21; молекулы нестабильны, поэтому с ростом температуры легко разрушаются относительно гопанов [3]. Фитан – изопреноид, имеющий ациклическую разветвленную структуру молекулы и содержащий 20 атомов углерода [3]. Пристан – изопреноид, имеющий ациклическую разветвленную структуру молекулы и содержащий 19 атомов углерода [3].

Помимо биомаркеров, для установления источников УВ в рассматриваемых пластах применялся анализ содержания серы [8], распределения нормальных алканов [9] и соотношения порфиринов V/Ni [10].

В рамках данной работы проанализированы замеры, выполненные по образцам нефтегазоматеринских пород по 5 скважинам и замеры, выполненные для образцов пластовой нефти по 12 скважинам. Скважины с замерами, выполненными в рамках данного исследования, показаны на ***рис. 1***.

Анализ образцов нефтей нефтегазоматеринских пород

В пределах района работ на основе геохимических характеристик ($C_{орг}$ > 1, S1+S2 > 5) за нефтегазоматеринские породы были приняты радомская пачка, тюменская свита (верхнетюменская подсвита, ее глинисто-алевритистая часть) и баженовская свита. Радомская пачка приурочена к нижнеюрским (тоар-аален) отложениям шеркалинской свиты. Литологически пачка представлена переслаиванием аргиллитов и алевролитов [11]. Рассматриваемая часть верхнетюменской подсвиты приурочена к среднеюрским отложениям верхней части тюменской свиты (бат). Баженовская свита приурочена к верхнеюрским-нижнемеловым отложениям (титон-ранний берриас), представленным битуминозными аргиллитами от темно-коричневых до черных, а также небольшими прослоями известняка [11].

Распределение нормальных алканов радомской пачки указывает на преимущественно терригенное происхождение УВ (***рис. 2***). Диаграмма показывает преобладание C_{16}-C_{27} в нефтях этой нефтегазоматеринской толщи, что говорит о привносе значительного количества терригенного материала при формировании скоплений органического вещества.

Распределение нормальных алканов верхнетюменской подсвиты, как и в случае с радомской пачкой, указывает на преимущественно терригенное происхождение органического вещества, что подтверждается значительным преобладанием C_{16}-C_{29} (скв. № 2, 4, 5) (***рис. 2***). Однако, в скв. № 1 отмечается значительное влияние морской обстановки на процесс накопления органического вещества, на что указывает равномерное понижение концентраций длинных цепей нормальных алканов, начиная с C_{19}.

Распределение нормальных алканов баженовской свиты указывает на преимущественно морское происхождение УВ (преобладание коротких цепей нормальных алканов C_{15}-C_{17}) (***рис. 2***). Очевидно, что значительную роль в формировании УВ, генерируемых этой толщей сыграли морские одноклеточные водоросли и бактерии.

