УДК (553.982.23.044:551.762.2):(550.83+552.1)(571.1)

ПРОГНОЗ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ АЛЕВРИТО-ПЕСЧАНЫХ ПЛАСТОВ Ю₂₋₄ ИРТЫШ-ДЕМЬЯНСКОГО МЕЖДУРЕЧЬЯ НА ОСНОВЕ КОМПЛЕКСНОГО АНАЛИЗА ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКИХ И ЛИТОЛОГО-ПЕТРОФИЗИЧЕСКИХ ДАННЫХ

Е.С. Таффарель¹, Е.А. Предтеченская², З. Я. Сердюк²

¹ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», Москва, Россия; ²Сибирский НИИ геологии, геофизики и минерального сырья, Новосибирск, Россия

Обоснованы критерии прогноза нефтегазоносности среднеюрских пластов Ю₂₋₄ на территории Иртыш-Демьянского междуречья. Учтены данные о пространственном распространении, структуре, вещественном составе, генезисе, коллекторских свойствах и нефтегазоносности пород. Охарактеризованы особенности изменения литологического состава и текстур пород, связанные с полифациальностью отложений, выделены интервалы с улучшенными коллекторскими свойствами. На основе анализа кернового материала и интерпретации данных ГИС построены корреляционные схемы и схематические геологогеофизические разрезы верхнебайос-батских отложений, включающих группу пластов Ю₂₋₄. Приведены сведения об основных промышленных и перспективных нефтегазоносных комплексах в пределах Уватского и Салымского нефтегазоносных районов в составе Фроловской нефтегазоносной области. Наряду с продуктивными пластами охарактеризованы экранирующие свиты и потенциальные нефтематеринские породы. В результате комплексирования геофизических, литологических и петрофизических данных, информации об испытаниях и степени нефтенасыщенности пластов Ю₂₋₄ выделены перспективные зоны для поиска залежей углеводородов. Охарактеризованы прогнозные типы ловушек для пластов Ю₂₋₄.

Ключевые слова: Западная Сибирь, Иртыш-Демьянское междуречье, средняя юра, пласты Ю₂₋₄, коллекторские свойства, нефтематеринские толщи, типы ловушек, перспективы нефтегазоносности.

FORECAST OF OIL AND GAS CONTENT OF YU₂₋₄ SILTY-SANDY BEDS OF THE IRTYSH-DEMYANKA INTERFLUVE BASED ON THE COMPLEX ANALYSIS OF GEOLOGICAL-GEOPHYSICAL AND LITHO-PETROPHYSICAL DATA

Ye. S. Taffarel¹, Ye. A. Predtechenskaya², Z. Ya. Serdyuk²

¹ LUKOIL-Engineering, Moscow, Russia; ² Siberian Research Institute of Geology, Geophysics and Mineral resources, Novosibirsk, Russia

The article substantiates the criteria for forecasting the oil and gas potential of the Middle Jurassic Yu_{2-4} beds in the Irtysh–Demyanka interfluve. The data on the spatial distribution, structure, material composition, genesis, reservoir properties and oil and gas potential of rocks are taken into account. Specific changes in the lithological composition and texture of rocks associated with the polyfaciality of deposits are characterized, and intervals of improved reservoir properties are identified. Based on the analysis of core material and interpretation of well log data, correlation schemes and schematic geological and geophysical sections of the Upper Bajocian-Bathonian deposits, including a group of Yu_{2-4} beds, are constructed. Information is given on the main industrial and prospective oil and gas complexes within the Uvat and Salym petroleum areas as part of the Frolov petroleum region. Along with productive formations, screening formations and potential source rocks are characterized. As a result of the integration of geophysical, lithological and petrophysical data, information about tests and the degree of oil saturation of the Yu_{2-4} beds, are constructed.

Keywords: West Siberia, Irtysh–Demyanka interfluve, Middle Jurassic, Yu_{2-4} beds, reservoir properties, oil source strata, trap types, oil and gas prospects.

DOI 10.20403/2078-0575-2019-4-37-58

Актуальность проведенных исследований связана с тем, что на территории Иртыш-Демьянского междуречья продуктивные пласты Ю₂₋₄ полифациальны, не выдержаны по вертикали и латерали, имеют сложное литологическое строение, сопровождающееся резкими колебаниями эффективной мощности в пределах 5–20 м при мощности каждого отдельно взятого пласта до 30–35 м, что непосредственно связано с условиями их формирования. Эти обстоятельства затрудняют прогноз характера рас-

пространения и качества пород-коллекторов в районе исследований.

Территория исследований расположена в Уватском районе Тюменской области (рис. 1) и включает Пограничный, Северо-Комариный, Верхнелумкойский, Лумкойский и Нижнелумкойский участки недр, на которых разведаны залежи нефти и газа в меловых и юрских отложениях. Изучаемая площадь находится в пределах Фроловского геоблока, в южной части Ханты-Мансийской котловины,





1–2 – фонд недр: 1 – распределенный, 2 – нераспределенный; 3 – открытые месторождения; 4 – подготовленные структуры; 5 – граница субъектов РФ; 6 – территория исследований: Пограничный, Северо-Комариный, Верхнелум-койский, Лумкойский, Нижнелумкойский участки недр



Рис. 2. Фрагмент тектонической карты центральной части Западно-Сибирской плиты (под ред. В. И. Шпильмана, Н. И. Змановского, Л. Л. Подсосовой, 1998), м-б 1:1 000 000 [14]

1- административная граница Ханты-Мансийского автономного округа; 2 - важнейшие тектонические нарушения; 3- границы геоблоков; тектоническое строение мезозойско-кайнозойского чехла: 4 – границы тектонических элементов I порядка; 5 – границы внутреннего районирования тектонических элементов І порядка; надпорядковые и І порядка структуры нерайонированные: 6- своды и мегавалы, 7- мегаседловины, 8- мегапрогибы, мегавпадины; внутреннее районирование надпорядковых и І порядка структур: 9- валы, 10седловины, 11- моноклинали, 12 - открытые месторождения нефти, газа и конденсата; 13территория исследований: Пограничный, Северо-Комариный, Верхнелумкойский, Лумкойский, Нижнелумкойский участки недр; 14 – сопредельные участки недр

Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири – 2019, № 4 – Geology and mineral resources of Siberia

№ 4(40) ♦ 2019



Рис. 3. Сейсмические композитные профили по линиям: а – 1200090–1200260 (Пограничный ЛУ); б – 120050320– 120050240 (Северо-Комариный ЛУ)

осложняющей на юге Фроловскую мегавпадину [15]. На востоке и северо-востоке котловина граничит со структурой I порядка – Верхнесалымским мегавалом; с юга к ней примыкает северное окончание Южной Бортовой моноклинали (рис. 2). Территория исследований осложнена локальными поднятиями IV порядка (рис. 3). Она расположена на стыке Уватского и Салымского нефтегазоносных районов (НГР) и Фроловской нефтегазоносной области (НГО) в соответствии с картой нефтегазогеологического районирования Тюменской области (южные районы) по данным ФГУП «ЗапСибНИИГГ» (2016). Оба района регионально нефтегазоносны и перспективны для открытия новых залежей УВ. В южных, восточных и юго-восточных районах прилегающей территории (Тайлаковская, Новоютымская и другие площади), по данным [3], Ф. Г. Гурари с соавторами [5] в пределах Верхнедемьянского мегавала и южной части Юганской мегавпадины выделены положительные структуры II и III порядков с соответствующими названиями.

Изучаемая территория относится к Фроловскому структурно-фациальному району (СФР) Обь-Тазовской структурно-фациальной области (СФО) [13]. *Нижнеюрские отложения*, представленные горелой свитой в объеме пласта Ю₁₀, локально развитой тогурской пачкой и пластом Ю₁₁, выклиниваются в пределах положительных структур. К подошве тогурской пачки приурочен отражающий горизонт ТЮ₁₁ (см. рис. 3). *Среднеюрские отложения* представлены горелой свитой в объеме радомской пачки и тюменской свитой в полном объеме, *верхнеюрские* – абалакской и баженовской свитами [13]. К кровле радомской пачки приурочен отражающий горизонт Т_{рад}. Пласты Ю₂₋₄ на территории Иртыш-Демьянского междуречья, позднебайос-батского возраста (по [13]), относятся к малышевскому горизонту и именуются пластами группы ЮС.

Основные и перспективные нефтегазоносные комплексы

На территории исследований во Фроловской НГО выделяются три основных нефтегазоносных комплекса (НГК): среднеюрский (пласты Ю₂₋₄), верхнеюрский (пласт Ю₁) и меловой, а также три перспективных нефтегазоносных комплекса (ПНГК): доюрский, нижнеюрский (пласты Ю₁₀₋₁₁), среднеюрский (пласты Ю₇₋₉, Ю₅₋₆).

Распределение залежей по НГК на исследуемой территории показывает преобладание запасов УВ в юрском интервале разреза (табл. 1).

Среднеюрский НГК включает отложения верхней подсвиты тюменской свиты позднебайосбатского возраста – пласты Ю₂₋₄. НГК регионально нефтегазоносен. В Тюменской области выявлено более 30 месторождений. Каждое месторождение в среднем имеет по две залежи. Нефтегазоносность пластов Ю₂₋₄ доказана на Вареягском, Северо-Комарином и прочих месторождениях (см. табл. 1), где открыты нефтяные залежи, связанные со структурными и структурно-литологическими ловушками. Коллекторские свойства пород относительно низкие. Пористость не превышает 16 %, проницаемость варьирует от 0,05 до 20 мД. Покрышкой для пластов Ю₂₋₄ являются аргиллиты абалакской свиты.

				Юрск	ая сист	ема			Me.	ловая си	істема
N 4	Доюр-					Отд	цел				
месторождение (год открытия)	скии		С	редний			Верх	ний		Нижни	й
()	плекс	ЮС ₇	ЮС₅	ЮС4	ЮС₃	ЮC2	ЮС	ЮС₀	Ач	БС ₆₋₈	$\begin{array}{c} AC_{9-10}\\ \overline{AC}_{11-12} \end{array}$
	Фроло	овская м	егавпад	ина (ст	прукту	ра I поря	ідка)				
	Ханты-	Мансийс	кая котл	овина (структу	/pa II пор	рядка)				
Вареягское (2002)	-	-	-	_	н	н	-	-	н	-	н
Верхнелумкойское (2014)	-	-	-	н	н	н	-	-	-	-	-
Демьянское (2015)	-	-	-	_	-	-	-	-	-	-	н
Нижнелумкойское (2006)	-	-	н	н	н	_	-	-	-	-	-
Северо-Комариное (2006)	-	-	н	н	н	н	н	н	-	-	-
Северо-Немчиновское (2007)	-	-	-	н	н	н	-	-	-	-	-
Южно-Нюрымское (2010)	-	-	-	-	н	н	-	-	-	-	н
		Ендырск	кий вал (структу	ра II по	рядка)					
Ендырское (1992)	н	-	-	-	-	-	_	н	-	-	-
		Зимни	й вал (ст	руктура	а II пор	ядка)					
Зимнее (1993)	-	-	-	-	-	_	-	-	-	-	н
Им. Александра Жагина (2015)	_	_	_	-	-	_	-	_	-	-	н *н
	Южная	Бортова	я монок,	линаль	(структ	ypa II по	рядка)				
Кальчинское (1990)	-	_	_	н	н	_	н	н	н	-	-
Северо-Кальчинское (1991)	_	_	_	_	_	_	_	-	н	-	_
Северо-Качкарское (2016)	_	_	_	_	_	_	-	_	н	н	_
Центрально-Алымское (2016)	-	-	-	_	-	н	н	-	-	-	-
	Верхне	 есалымс	 кий мега	і авал (сп	прукту	ра I пор	 ядка)				
Верхнесалымское (1998)	-	-	-	_	н	н	-	н	н	н	н
Гусеничное (2000)	-	-	н	н	н	н	н	н	-	-	-
Северо-Демьянское (1994)	_	н	н	н	н	н	н	н	н		

Нефтегазоносность (н) юрско-меловых пластов территории исследований и близлежащих площадей

Таблица 1

Примечание. Цветом обозначены основные нефтегазоносные пласты – объекты исследования.

Литолого-петрофизическая характеристика пород пластов Ю₂₋₄

На исследуемых участках строение и состав пород продуктивных пластов Ю₂₋₄ среднеюрского НГК изучены по разрезам, вскрытым 26 поисково-разведочными скважинами.

Литологическая характеристика пластов Ю₂₋₄, выполненная ранее для Иртыш-Демьянского междуречья [2, 5, 6, 12], была дополнена авторами с учетом новых геолого-геофизических данных и литолого-петрофизических исследований в скважинах Северо-Комариных 115, 116, Южно-Вареягских 6, 501 и Вареягской 30. Всего исследовано свыше 700 шлифов. Характеристика пластов Ю₂₋₄ приводится снизу вверх по разрезу позднебайос-батских отложений. Наименование обломочных пород определялось с использованием классификации Н. В. Логвиненко (1984). Изученные среднеюрские разрезы сложены ритмичной толщей алеврито-песчаных пластов, которые не выдержаны по простиранию и имеют линзовидное строение за счет разделяющих их глинистых флюидоупоров.

Пласт Ю₄ в районе исследований охарактеризован керном в 10 скважинах (Южно-Нюрымских 11, 12, Южно-Вареягской 6, Северо-Комариных 115, 116, 200, 201, Комариной 943, Верхнелумкойской 108 и Нижнелумкойской 99). На всех исследуемых площадях пласт Ю4 мощностью 5–12 м хорошо прослеживается, сложен разнозернистыми алевролитами и полимиктовыми мелкозернистыми песчаниками с прослоями аргиллитов. На Северо-Комариной (скв. 115, 200, 201) и Южно-Нюрымской (скв. 12) площадях в его составе присутствуют песчаники средне-мелкозернистой и мелко-среднезернистой структуры с неокатанными и окатанными обломками гравийной и галечной размерности. На Северо-Комариной площади и частично на Верхнелумкойской пласт Ю₄ начинается песчаниками и заканчивается углями, как и залегающий ниже пласт Ю₅. Эти угольные пласты мощностью до 2–3 м, которые четко прослеживаются на корреляционных схемах,

приняты как условные реперы при выделении пластов Ю₄ и Ю₅ (рис. 4–6).

Пласты Ю₂₋₃ на Пограничном участке рассматриваются как единый резервуар и изучены по керну скважин Южно-Вареягских 4, 6, 13, 501, Вареягских 1, 7, 30 и Южно-Нюрымских 5, 11, 12. На Северо-Комарином, Верхнелумкойском и Нижнелумкойском участках недр пласты Ю₂ и Ю₃ выделены в самостоятельные резервуары и изучены по керну скважин Северо-Комариных 98, 110, 115, 116, 200 и 201, Комариных 94, 941, 943, 944, Верхнелумкойских 100, 105, 106, 108, Западно-Лумкойской 96 и Нижнелумкойской 99.

Пласты Ю₂₋₃ сложены неравномерным переслаиванием песчаников, алевролитов и аргиллитов (в меньшей степени углистых аргиллитов). В едином резервуаре Ю₂₋₃ в скважинах Южно-Вареягских 4, 6, 13, 501 выделяются тела песчаников линзовидного строения, средне-мелкозернистой и мелкозернистой структуры мощностью 5–15 м; в скважинах Южно-Нюрымских 5, 11, 12 – мелко-среднезернистой и средне-мелкозернистой структуры мощностью 5–8 м. В целом пласты Ю₂₋₃ больше заглинизированы на Южно-Нюрымской площади, чем на Южно-Вареягской.

В составе пласта Ю₃ в скважинах Северо-Комариных 110, 200 и 201 (см. рис. 6), в Верхнелумкойской 105 преобладают песчаники средне-мелкозернистой и мелко-среднезернистой структуры, а в составе пласта Ю₂ в скважинах Северо-Комариных 115, 116 и в Верхнелумкойской 100 доминируют средне-мелкозернистые и мелко-среднезернистые песчаники. В прослеживаемых линзовидных песчаных телах мощностью от 5 до 15 м (см. рис. 4-6) встречаются обломки гравийной, реже - галечной размерности (см. рис. 6). Песчаники пластов Ю₂₋₃ имеют в основном полимиктовый состав с преобладанием граувакковой группы на Северо-Комариной (скв. 110), Южно-Вареягской (скв. 6, 501) и Южно-Нюрымской (скв. 11, 12) площадях и с преобладанием аркозовой группы на Вареягской площади (скв. 1, 30). По сравнению с пластом Ю₄, содержание песчаников граувакковой группы в пласте Ю2-3 повышено.