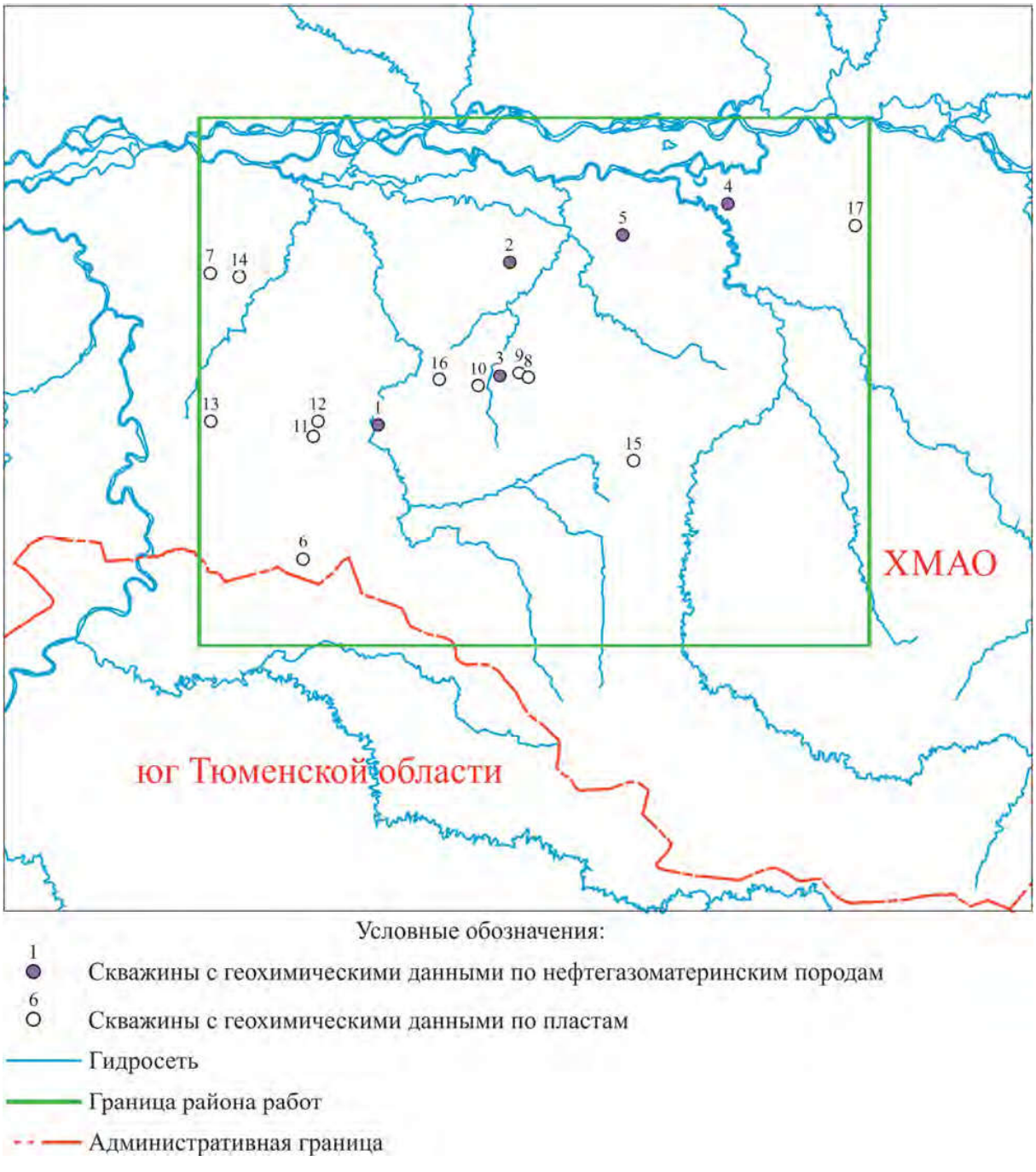
Соотношение C_{26}/C_{25} трициклотерпанов в образцах нефти баженовской свиты указывает на влияние глубоководных условий формирования данной нефтегазоматеринской породы (***табл. 1***). Однако образование остальных двух

нефтегазогенерирующих толщ происходило под более значительным влиянием терригенных условий, особенно верхнетюменской подсвиты, образцы которой показывают среднее соотношение C_{26}/C_{25} – 0,98.

Содержание моретанов от общего числа терпанов показывает, что баженовская свита содержит карбонатные отложения (процентное содержание этих соединений превышает 6%), в отличие от верхнетюменской подсвиты и радомской пачки, в которых данный параметр составляет 9,38 и 12,21%, соответственно (***табл. 1***).

Соотношение пристан/фитан радомской пачки и верхнетюменской подсвиты намного больше 1 [6, 7], что указывает на значительно влияние кислородных условий и терригенного материала на формирование этих нефтегазо-