Слоистость пород пластов Ю₂₋₄ в основном линзовидная, горизонтальная, пологоволнистая, слабонаклонная. В пластах Ю₂₋₃ повсеместно отмечаются текстуры смятия, взмучивания и оползания осадка, возникшие под воздействием неспокойной гидродинамической обстановки, в то время как породам пласта Ю₄ свойственны линзовидногнездовидная, нередко перекрестная слоистость за счет разницы в цвете и в гранулометрическом составе, а также присутствие песчано-алевритовых окатышей по наслоению. Слоистые текстуры пород пластов Ю₂₋₃ часто осложнены текстурами биотурбаций. Редкие текстуры биотурбаций в пласте Ю₄ отмечаются в скважинах 115, 200 Северо-Комариной площади. *Сортировка зерен* – от средней до

хорошей, реже плохая, размерность зерен уменьшается вверх по разрезу на Южно-Вареягской и Северо-Комариной площадях и сохраняется без видимых изменений на Вареягской, Южно-Нюрымской и Лумкойской.

Из наиболее характерных структурно-текстурных особенностей пород следует отметить разнозернистый гранулометрический состав обломков и их угловатую форму, растворение кварцевых зерен, конформный характер межзерновых контактов. Благоприятным показателем для улучшения ФЕС коллекторов является увеличение зернистости обломочных пород при очень низком содержании седиментационного цемента [12].

Аутигенные минералы цемента пород пластов Ю2-4 повсеместно представлены пиритом, сидеритом, каолинитом, титанистыми минералами, кальцитом и глауконитом, в породах пласта Ю₄ – в большей мере сидеритом, локально – пиритом и глауконитом. Общее содержание цемента в породах 7-12 %, тип цемента - от пленочного до пленочно-порового и порового. На Северо-Комариной, Южно-Вареягской и Вареягской площадях по данным рентгеноструктурного анализа и петрографического изучения глинистая фракция представлена в основном каолинитом. Гидрослюда и хлорит имеют подчиненное значение (табл. 2). На Южно-Нюрымской и Лумкойской площадях в составе глинистого цемента преобладает гидрослюда, подчиненное значение имеют каолинит и хлорит.

Акцессорные минералы пластов Ю₂₋₄ представлены главным образом цирконом, ассоциацией хромит-магнетит-ильменит, апатитом, титанистыми минералами, с подчиненным количеством турмалина, граната, сфена, рутила и эпидота. На Северо-Комариной площади в пластах Ю₃₋₄ заметно повышено содержание эпидота (до 11–12 %).

В керне и шлифах повсеместно присутствуют признаки нефтеносности. В шлифах отмечаются пленки битума вокруг зерен; битум фиксируется в порах в каолинитовом цементе. Только в пласте Ю₄ на Южно-Нюрымской и Южно-Вареягской площадях нефтепроявления отсутствуют.

Характеристика коллекторских свойств пород пластов Ю₂₋₄ основана на результатах более 700 определений по 20 скважинам. Плотность определения коллекторских свойств – 3–4 на 1 м керна. Коллекторами в пластах Ю₂₋₄ в депрессионных зонах и на склонах поднятий являются песчаники средне-мелкозернистые, мелко-среднезернистые и мелкозернистые алевритовые, на локальных поднятиях – алевролиты крупнозернистые песчаные. Коллекторские свойства пород пластов Ю₂₋₄ в основном низкие, доминирует VI класс коллектора по А. А. Ханину [16] с открытой пористостью 10–13 %, проницаемостью 0,1–0,5 мД.

Пласт Ю₄ на Северо-Комариной площади слагается мелко-среднезернистыми и средне-мелкозернистыми песчаниками мощностью 5–8 м,





Рис. 5. Корреляционная схема по линии II—II (Пограничный ЛУ, Северо-Комариный ЛУ) Усл. обозн. см. на рис. 4

Рис. 4. Корреляционная схема по линии I–I (Северо-Комариный ЛУ), м-б 1:1 000

1 – отражающие сейсмические горизонты (ОГ) по материалам ООО НППГМ «Геосейс» (2012 г.); 2 – ОГ по материалам ОАО «ЦГЭ» (2004 г., 2008 г.); 3 – выделенные пласты Ю_{2–4}; 4 – битуминозные аргиллиты баженовской свиты; 5 – аргиллиты абалакской свиты; 6 – терригенные продуктивные пласты Ю_{2–4}; 7 – суббитуминозные аргиллиты радомской, тогурской пачек; 8–10 – испытания: 8 – в открытом стволе, 9 – в процессе бурения (ИП), 10 – в колонне (перфорация); 11–15 – результаты испытаний в юрских отложениях, м³/сут: 11 – нефть, 12 – пластовая вода с пленкой нефти, 13 – пластовая вода, 14 – пластовая вода с ФБР, 15 – притока не получено; 16–18 – скважины: 16 – поисково-разведочные 17 – разведочные, 18 – эксплуатационные; 19 – территория исследований; площади: В – Вареягская, ВЛ – Верхнелум-койская, ЗЛ – Западно-Лумкойская, КОМ – Комариная, СК – Северо-Комариная, ЮВ – Южно-Вареягская, ЮН – Южно-Нюрымская









Отражающие горизонты (ОГ) по данным ООО НППГМ «ГеоСейс», 2012: 1 – Б (кровля баженовской свиты), 2 – Б₁ (кровля абалакской свиты), 3 – ТЮ₂ (кровля тюменской свиты); 4 – пробуренная скважина, ее название и номер; 5–15 – литология: 5 – песчаники средне-мелкозернистые и мелко-среднезернистые, 6 – переслаивание песчаников мелкозернистых и алевролитов разнозернистых, 7 – переслаивание песчаников мелкозернистых и алевролитов разнозернистых, 8 – переслаивание аргиллитов, алевролитов разнозернистых и песчаников мелкозернистых, 9 – аргиллиты абалакской свиты, 10 – битуминозные аргиллиты баженовской свиты, 11 – битумопроявления в керне, 12 – локальное фациальное замещение, 13 – окатанные обломки гравелитовой размерности (1–10 мм), 14 – некатанные обломки гравелитовой размерности (1–10 мм), 15 – обломки галечной размерности (10–100 мм); 16–24 – испытаний: 16 – в открытом стволе, 17 – в процессе бурения (ИП), 18 – в колонне (перфорация); результаты испытаний в юрских отложениях, м³/сут: 19 – нефть, 20 – пластовая вода с пленкой нефти, 21 – нефть с ФБР, 22 – пластовая вода, 23 – пластовая вода с ФБР, 24 – притока не получено; 25–27 – категория скважин: 25 – поисково-разведочная, 26 – разведочная, 27 – эксплуатационная; 28 – изогипса, м; 29 – контур ЛУ; 30 – контур сейсморазведочных работ 3D

-		Соотно	ошение	минера	алов, %	-	Количество
Пласт	Скважина	К	х	Г	CO	Другие минералы	проб
	Южно-Нюрымская 5	19	22	49	10	П, Сд	11
	Южно-Нюрымская 11	22	25	42	11	Кв, П, Пш, сл. карб.	14
	Южно-Нюрымская 12	16	18	43	22	Сд	7
	Вареягская 30	41	23	26	10	Кв, Пш, ед. Дл(Ан), Сд	15
	Вареягская 501	69	2	20	9	Дт, Кв, П, NaПш, Дл	50
	Южно-Вареягская 13	45	22	17	16	Пш <i>,</i> Кц	1
Ю ₂₋₃	Северо-Комариная 115	43	23	27	11	Кв, Пш, Кц, Сд, П	10
	Северо-Комариная 116	33	20	28	19	Кв, Пш, ед. Дт, Сд, П	12
	Комариная 943	20	22	51	7	Кв, Пш, П, Кц, Сд	12
	Комариная 944	16	24	51	9	Кв, Сд, Кц, П	7
	Западно-Лумкойская 96	31	21	40	7	Кв, ПШ, Кц, Дл, Сд	7
	Нижнелумкойская 99	18	19	48	15	Сд <i>,</i> ед.Кц	5
	Вареягская 6	25	21	43	11	Кв, П, ПШ, сл. Сд	13
5	Северо-Комариная 200	43	20	27	8	Кв, Пш, Сд, Кц (?)	14
Ю ₃	Северо-Комариная 201	47	22	24	6	Кв, Пш, Сд	15
	Южно-Нюрымская 12	22	21	41	17	Сд	2
	Северо-Комариная 115	55	14	22	10	Кв, Пш, ед. Дт, Сд	2
	Северо-Комариная 200	46	19	26	9	Кв, Пш, Сд, Кц, Дт	11
10	Северо-Комариная 201	51	20	23	7	Кв, Пш, Кц, Дт, Сд	10
IO_4	Комариная 943	16	19	56	9	Кв, Пш, П, Кц, Сд	1
	Вареягская 6	24	28	41	9	Кв, П, Пш, Сд	2
	Нижнелумкойская 99	20	15	52	13	_	1
	Южно-Вареягская 13	23	19	43	15	Пш, Кц	1

Состав глинистых минералов в породах пластов Ю2-4 по данным рентгеноструктурного анализа

Таблица 2

Примечания. К – каолинит, Х – хлорит, Г – гидрослюда, СО – смешанослойные образования гидрослюда-монтмориллонитового состава, Кц – кальцит, Дт – доломит, Сд – сидерит, Ан – анкерит, П – пирит, Кв – кварц, Пш – полевой шпат. Цветом обозначены повышенные концентрации минералов.

в которых открытая пористость (К_{пор.отк}) достигает 14–15 %, К_{по} – до 1 мД, что по А. А. Ханину соответствует коллекторам V класса. Породы пласта Юз обладают повышенными фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС). На Северо-Комариной площади этот пласт представлен мелко-среднезернистыми и средне-мелкозернистыми песчаниками мощностью 12-17 м с тонкими глинистыми прослоями, К_{пор.отк} достигает 17–18 %, К_{пр} – 5–12 мД, класс коллектора по А. А. Ханину увеличивается до V, реже – до IV [16]. В едином резервуаре Ю2-3 на Южно-Вареягской и Южно-Нюрымской площадях в составе пластов доминируют коллекторы VI класса, как и в породах пласта Ю₄. Улучшенными коллекторскими свойствами обладают мелкозернистые песчаники на Южно-Вареягской площади и средне-мелкозернистые и мелко-среднезернистые песчаники на Южно-Нюрымской. Мощность песчаников 10–12 м, К_{пор.отк} 15–17 %, К_{пр} от 1,0–1,5 до 5-10 мД (Южно-Нюрымская площадь), соответственно, класс коллектора увеличивается до IV-V. В породах пласта Ю2 по причине глинизации повсеместно преобладают коллекторы VI класса (К_{по} <0,1 мД). На Северо-Комариной и Верхнелумкойской площадях коллекторы с повышенными ФЕС выделяются в маломощных (8–10 м) прерывистых линзовидных телах мелко-средне- и средне-мелкозернистых песчаников (К_{пор.отк} 16–18 %, К_{пр} до 3–12 мД, класс коллектора V, реже IV).

По данным петрографического изучения пород пластов Ю₂₋₄ выявлено, что пустотное пространство развито неравномерно: оно состоит из межзерновых единичных свободных пор и микропор в каолинитовом цементе. Преобладают изолированные межзерновые поры размером 0,03–0,05 мм (2–3 %). Суммарный объем пустот составляет определенную долю эффективного порового пространства. Керн из прослоев аргиллитов в пластах Ю_{2–4} нередко рассланцован в виде плитчатой отдельности по наслоению. В керне отмечаются разнонаправленные открытые полые трещины, в которых на Верхнелумкойской, Северо-Комариной и Южно-Вареягской площадях К_{пр} варьирует в пределах 10–20 мД.

На основе интерпретации динамических особенностей сейсмической записи с использованием анализа амплитудных и частотных параметров, а также с применением методики Прони-фильтрации [2] при интерпретации результатов сейсморазведочных работ на Южно-Вареягской площади был дан прогноз зон распространения юрских пластов с улучшенными коллекторскими свойствами. В интервале распространения пластов Ю₂₋₄ выделены возможные зоны трещиноватости и сделано предположение о наличии здесь литологических лову-

№ 4(40) ♦ 2019 —

шек с порово-трещинным типом коллектора [2]. Очевидно, поэтому из единого резервуара Ю₂₋₃ на Пограничном участке в перфорированном стволе были получены притоки нефти от 0,7 до 13 м³/сут, а после проведения гидроразрыва пласта дебит нефти достигал 40–60 м³/сут.

Условия формирования среднеюрских песчаных пластов по геохимическим данным

Геохимические особенности накопления песчаных пластов Ю₂₋₄ были изучены как на территории лицензионных участков, так и в сопредельных районах Иртыш-Демьянского междуречья (рис. 7). Так, на Южно-Вареягской площади в позднебайос-батское время **пласты Ю**2-3 с концентрациями в прослоях аргиллитов и тонкой фракции песчаников бора от 0,01-0,02 до 0,03 % и отношениями B/Ga 8-12 и Sr/ Ва 0,8-1,02 [3, 6, 8, 17] накапливались в морских, слабо опресненных бассейнах и в бассейнах нормальной солености. На Южно-Нюрымской площади пласты Ю2-3 отлагались в условиях неустойчивого положения береговой линии морского бассейна преимущественно в мелководно-морских и прибрежно-морских обстановках с нормальной соленостью вод, судя по концентрации бора (0,02–0,03 %) [7, 9] и отношению B/Ga (7-11) [4, 17] в прослоях аргиллитов и глинистой фракции песчаников. На Комарином поднятии максимальные концентрации бора в глинистой фракции пород составляют 0,02-0,025 %, отношение B/Ga – 8–12, что свидетельствует о накоплении пород в мелководно- и прибрежно-морских условиях с нормальной соленостью вод [4, 7, 17].

Согласно исследованиям сотрудников ИГиРГИ под руководством С.И. Филиной, на сопредельных площадях (Уватская, Северо-Демьянская) в пласте Ю₂ доминирует II тип ОВ с сапропелевой органикой, в пласте Ю₃ на обрамлении Ханты-Мансийской котловины (Кальчинская, Северо-Демьянская площадь) – III тип ОВ (гумусовый), а в пластах Ю₃₋₄ (Эргинская, Салымская площадь) – II–III тип ОВ (смешанный), что не противоречит результатам геохимических исследований.

Условия формирования полифациальных среднеюрских песчаных пластов Ю2-4 по геохимическим данным были также изучены в районах, прилегающих к основной территории исследований с юга (Северо-Кальчинская, Демьянская площади), востока и юго-востока (Северо-Демьянская, Пихтовая, Западно-Пихтовая, Новоютымская, Тайлаковская и др.) (см. рис. 7). Изученные площади в байосбатское время располагались в зоне прибрежного мелководья с широко развитыми дельтовыми системами, заливами и лагунами. Эта зона в северо-западном направлении постепенно переходила в зону мелкого шельфа, где на изученных лицензионных участках, судя по результатам палеонтологических и гранулометрических данных, осадки отлагались в мелководно-морском бассейне, временами испытывавшем засолонение или опреснение.

Nº 4(40) ♦ 2019

Подсчет и анализ геохимических коэффициентов-показателей условий формирования пород пласта Ю₄ в районах южного, юго-западного и юговосточного обрамления территории исследований произведены по керну скважин Пихтовая 200, Западно-Пихтовая 305, Демьянская 20 и Северо-Демьянская 5 (см. рис. 7; табл. 3). На Демьянской и Северо-Демьянской площадях в составе пласта зафиксированы прослои морских осадков нормальной солености (по сравнению с более южными районами). Такой вывод сделан по значениям геохимических коэффициентов и по парагенезу глинистых минералов тонкой фракции [4, 8–10, 17]. Так, на Травяной и Пихтовой площадях в составе последней резко преобладает каолинит, в то время как на Демьянской, Северо-Демьянской и Северо-Кальчинской зафиксированы гидрослюда, каолинит и хлорит примерно в равных пропорциях. Здесь, в отличие от пласта Ю₃, в структуре хлорита отсутствуют пакеты вермикулита, которые обычно развиваются по биотиту в условиях, близких к гипергенным [6]. На Демьянской, Северо-Демьянской, Пихтовой и Западно-Пихтовой мелководно-морские осадки нормальной солености и осадки прибрежных опресненных водоемов тонко переслаиваются с аллювиальными и озерно-болотными. На Пихтовой площади существовали солоновато-водные и опресненные морские обстановки; на Западно-Пихтовой и Северо-Демьянской – прибрежные, периодически затопляемые морем равнины с большой долей дельтовых и пойменно-озерно-болотных фаций, о чем свидетельствуют низкие значения коэффициента Ca/Sr (0,28–0,32) и повышенные концентрации натрия (1,8-3,3) (см. табл. 3) Это позволяет сделать предположение о значительной роли пресноводных водоемов озерно-болотного типа при формировании осадков восточных и юго-восточных районов территории исследования в позднем байосе, несмотря на то что по комплексу поглощенных катионов глины имеют морское происхождение. Вывод о пойменно-озерно-болотном генезисе отдельных прослоев в составе пласта Ю₄ в вышеупомянутых районах подтверждается обилием в породах сидерита и гидроокислов железа, остатков хвощей, наличием прослоев угля, углистых аргиллитов и переотложенных пойменных почв.