Рис. 1.
Расположение района работ и скважин с геохимическими замерами



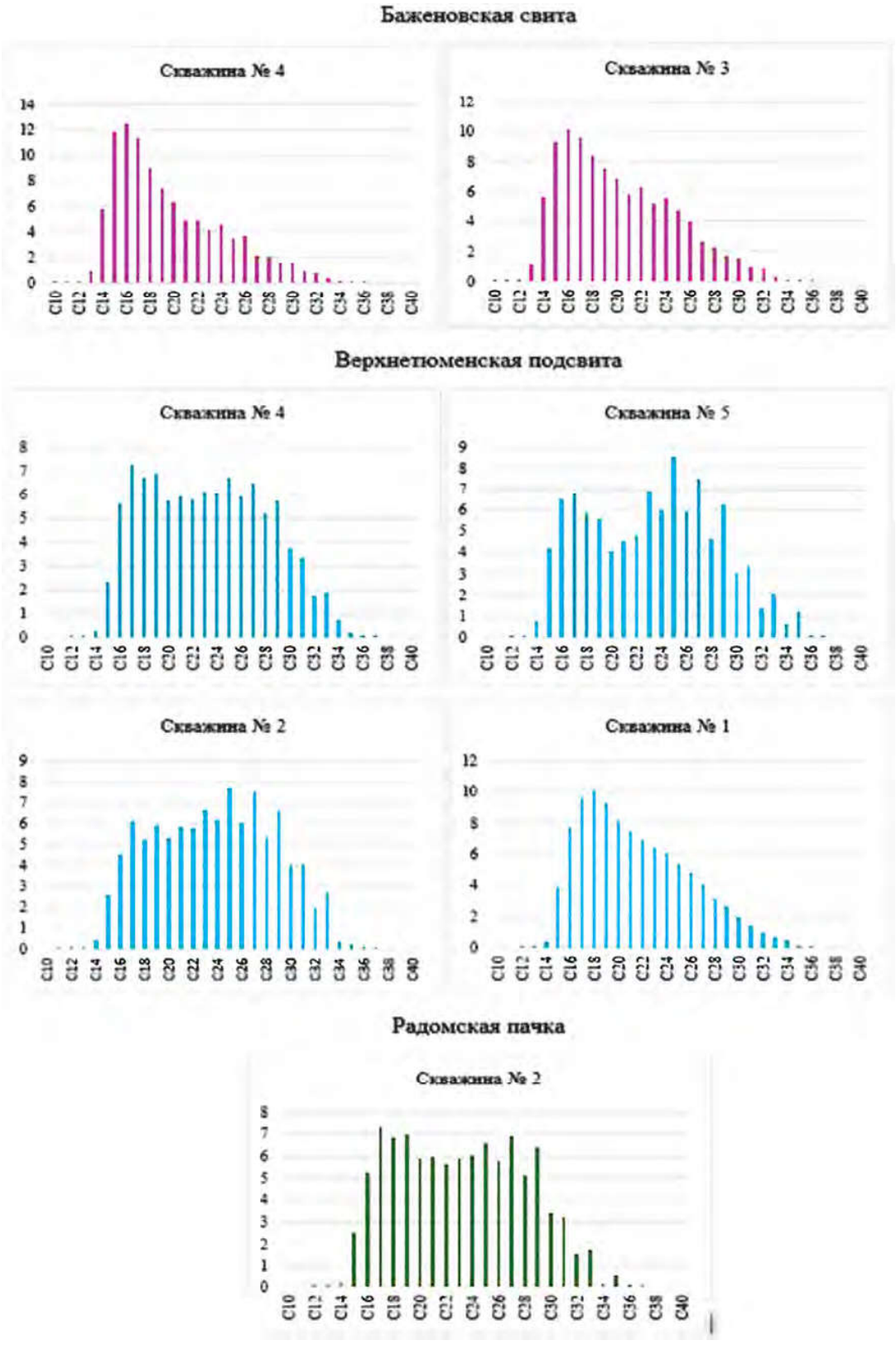


Рис. 2.
Распределение атомов углерода нормальных алканов в образцах нефтей, взятых из нефтегазоматеринских пород (в % на сумму н-алканов)

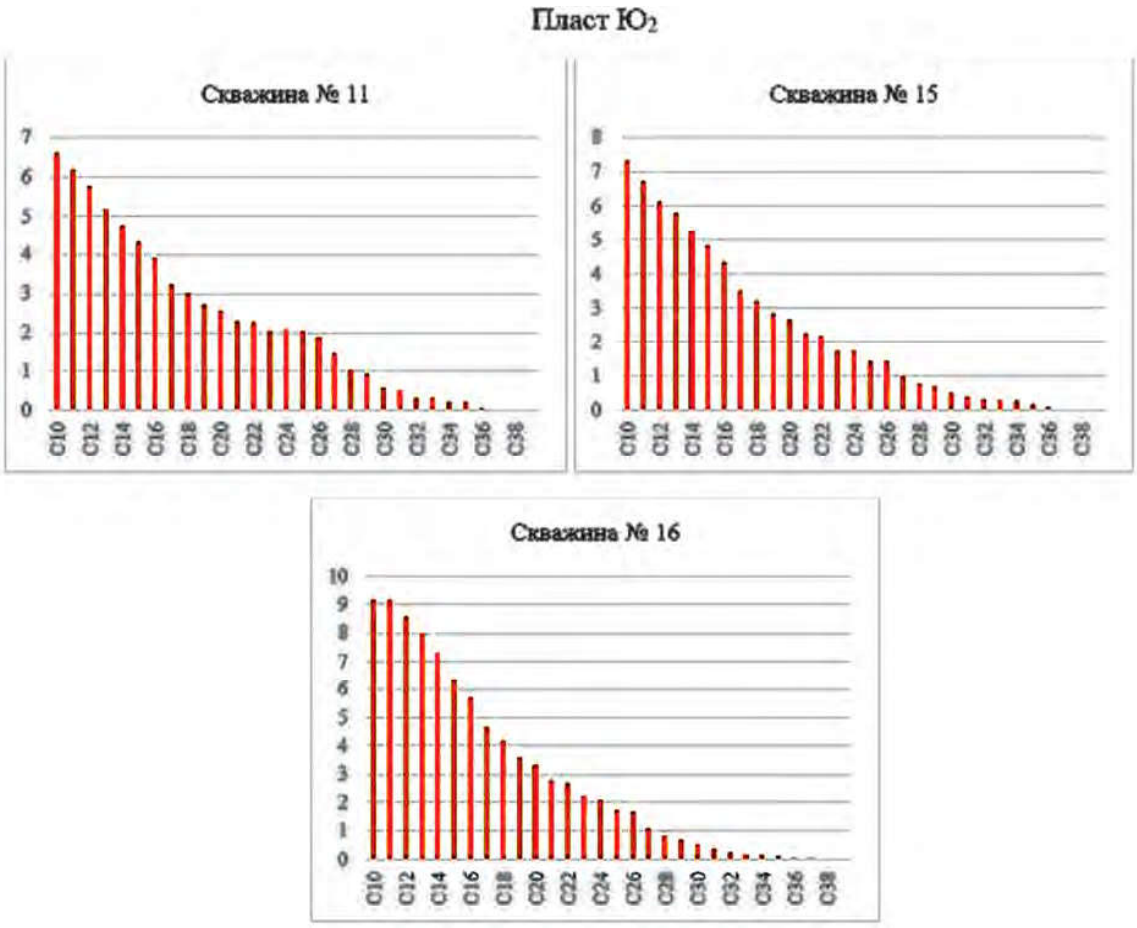


Рис. 3.
Распределение атомов углерода нормальных алканов в образцах нефтей, взятых из пласта $Ю_2$ (в % на сумму н-алканов)

материнских пород (***рис. 5***). Более того, т.к. соотношение пристан/фитан в образцах нефти верхнетюменской подсвиты превышает 3, то можно предположить, что эта толща формировалась в прибрежно-морских условиях [6]. Соотношение пристан/фитан в образцах нефти баженовской свиты незначительно превышает 1, что указывает на значительно более бескислородные глубоководные условия формирования этой нефтематеринской породы.

Очевидно, что для более качественного анализа происхождения нефтегазоматеринских пород в пределах рассматриваемого района работ необходимо проведение большего количества геохимических замеров.

Анализ образцов нефтей пород-коллекторов

;В пределах района работ проанализированы нефти следующих резервуаров: $Ю_2$, отложения ачимовской толщи, а также шельфовые пласты $БС_8$, $АС_{12}$, $АС_{11}$ и $АС_4$. Пласт $Ю_2$ приурочен к отложениям тюменской свиты и литологически представлен переслаиванием серых глин с глинистыми песчаниками и алевролитами, а также редкими прослоями углей [11]. Отложения ачимовской толщи представлены песчаниками и алевритами [11]. Пласт $БС_8$ приурочен к отложениям ахской свиты и литологически представлен глинами и мощными прослоями песчаников и алевролитов [11]. Пласты $АС_{12}$ и $АС_{11}$ приурочены к отложениям черкашинской свиты и литологически представлены переслаиванием серых песчаников, глин и алевролитов [11]. Пласт $АС_4$ приурочен к отложениям черкашинской свиты и литологически представлен переслаиванием серых песчаников, алевролитов и глин [11].