Геохимические особенности **пласта** Ю₃ изучены на Пихтовой, Северо-Кальчинской и Северо-Демьянской площадях (см. рис. 7, табл. 3). На двух последних пласт представлен осадками опресненного морского бассейна с большой долей дельтовых фаций. На существование дельтовых обстановок указывают низкие значения коэффициента Sr/Ba (0,002–0,32) и повышенные концентрации натрия, вычисленные для прослоев аргиллитов и глинистой фракции песчаников пласта [9, 17]. О формировании отдельных прослоев в *нормальных морских условиях* свидетельствуют концентрации в породах бора и коэффициенты Ca/Mg, Ca/Sr, Sr/Ba, Na/Ca и Mg/





Рис. 7. Схематическая обзорная карта с выполненными геохимическими исследованиями

1 — контур выявленной перспективной нефтегазоносной площади на 1999 г.; 2 — исследуемая территория (Северо-Комариный, Пограничный, Верхнелумкойский, Лумкойский, Нижнелумкойский участки недр); скважины с выполненными геохимическими исследованиями: 3 — по данным Ф. Г. Гурари [4, 5], 4 — по данным С. И. Филиной, ИГиРГИ (1998), 5 — по данным Н. В. Лопатина, НТЦ ПТ (1999)

Na+Ca [9, 17]. Значения коэффициентов B/Ga и K+Na/ Ca+Mg характерны для морских, слабо опресненных обстановок прибрежной зоны [10, 17]. В целом на изученных площадях геохимические показатели условий седиментации близки. Они свидетельствуют о формировании осадков в условиях прибрежной равнины, периодически заливаемой морем. Песчаники пласта Ю₃ на Кальчинской площади, обладающие хорошими коллекторскими свойствами, дали мощный фонтан нефти дебитом 24 м³/сут на штуцере 6 мм [5].

Геохимические характеристики **пласта** Ю₂ изучены по керну скважин Яккунь-Яхской, Новоютымской, Пихтовой и Северо-Демьянской площадей (см. рис. 7). На *Тайлаковской* и *Новоютымской* площадях верхняя часть пласта Ю₂ формировалась в морском бассейне нормальной солености, в то время как его нижняя часть отлагалась

· № 4(40) ♦ 2019

Геохимические коэффициенты - показатели условий формирования пластов Ю2-4

		T			-	1			
Скважина	B, n·10⁻⁴, %	B/Ga	Na, %	Na/Ca	K+Na Ca+Mg	Ca/Sr	Sr/Ba	Mg Na+Ca	Ca/Mg
				Пласт Ю2	2				
Яккунь-Яхская 138	<u>25–64</u> 46,2	<u>2,3–3,8</u> 2,9	<u>1,8–3,4</u> 2,4	-	-	<u>0,001–0,002</u> 0,0015	<u>0,2–0,9</u> 0,5	<u>0,5–0,7</u> 0,6	<u>0,3–0,9</u> 0,5
Новоютымская 61	<u>45–130</u> 83	<u>1,4–6,5</u> 3,5	<u>1,1–3,2</u> 1,9	-	-	<u>0,001–0,002</u> 0,0015	<u>0,56</u> 1,3	<u>0,8–0,9</u> 0,85	<u>0,12–0,3</u> 0,23
Пихтовая 200	130	8,7	1,36	-	-	0,009	1,8	0,93	0,07
Северо-Демьянская 1	<u>40–160</u> 90	<u>1,7–6,5</u> 4,4	<u>1,1–1,5</u> 1,23	-	_	<u>7,1–40</u> 17,7	<u>0,1–0,4</u> 0,3	<u>0,6–0,9</u> 0,8	<u>0,08–0,6</u> 0,25
				Пласт Юз	5				
Пихтовая 200	130	4,8	1,36	13,6	2,78	11,4	2,57	0,92	0,08
Северо-Кальчинская 61	59	2,2	0,99	5 <i>,</i> 82	0,85	11,3	0,015	0,86	0,13
Северо-Демьянская 5	130–150	4,3–4,8	2,8	8,75	2,58–3,95	13,3–16	0,27–0,32	0,82–0,88	0,12–0,21
				Пласт Ю4	Ļ				
Пихтовая 200	92–130	3,17–4,48	1,36–1,87	7,79–9,06	2,17–2,78	1,66–2,66	1,5–3,6	0,88–0,92	0,09–0,12
Западно-Пихтовая 305	70–130	4,34–7,65	1,8–3,3	7,82–8,75	1,46–3,83	11,1–34,4	0,28–0,32	0,4–0,9	0,07–9,18
Демьянская 20	170	7,74	1,8–2,2	7,5	2,42	15	-	0,88	0,12
Северо-Демьянская 5	130	4,8		8,15	2,65	16,8	0,28	0,88	0,13

в субконтинентальной обстановке (дельтовые протоки, русла, поймы) в условиях неустойчивого положения береговой линии морского бассейна (см. табл. 3). Максимальные концентрации бора отмечены на Пихтовой и Северо-Демьянской площадях (0,013-0,016 %), что отвечает морским условиям седиментации, по В. Эрнсту [17]. В аргиллитах и глинистой фракции песчаников пласта Ю₂ в Новоютымской скв. 61 они колеблются от 0,0045-0,0054 до 0,009-0,013 %, причем слои с низкими концентрациями этого элемента чередуются со слоями с высокими концентрациями. Значение коэффициента B/Ga также варьирует от 1,4-2,43 (опресненные морские бассейны) до 4,35-6,5 (опресненные морские и прибрежноморские условия) по В. М. Мазур [9] и А. В. Ивановской [10]. Таким образом, на Новоютымской площади песчаники пласта Ю₂ сформировались в солоновато-водных и опресненных водоемах прибрежной части моря при неустойчивом положении береговой линии. На Северо-Демьянской площади песчаники этого пласта характеризуются содержанием бора до 0,0040-0,016 % и коэффициентом B/Ga 1,7-6,5, что отвечает нормально соленым, солоновато-водным и опресненным водоемам прибрежной части моря. По значениям отношений Na/Ca и (K+Na)/(Ca+Mg) можно сделать вывод о том, что глинистый материал пород пласта Ю₂ отлагался в области дельт и авандельт (см. табл. 3). На участие осадков пресноводных водоемов озерно-болотного типа в формировании пласта указывают отношения Sr/Ba и Mg/(Mg+Ca) [9]. Судя по отношению B/Ga, формирование пласта Ю2 на Тайлаковской площади происходило в сильно опресненных заливах и лагунах, на Новоютымской и Северо-Демьянской – в соло-

новато-водных (лагуны, заливы) и опресненных условиях (дельты, авандельты), на Пихтовой площади – в морском бассейне, испытывающем периодическое опреснение. Пресноводные озерные отложения, фрагментарно встречающиеся в разрезах ряда скважин, характеризуются отношением Ca/Sr 17,7–40,0, пойменные и дельтовые – значениями коэффициентов Sr/Ba 0,24–0,40 и Mg/(Mg+Ca) 0,60–0,92 [9, 10].

Итак, по содержанию в породах бора, значениям отношения B/Ga и другим геохимическим коэффициентам авторами сделан вывод о формировании пласта Ю₂ на сопредельных территориях в опресненных и солоновато-водных бассейнах прибрежной части моря (дельтах, заливах, лагунах) с неустойчивым положением береговой линии. Это подкрепляется палеонтологическими данными на Демьянской, Северо-Демьянской и Тайлаковской площадях, где в керне обнаружены остатки раковин, свидетельствующие о морских ингрессиях [5, 6].

Потенциальные нефтематеринские породы на территории Иртыш-Демьянского междуречья

В настоящее время вопрос о нефтематеринских породах (НМП), обеспечивавших формирование песчаного резервуара (пакета пластов Ю₂₋₄ тюменской свиты в Фроловской НГО), остается дискуссионным. В комплексе методов, применяемых для поисков нефтяных и газовых залежей, важную роль играют геохимические исследования ОВ, заключенного в потенциально нефтегазоносных толщах.