Анализ степени сернистости выполнен в соответствии с нормативно-методической документацией по классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов [8]. Он показывает, что нефти рассматриваемых пластов в целом варьируются от среднесернистых до сернистых, однако в пласте $Ю_2$ присутствует и малосернистый образец. Наличие среднесернистых нефтей (0,5–1%) приурочено к пласту $Ю_2$, ачимовской

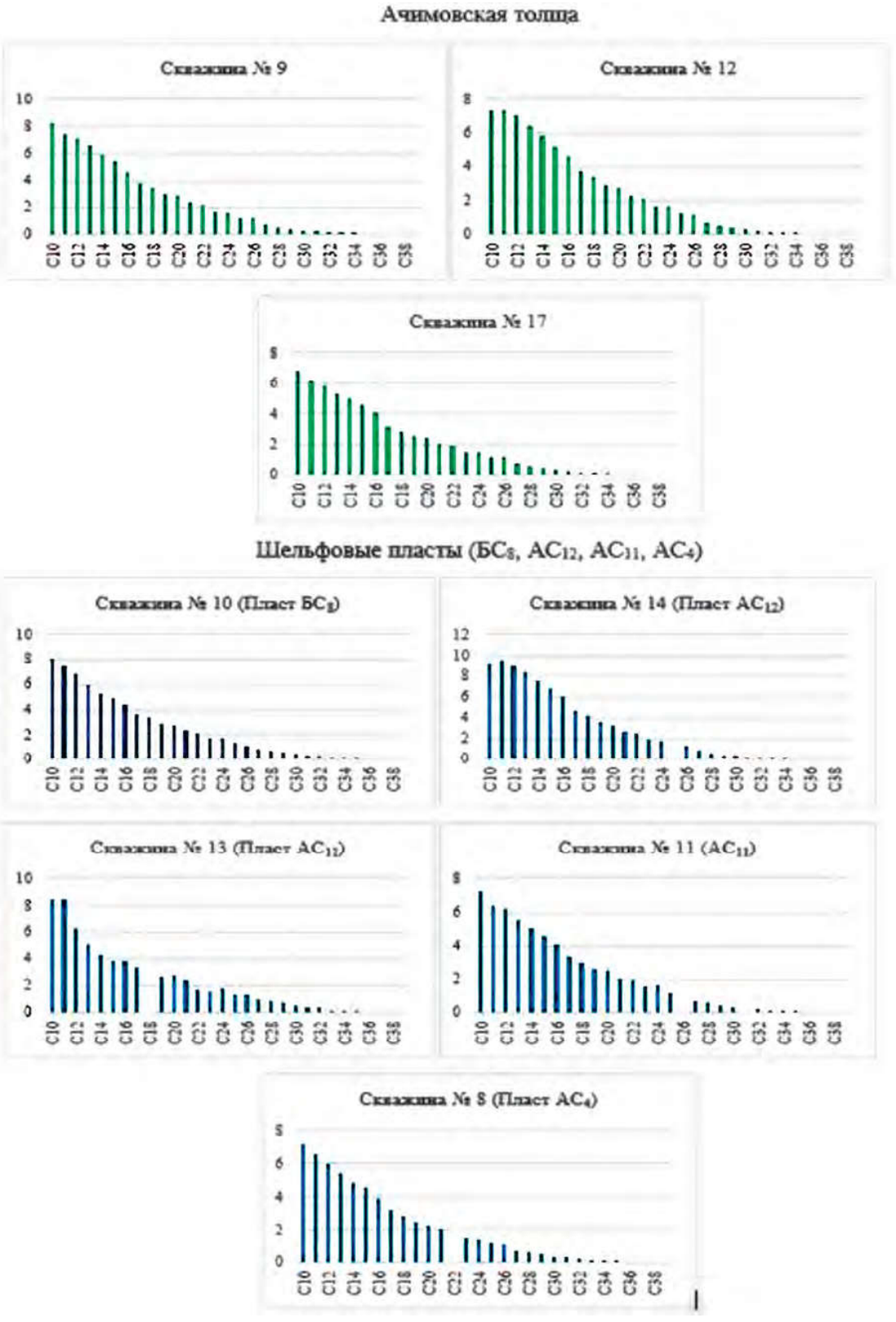


Рис. 4.
Распределение атомов углерода нормальных алканов в образцах нефтей, взятых из неокомских отложений (в % на сумму н-алканов)