В ранне-среднеюрскую эпоху на территории Иртыш-Демьянского междуречья осадконакопление в Ханты-Мансийской котловине контролировалось Верхнесалымским мегавалом и Южной Бортовой моноклиналью. Во время раннетоарской

Система	Отдел	Ярус	Свита, серия	Подсвита, пласт, пачка	Салымский НГР	Уватский НГР	Экранирующие и проницаемые комплексы	Продуктивные и перспективные НГК	Основные и потенциально нефтегазо- материнские породы
					Мощности для согласно МСС	Фроловского СФР ЗС, 2004 г.			
Меловая	Нижний		Ахская, черкашинская, алымская, викуловская, ханты-мансийская	Ачимовская	252-	-274 m	0000	Неокомский	×
	ний	орд, ридж,	Баженовская	Ю	<u>з5-40 м</u>	4045 м			J ₃ bg
	Bepx	Оксф кимер титон	Абалакская	Ю, аб	5565_м	56_м		Верхнеюрский	
Орская	редний	Бат	Тюменская	Надымская Ю24	85-95 M		,),/),/),/),/ (/////////////////////////	Среднеюрский	J _s tm
1 ×		Йос		Сандибинская Ю ₅₋₆	70_	10 м	¢, ,		
		Ea		Толькинская Ю ₇₋₉				Среднеюрский	
	ž	Аален	Горелая/ шеркалинская	Радомская Ю ₁₀ Тогурская	~10_15 м ~50 1~10	-15—20 м -60 м -20 м Ц ∎∎∎	//////////////////////////////////////	——— Нижнеюрский	J₂rd J₁tg
	ижи	Toap	Ягельная	Ю ₁₁₋₁₂	~30	-60 M	<u> </u>		
			Береговая	Ю12		-100 м —			
Триасовая	Ср	едний, ижний	Туринская			LL 2100 M LL LL			
PZ	с	редний			3000	36 <u>00</u> M 2 ∽_		Доюрский	
		1	2	3 4	5	6	0 0 7	8	9
•		10	 		14	<u>َحْ</u> 15	16	17	

Рис. 8. Схема нефтегазогеологического расчленения осадочного чехла и прогнозные типы ловушек Фроловской НГО (Уватский и Салымский НГР) на территории Иртыш-Демьянского междуречья

Границы продуктивных и перспективных нефтегазоносных комплексов: 1 – с доказанной нефтегазоносностью, 2 – возможно перспективные, 3 – основной НГК, 4 – перспективный локальный НГК, 5 – отсутствие отложений, 6 – экранирующая толща, 7 – проницаемая толща, 8 – нефтематеринские породы, 9 – потенциальные локальные нефтематеринские породы; литология: 10 – песчаники мелко-среднезернистые, 11 – алевролиты, 12 – аргиллиты, 13 – базальты, 14 – магматические породы, 15 – метаморфические породы; залежи нефти: 16 – выявленные, 17 – прогнозируемые

и ааленской трансгрессий в зоне морской седиментации сформировались глинистые толщи (тогурская и радомская пачки) с высокими и, реже, средними содержаниями ОВ, которые на территории исследования рассматриваются в качестве нефтематеринских пород и флюидоупоров. Согласно региональной карте [19], нижнеюрские отложения в районе исследований обогащены РОВ, с концентрациями органического углерода от 1 до 3 %. Алевро-песчаные отложения пласта Ю11 и черные и темно-серые аргиллиты тогурской пачки (J₁t₁) слабо развиты на исследуемой территории, отсутствуя на локальных поднятиях (Комариное, Вареягское и др.) и заполняя наиболее погруженные части рельефа дна бассейна. При отсутствии тогурских отложений на первый план в качестве нефтематеринских толщ и флюидоупоров выступают отложения радомской

пачки (J₂a), распространенные на территории исследования повсеместно. *Тюменская свита* (J₂b-bt) здесь сформировалась в условиях частого коле-

Таблица 4

Основные геохимические характеристики и показатели качества вероятных НМП средне-нижнеюрского возраста Западной Сибири (по данным Н. В. Лопатина, 1999 г.)

Качество	С _{орг} , вес. %	S ₁ , мг/г	S ₂ , мг/г
Ничтожное	0–0,2	0-0,1	0–1,0
Бедное	0,2–0,5	0,1–0,5	1,0–2,5
Невысокое	0,5–1,0	0,5–1,0	2,5–5,0
Умеренное	1,0-2,0	1,0–1,5	5,0–10,0
Богатое	2,0–5,0	1,5–3,0	10,0–25,0
Очень богатое	5,0-10,0	3,0–5,0	25,0–50,0
Превосходное	>10	>5,0	>50,0



бания уровня моря. бассейн был мелководным, с подводными возвышенностями и низменными островами, периодически заливавшимися морем. Острова и подводные возвышенности, как правило, были небольшими, наследовавшими локальные тектонические структуры доюрского основания [11].

Таблица 5

Генерационный потенциа	ал материнских пород
------------------------	----------------------

Потенциал	TOC	Rock-Eval, род	мг/г по- ы
(количество)	(C _{opr}), 70	S ₁	S ₂
Бедное	<0,5	<0,5	<2,5
Удовлетворительное	0,5–1	0,5–1	2,5–5
Хорошее	1–2	1–2	5-10
Очень хорошее	2–4	2–4	10–20
Превосходное	>4	>4	>20

Таблица 6

-						
Тип	керогена	порол	DO B	олоро	лному	инлекс
	Reporenta	пород	110 0	одород		индске)

Тип керогена	НІ, мг УВ/г С _{орг}	H/C _{ar}	Генерируемые продукты
I	>600	>1,5	Нефть
Ш	300–600	1,2–1,5	Нефть
11/111	200–300	1,0–1,2	Нефть и газ
	50-200	0,7–1,0	Газ
IV	<50	<0,7	_

Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири – 2019, № 4 – Geology and mineral resources of Siberia

В данной статье рассматриваются потенциальные НМП в Иртыш-Демьянском междуречье. Авторами собраны и проанализированы результаты пиролитических исследований нижне-среднеюрских отложений в 21 скважине (198 определений). Часть аналитических данных приведена по материалам сотрудников ИГиРГИ под руководством С. И. Филиной (1998) и НТЦ ПТ под руководством Н. В. Лопатина (1999). С. И. Филиной были проведены пиролитические исследования образцов керна из нижне-среднеюрских отложений на Фроловской, Северо-Демьянской и других площадях; Н. В. Лопатиным – на Кальчинской, Гусеничной и др. (см. рис. 7).

НМП с отличным генерационным потенциалом должны содержать концентрации C_{opr} не менее 4 %, S_2 – не менее 20 мг/г, HI = 300–600 мг УВ/г C_{opr} , который соотносится с керогеном I и II типа [18]. По данным Н. В. Лопатина, хорошими и превосходными нефтегазогенерационными качествами обладают породы с высокими геохимическими показателями: C_{opr} >5 %, S_1 >3 мг/г, S_2 >25 мг/г (табл. 4).

В табл. 5, 6 приведены общепринятые критерии [18] для описания количества и качества ОВ в материнских породах.

С учетом данных табл. 4–6 в табл. 7 расклассифицированы геохимические показатели пород нижне-среднеюрского разреза из скважин сопредельных территорий и представлена характеристика ОВ № 4(40) ♦ 2019 —