		НГМП			Пласты					
Параметр	№ скв.	Радом. пачка	Верхнетюм. подсвита	Баж. свита	$Ю_2$	Ач	$БС_8$	$АС_{12}$	$АС_{11}$	$АС_4$
C_{26}/C_{25} трициклотерпаны (% на сумму трицикланов)	1		0,60							
	2	0,70	1,55							
	3			0,77						
	4		0,84	0,53						
	5		0,93							
	6									
	7									
	8									0,56
	9					0,56				
	10						0,59			
	11				0,66				0,51	
	12					0,56				
	13									
	14							0,61		
	15				0,56					
	16				0,58					
	17					0,54				
Среднее		***0,70***	***0,98***	***0,65***	***0,60***	***0,55***	***0,59***	***0,61***	***0,51***	*0,56*
Моретаны (% на сумму терпанов)	1		11,56							
	2	9,38	12,22							
	3			3,30						
	4		8,47	3,20						
	5		16,59							
	6									
	7									
	8									3,39
	9					3,12				
	10						3,43			
	11				4,41				3,38	
	12					3,36				
	13									
	14							3,43		
	15				3,57					
	16				3,61					
	17					3,66				
Среднее		***9,38***	***12,21***	***3,25***	***3,86***	***3,38***	***3,43***	***3,43***	***3,38***	*3,39*

Таблица 1.
Анализ содержания трициклотерпанов и моретанов в образцах нефтей нефтегазоматеринских пород и пластов

толще и пласту $АС_{12}$ (по одному образцу). Сернистые нефти (1–3%) приурочены к наибольшей части образцов и присутствуют практически во всех рассматриваемых пластах. Повышенная степень сернистости может обуславливаться присутствием карбонатов в нефтегазоматерин-

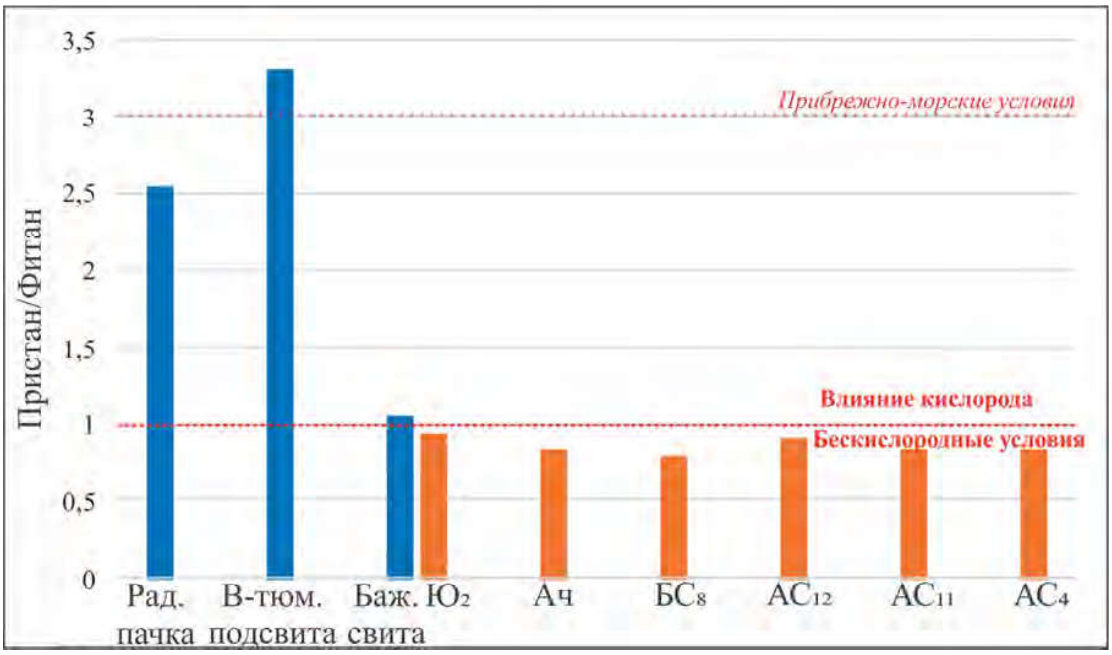


Рис. 5.
Гистограмма распределения значений соотношения пристан/фитан в рассматриваемых нефтегазоматеринских породах и пластах

ской породе [2], что в данном случае характерно для баженовской свиты. Примечательно также, что образцы нефти самой баженовской свиты в целом являются среднесернистыми (средний процент серы составляет 0,98%).

Соотношение порфиринов V/Ni в образцах нефти рассмотренных пластов в целом варьируется от 2,14 до 31,48, что говорит о глубоководноморском происхождении УВ.