Таблица 7

ертематеритских толть, тип теретских и дириптеритерия со пород по водородному инделиу силисти. янского междуречья (по данным С. И. Филиной, ИГиРГИ, 1998 г., и Н. В. Лопатина, НТЦ ПТ+, 1999 г.)	λк⊥рі)))))))))))))	мг УВ/г породы Качество НИШ Пим. С Качество НИЦ Пим. С Качество НИШ Пим. С Качество Н	39 5-8 4-8 24-36 Очень богатое 438-442 II 430-500 H	.71 5–9 6–10 16–35 Очень богатое/ 445–450 II 370–460 Н превосходное	58 4–8 2,5–4 10–17 Богатое/очень богатое 448–452 II 310–390 Н	80 1,1–1,8 0,3–0,6 1,7–2,6 Невысокое/умеренное 454–458 II / III 122–215 H, Г	47 1–2 0,2–0,6 0,8–3,5 Бедное 437–444 III 100–150 Г	25 0,8–1,5 0,4–0,7 0,7–1,5 Бедное/невысокое 465–472 III 65–160 Г	01 2–3, до 9 0,3–1 1–2 Бедное 430–437 II / III 120–260 H, Г	12 1,5–2,5 0,3–0,8 2–2,5,до 7 Невысокое 437–449 III 190–195 Г	17 1–1,5 0,4–0,5 2–2,5 Бедное 440–442 III 170–175 Г	37 1,4–1,6 0,3–1,2 1,4–1,75 Бедное 431–433 III 90–125 Г	09 1,5–2,0 0,8–1,0 2,3–3,0 Невысокое 430–431 III 150–155 Г	60 2-4 0,2-0,3 3-10 Невысокое 430-454 III 150-200 Г	.72 1–3 0,2–1,0 2,7–5,0,до Невысокое 438–443 III 120–185 Г 10	46 2–2,5 1–1,2 2–2,5 Невысокое 420–422 III 85–90 Г	96 1,5—4 0,5—1,6 2,8—7,0 Невысокое/умеренное 436—442 II / III 160—211 Н, Г	25 0,8–1,0 0,05–0,1 0,3–0,4 Ничтожное 436–440 IV 30–40 –	20 1–3 0,3–0,9 3,5–8, до Бедное/невысокое 431–451 II / III 130–320 H, Г 12	95 2–3 0,3–0,5 3–5, до 10 Невысокое 440–444 II / III 160–220 H, Г	25 1-3, до 7 0,5-1,5 2-5, до 12 Невысокое/умеренное, 435-447 II / III 120-250 Н, Г до богатого	46 1,5-3 0,7-1,7 1,5-2,0 Невысокое/умеренное, 431-447 II / III 90-230 H, Г до 8-11 до богатого до богатого до богатого 11<	52 2,5–5,7 0,7–1,5 3,8–9 Невысокое/умеренное 453–466 III 130–170 Г	46 2-4 0,5-1,5 1,5-6, до Невысокое/умеренное, до богатого 447-453 II / III 120-250 H, Г
карактеристика ОВ по Филиной, ИГиРГИ, 19	:	Качество НМ	Очень богатс	Очень богато превосходно	Богатое/очень бо	Невысокое/умер	Бедное	Бедное/невысс	Бедное	Невысокое	Бедное	Бедное	Невысокое	Невысокое	Невысокое	Невысокое	Невысокое/умер	Ничтожное	Бедное/невысс	Невысокое	Невысокое/умере до богатого	Невысокое/умере	Невысокое/умер	Невысокое/умере до богатого
керогена и у анным С. И. с	S ₂	г породы	24–36	16–35	10-17	1,7–2,6	0,8–3,5	0,7–1,5	1–2	2-2,5, до 7	2-2,5	1,4–1,75	2,3–3,0	3–10	2,7–5,0, до 10	2-2,5	2,8–7,0	0,3–0,4	3,5—8, до 12	3-5, до 10	2-5, до 12	1,5-2,0 до 8-11	3,8–9	1,5–6, до 20
их толщ, тип речья (по да	S_1	Mr YB/I	4–8	6-10	2,5-4	0,3–0,6	0,2–0,6	0,4–0,7	0,3–1	0,3–0,8	0,4–0,5	0,3–1,2	0,8–1,0	0,2–0,3	0,2–1,0	1-1,2	0,5–1,6	0,05–0,1	0,3–0,9	0,3-0,5	0,5–1,5	0,7–1,7	0,7-1,5	0,5–1,5
ематерински ского между	č	Copr. %	5-8	5–9	4–8	1,1–1,8	1–2	0,8–1,5	2—3, до 9	1,5–2,5	1–1,5	1,4–1,6	1,5–2,0	2-4	1–3	2-2,5	1,5-4	0,8–1,0	1–3	2–3	1—3, до 7	1,5–3	2,5-5,7	24
зятных нефт€ ыш-Демьяно	L.	плубина, м	2823-2839	2832–2871	2853-2858	2950-2980	2836-3047	2892-2925	2862-3001	2823-3012	2903-2917	2695-2737	2702-2709	2780-2860	2830–2872	2831-2846	2854-2996	2914-2925	2936–3020	2843-2895	2802–2825	2707–2746	3040-3052	2937–2946
за верс ии Ирт		۲ ۲	9	13	∞	11	4	5	10	4	1	з	1	31	10	1	11	-	27	7	25	13	15	4
і качест рритор	тноа тноя	свита/		кенов- кая										иля	төвсі	19176	M						ЛB	
затели а на те	Child			Eax C											RG	нск	əwc	эΤ					1	
е геохимические пока: ижнеюрского возраста	,	Скважина	Северо-Демьянская 21	Северо-Демьянская 1	Гусеничная 10	Гусеничная 10	Северо-Демьянская 11	Салымская 1	Зимняя 25	Эргинская 26	Эргинская 34	Уватская 1	Уватская 3	Южно-Кальчинская 90	Кальчинская 72	Кальчинская 61	Кальчинская 62	Северо-Кальчинская 52	Северо-Кальчинская 54	Западно-Эргинская 2	Западно-Фроловская 62	Западно-Фроловская 63	Гусеничная 10	Западно-Фроловская 63
HPI H-H																								

тнэмэл		'еянец	τηοει	2		۲ د	S ₁	S ₂		ې ۲	енэтор	/B/r C _{opr}	ґλкты bλєwpig
те та	U LING	(вита)	гори	=		opr. /o	Mr YB/r	породы		max	Эא пиТ	HI, Mr <i>ک</i>	doqn NqэнэТ
	Южно-Кальчинская 90	RБ	ЛB	13	2910-2970	1,6–2,3	0,2–0,6	1,9–2,9	Невысокое	438-454	≡	100-155	L
	Кальчинская 62	нск		4	3056-3078	1-4	0,1-0,25	1,5–3	Невысокое	443-446	≡	75-110	_
ЮБЛ	1 Уватская 2	əw	В	2	2888-2960	2–3	0,5–1,5	2-12	Невысокое/умеренное	431-439	≡	70-200	L
	Уватская 3	ωТ		1	2827-2834	2,8–3,0	0,3–0,4	1,8–2,0	Бедное	435-436	≡	65-70	∟
	Северо-Кальчинская 54			18	3169–3191	2-10	0,2–0,6	2-5, до 12	Невысокое/умеренное	444-452	≡	70-130	∟
F	Западно-фроловская 61	гадо	мская	1	3005-3012	8-8,2	1–2	7-7,5	Умеренное/богатое	450-451	≡	85–88	L
	Западно-фроловская 63		-TKd	1	2937-2950	4-4,5	0,4–0,5	1,8–2,0	Невысокое	445-446	2	45-50	1
ЮБN	1 Кальчинская 62			2	3106-3115	1,0-2,0	0,12-0,19	1,0–3,5	Невысокое	440-446	≡	100–190	_
	Северо-Кальчинская 54	Тогур	ская	£	3200-3205,5	1,8-5,5	0,11-1,12	1,5–10,5	Невысокое/умеренное	443-449	≡	85-200	∟
XMK	Северо-Тюмская 16	Пач	ЧКа	1	3097-3100	9–9,5	1-1,5	20–23	Умеренное/богатое	433-435	III / III	240–246	Н, Г
ТΚ	фроловская 50			1	3287–3300	89	1,85–2,0	15–16	Богатое	450-451	Ξ	179–180	L
<i>Прим</i> терра	<i>ечания</i> . Тектонические эле са, ТК — Тундринская котло	ементы вина, У	: BCM KMK – X	– Вер» Ханты-	кнесалымский -Мансийская н	и мегавал, н «отловина; г	ОБМ – Южна оризонт: ЛВ	ая Бортовая <i>I</i> – леонтьевсі	ионоклиналь, ЗВ — Зимний <ий + вымский, В — вымский	вал, ЭВ – Э I: n – количе	ргински ество опן	й вал, TT — Та оеделений; г	ашинская енериру-
•							_						-

Е.С. Таффарель, З.Я. Сердюк и др.

Окончание табл. 7

Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири – 2019, № 4 – Geology and mineral resources of Siberia

емые продукты: Н – нефть, Г – газ.

 $- N_{2} 4(40) \diamond 2019$

Рис. 9. Перспективные зоны, связанные со среднеюрским НГК (пласты Ю2-4)

Скважины: 1 – поисково-разведочные, 2 – разведочные, 3 – эксплуатационные; 4 – изогипсы, м; 5 – территория исследований; 6 – линия выклинивания тогурской пачки по данным сейсмики 2D (ОАО «ЦГЭ», 2004–2008 г.); скважины с наибольшими дебитами нефти, полученными из пластов $Ю_{2-47}$ м³/сут: 7 – 0–3, 8 – 3–5, 9 – 5–10, 10 – >10; 11 – приток пластовой воды, 12 – притока не получено, 13 – нет испытания; контуры залежей с запасами категории C₁ в пластах: 14 – $Ю_2$, 15 – $Ю_3$, 16 – $Ю_4$; контуры залежей с запасами категории C₂ в пластах: 17 – $Ю_2$, 18 – $Ю_3$, 19 – $Ю_4$; 20 – перспективные зоны на обнаружение ловушек в пластах $Ю_{2-47}$; площади: В – Вареягская, ВЛ – Верхнелумкойская, ЗЛ – Западно-Лумкойская, КОМ – Комариная, СК – Северо-Комариная, ЮВ – Южно-Вареягская, ЮН – Южно-Нюрымская, НЛ – Нижнелумкойская

пород, указывающая на способность ОВ к генерации нефти и газа в потенциальных нефтематеринских породах на территории исследования.