Распределение нормальных алканов всех рассматриваемых пластов указывает на преимущественно морское происхождение содержащихся в них УВ. Диаграммы показывают преимущественное содержание C_{10}-C_{15} в пробах нефтей всех резервуаров, что указывает на значительное влияние одноклеточных водорослей и бактерий, среда обитания которых была приурочена к глубоководноморским условиям (***рис. 3, 4***).

Соотношение C_{26}/C_{25} трициклотерпанов всех пластов меньше единицы, что означает морские условия осадконакопления (***табл. 1***).

Соотношение пристан/фитан в нефтях всех рассматриваемых пластов указывает на их глубоководноморское происхождение и как следствие, формирование в бескислородных условиях. На ***рис. 5*** видно, что данный параметр, замеренный для всех пластов и баженовской свиты, очень хорошо сопоставим.

Выводы

Нефти баженовской свиты и всех рассмотренных пластов имеют схожую картину распределения нормальных алканов. Кроме того, соотношение трициклотерпанов C_{26}/C_{25} и процентное содержание моретанов от общего числа терпанов в нефтях баженовской свиты и рассматриваемых пластов хорошо сопоставимо. Наконец, соотношение пристан/фитан нефтей всех рассмотренных пластов лучше всего коррелируется с этим параметром нефтей баженовской свиты. В целом, анализ биомаркеров, содержания серы, соотношения V/Ni, а также распределения нормальных алканов в нефтях рассмотренных нефтегазоматеринских пород и пород-коллекторов показывает, что УВ, содержащиеся в пластах $Ю_2$, $БС_8$, $АС_{12}$, $АС_{11}$ и $АС_4$ имеют глубоководноморское происхождение, в их формировании значительную роль сыграли морские живые организмы (бактерии, одноклеточные водоросли, планктон, простейшие). Следовательно, эти УВ мигрировали из нефтегазоматеринских пород баженовской свиты.

Литература

1. Bissada K.K., Elrod L. W., Darnell L. M., Szymczyk H. M., and Trostle J. L. Geochemical inversion – a modern approach to inferring source rock identity from characteristics of accumulated oil and gas //Proceedings Indonesian petroleum association, Twenty First Annual Convention, October, 1992.

2. Bissada K. K. Principles and practices of Petroleum Geochemistry //University of Houston, Department of Geosciences, Houston, Texas, 1994, 567 p.
3. Peters K. E., Walters C. C., and Moldowan J. M. The biomarker guide, 2nd edition //Cambridge University Press, Cambridge, 2005, 1155 p.
4. Peters K. E., Walters C. C., and Moldowan J. M. Biomarkers: assessment of petroleum source-rock age and depositional environment //Springer International Publishing AG, R. Sorkhabi (ed.), Encyclopedia of Petroleum Geoscience, 2017, p. 3-11.
5. Demaison, G. J., and Moore G. T. Anoxic environments and oil source bed genesis //American Association of Petroleum Geologists Bulletin, 1980, vol. 64, p. 1179-1209.
6. Hughes W. B., Holba A. G., and Dzou L. I. P. The ratios of dibenzothiophene and pristine to phytane as indicators of depositional environment and lithology of petroleum source rocks //Geochim Cosmochim Acta,1995, vol. 59, p. 3581-3598.
7. ten Haven H. L., de Leeuw J. W., Rullkotter J., and Sinninghe Damste J. S. Restricted utility of the pristane/phytane ratio as a palaeoenvironmental indicator //Nature, 1987, vol. 330, p. 641-643.
8. Классификация запасов и ресурсов нефти и горючих газов. Нормативно-методическая документация. М.: ЕСОЭН. 2016. 320 с.
9. Tissot B. P. and Welte D. H. Petroleum formation and occurrence //Springer-Verlag, New York, USA, 1984, 699 p.
10. Lewan M. D. Factors controlling the proportionality of vanadium to nickel in crude oils //Geochim Cosmochim Acta, 1984, vol. 48, p. 2231-2238.
11. Конторович А.Э., Клец А.Г., Казаненков В.А., Пономарева Е.В., Гуськов С.А., Бабушкин А.Е., Беляев С.Ю., Кузнецов Р.О., Конторович В.А., Гайдебурова Е.А., Ершов С.В., Фомин А.Н., Москвин В.И., Меленевский В.Н., Данилова В.П., Борисова Л.С., Костырева Е.А., Фурсенко Е.А., Бурштейн Л.М., Красавчиков В.О., Курчиков А.Р. Отчет по теме «Генерация, миграция и аккумуляция углеводородов в Южно-салымской зоне Западной Сибири». Новосибирск. 2006. 250 с.

UDC 550.4.01

M. Kuznetcova, leading geologist ZapSibNIIGG[1], KuznetsovaMI@zsniigg.ru
I. Damaskina, geologist of the 2 category ZapSibNIIGG[1], DamaskinaII@zsniigg.ru
A. Popov, Senior Geologist Salym Petroleum Development N.V.[2], alexey.popov@salympetroleum.ru

[1]57 Republic str., Tyumen, 625000, Russia.
[2]Floor 6, 31 Novinsky blvd,. Moscow, 123242, Russia.

Analysis of Petroleum Origin in the Jurassic and Neocomian Reservoirs Utilizing Biomarker Analysis and Correlation Oil – Source within the Northern Part of the Tyumen Region and the Khanty-Mansi Autonomous Region

Abstract. The nature of petroleum samples derived from the Jurassic (U_2) and Neokomian (BS_8, AS_{12}, AS_{11}, and AS_4) reservoirs was estimated based on the biomarker analysis, distribution of carbon atoms in n–paraffins, sulfur content, and V/Ni ratio.

Keywords: hydrocarbons; biomarkers; Radom Formation;, Tyumen Formation; Bazhenov Formation; source rocks; reservoirs; migration; pristine; phytane.

References

1. Bissada K.K., Elrod L. W., Darnell L. M., Szymczyk H. M., and Trostle J. L. Geochemical inversion – a modern approach to inferring source rock identity from characteristics of accumulated oil and gas //Proceedings Indonesian petroleum association, Twenty First Annual Convention, October, 1992.
2. Bissada K. K. Principles and practices of Petroleum Geochemistry //University of Houston, Department of Geosciences, Houston, Texas, 1994, 567 p.
3. Peters K. E., Walters C. C., and Moldowan J. M. The biomarker guide, 2nd edition //Cambridge University Press, Cambridge, 2005, 1155 p.
4. Peters K. E., Walters C. C., and Moldowan J. M. Biomarkers: assessment of petroleum source-rock age and depositional environment //Springer International Publishing AG, R. Sorkhabi (ed.), Encyclopedia of Petroleum Geoscience, 2017, p. 3-11.
5. Demaison, G. J., and Moore G. T. Anoxic environments and oil source bed genesis //American Association of Petroleum Geologists Bulletin, 1980, vol. 64, p. 1179-1209.
6. Hughes W. B., Holba A. G., and Dzou L. I. P. The ratios of dibenzothiophene and pristine to phytane as indicators of depositional environment and lithology of petroleum source rocks //Geochim Cosmochim Acta,1995, vol. 59, p. 3581-3598.
7. ten Haven H. L., de Leeuw J. W., Rullkotter J., and Sinninghe Damste J. S. Restricted utility of the pristane/phytane ratio as a palaeoenvironmental indicator //Nature, 1987, vol. 330, p. 641-643.
8. *Klassifikatsiia zapasov i resursov nefti i goriuchikh gazov. Normativno-metodicheskaia dokumentatsiia* [Classification of reserves and resources of oil and combustible gases. Normative and methodical documentation]. Moscow, ESOEN Publ., 2016, 320 p.
9. Tissot B. P. and Welte D. H. Petroleum formation and occurrence //Springer-Verlag, New York, USA, 1984, 699 p.
10. Lewan M. D. Factors controlling the proportionality of vanadium to nickel in crude oils //Geochim Cosmochim Acta, 1984, vol. 48, p. 2231-2238.
11. Kontorovich A.E., Klets A.G., Kazanenkov V.A., Ponomareva E.V., Gus'kov S.A., Babushkin A.E., Beliaev S.Iu., Kuznetsov R.O., Kontorovich V.A., Gaideburova E.A., Ershov S.V., Fomin A.N., Moskvin V.I., Melenevskii V.N., Danilova V.P., Borisova L.S., Kostyreva E.A., Fursenko E.A., Burshtein L.M., Krasavchikov V.O., Kurchikov A.R. *Otchet po teme «Generatsiia, migratsiia i akkumuliatsiia uglevodorodov v luzhno-salymskoi zone Zapadnoi Sibiri»* [Report on the topic "Generation, migration and accumulation of hydrocarbons in the South Salym zone of Western Siberia"]. Novosibirsk, 2006, 250 p.