В составе *горелой свиты* нижнеюрского возраста (J₁) потенциально нефтематеринскими породами являются **аргиллиты тогурской пачки** в разрезе скважин Северо-Тюмской 15 и Фроловской 50. Аргиллиты характеризуются умеренным и богатым нефтематеринским потенциалом, отличаются средними и высокими содержаниями геохимических показателей: $C_{opr} = 8,0-9,5$ %, $S_1 = 1-2$ мг/г, $S_2 = 15-23$ мг/г, водородный индекс (HI) = 240–250 мг УВ/г C_{opr} , тип керогена II/III, что указывает на то, что ОВ пород пачки, в частности на Северо-Тюмской площади, способно генерировать нефть и газ (см. табл. 7).

Аргиллиты радомской пачки выделяются в кровельной части *горелой свиты* среднеюрского возраста (J_2a). Пачка сформировалась в зонах депрессий и также может являться потенциально нефтематеринской. Она изучена по керну Западно-Фроловской скв. 61. Слагающие ее породы характеризуются умеренным и хорошим нефтематеринским потенциалом и высокими значениями геохимических показателей: С_{орг} = 8–8,2 %, S₁ = 1–2 мг/г, S₂ = 7–7,5 мг/г, тип керогена – III (см. табл. 7).

Тюменская свита выделяется в объеме вымского, леонтьевского и малышевского горизонтов [13]. Потенциально нефтематеринскими в ее составе, по данным [1], могут быть аргиллиты малышевского горизонта на Западно-Фроловской площади, а также и леонтьевского, и вымского горизонтов [1], где породы, лишенные угленосности, характеризуются нефтематеринским потенциалом от невысокого и умеренного до высокого и отличаются повышенными значениями геохимических показателей: С_{оог} = 1-7 %, S₁ = 0,5-1,5 мг/г, S₂ = 2-20 мг/г. Тип керогена – II/III указывает на то, что ОВ этих пород также способно генерировать нефть и газ. Об их достаточно высоком качестве как потенциально нефтематеринских можно судить и по водородному индексу (HI) 230–250 мг УВ/г С_{орг} (см. табл. 7).

Выводы

На основании изучения геолого-геофизического материала и литолого-петрофизического анализа керна установлено, что пласты Ю₂₋₄ представляют собой сложно построенные резервуары, сравнительно плохо проницаемые как в вертикальном, так и в латеральном направлениях. Их сложное геологическое строение и литологическая неоднородность осложняют поисковые работы. Обширная трансгрессия моря с севера в батское время привела к формированию на территории Иртыш-Демьянского междуречья мелководно- и прибрежно-морских отложений пластов Ю2-3 [11], накопление которых происходило на склонах подводных поднятий IV порядка (Вареягского, Маловареягского и др.). Своды этих поднятий размывались и разрушались морскими волнениями и течениями, в результате чего алеврито-песчаный материал переотлагался и накапливался на склонах поднятий, а более крупный – отлагался в нижней части склонов. Это, безусловно, благоприятствовало формированию ловушек структурного и структурно-литологического типов на склонах подводных поднятий [12, 15].

Комплексный анализ геолого-геофизических, литологических и геохимических данных показал, что в нижне-среднеюрском разрезе изучаемой территории выделяются следующие потенциальные нефтематеринские толщи:

1. Тогурская пачка нижнеюрского возраста (J₁t), распространенная локально на территории исследования в депрессионных зонах с выклиниванием на локальных поднятиях IV порядка.

2. Радомская пачка среднеюрского возраста (J₂a), которая сформировалась в зонах депрессий.

 Прослои аргиллитов в составе отложений малышевского, леонтьевского и вымского горизонтов.

В пластах Ю₂₋₄ открыты залежи нефти в ловушках трех типов: структурных, структурно-литологических и литологических (рис. 8). Перспективы обнаружения новых залежей нефти обусловлены размерами ловушки, степенью нефтегенерационного потенциала, а также наличием зон трещиноватости, которые способствуют миграции углеводородов от нефтематеринских пород к ловушкам, способным их вмещать.

По степени перспективности для формирования скоплений УВ можно выделить зоны двух типов:

 – І типа, наиболее перспективные, в пределах которых развиты преимущественно структурно-литологические и литологические ловушки;

– II типа, менее перспективные, где развиты главным образом ловушки структурного типа.

Наиболее благоприятными для формирования структурно-литологических и литологических ловушек в верхнебайос-батских отложениях являются депрессионные зоны, расположенные между локальными поднятиями (л. п.) IV порядка (Кома-



риное, Вареягское, Нижнелумкойское). Наиболее перспективная Комариная впадина расположена в благоприятных геологических условиях одновременно между двумя местными источниками сноса (Вареягское и Комариное л. п.). Мощности пластов Ю₂₋₄ максимальны во впадинах (до 120 м), на сводах локальных поднятий они сокращаются (до 80–90 м). Не менее перспективна Лумкойская впадина, кото-

№ 4(40) ♦ 2019

рая расположена в геологических условиях, схожих с таковыми в Комариной впадине (рис. 9). Хотя она значительно удалена от местных источников сноса, в ней также прослеживается тогурская пачка, мощность которой достигает 16 м (скв. 105). Залежи литологического и структурно-литологического типа, открытые в Комариной и Лумкойской впадинах, составляют 80 % от общей суммы извлекаемых запасов УВ на исследуемых участках и считаются крупными. На Северо-Комарином участке в скважинах 115, 110, 200, 201, пробуренных в Комариной впадине, открыты две залежи в пластах Ю₂ и Ю₄, в пределах Верхнелумкойского участка в Лумкойской впадине – две залежи в пластах Ю₃ (скв. 100) и Ю₄ (скв. 105) аналогичного типа. В скважинах южной части Верхнелумкойского ЛУ, несмотря на большое количество прямых признаков нефтепроявлений в керне (скв. 106, 108) и непромышленные притоки УВ, промышленные залежи не открыты. В пределах этих впадин четко прослеживается тогурская пачка, которая является потенциально нефтематеринской для продуктивных пластов Ю₂₋₄.

Ловушки структурного типа характерны для малоамплитудных локальных поднятий (Южно-Нюрымское поднятие) и структурных носов (Вахская структура). Вареягской скв. 2, пробуренной на северном структурном носе одноименного поднятия, открыта залежь в пласте Ю₂₋₃; Южно-Нюрымской скв. 5 на южном обрамлении Южно-Нюрымского поднятия – залежь в пласте Ю2: Северо-Комариной скв. 98 на Вахской структуре – залежь в пласте Ю₃. На Северо-Комарином участке недр в куполе Комариного л. п. открыты две залежи структурного типа в пластах Ю₂ и Ю₄ (см. рис. 9). Запасы УВ в залежах, открытых на структурных носах, составляют 14 % от общей суммы извлекаемых запасов на территории исследования, на локальных поднятиях - 6 %. На малоамплитудных поднятиях и структурных носах потенциальная нефтематеринская тогурская пачка прослеживается с сокращением мощности до 13 м на Вахской структуре в Северо-Комариной скв. 98 и до 10 м на западном структурном носе Комариного поднятия в Верхнелумкойской скв. 100, в то время как максимальная мощность тогурской пачки на территории исследований составляет 20 м (Южно-Вареягская, Северо-Комариная площадь).

Перспективы доразведки скоплений УВ на территории Иртыш-Демьянского междуречья связаны в первую очередь с продуктивными нефтегазоносными пластами позднебайос-батского возраста (пласты Ю₂₋₄). Наибольшее количество крупных залежей структурно-литологического и литологического типа тяготеет к пониженным участкам дна мелководно-морского бассейна, расположенным в непосредственной близости от местных источников сноса – локальных поднятий IV порядка (Вареягского, Комариного и др.), и к областям развития тогурской пачки повышенной мощности – до 20 м (см. рис. 9). Предположительно именно в подобных

геологических условиях можно ожидать развития не менее двух-трех продуктивных пластов в верхнебайос-батских отложениях.

Таким образом, дальнейшие перспективы поисков новых ловушек УВ в пластах Ю2-4 на территории Иртыш-Демьянского междуречья связаны в основном с депрессионными зонами мелководно-морского бассейна, примыкающими к склонам высокоамплитудных локальных поднятий IV порядка и к их структурным носам, которые при наличии надежной покрышки представляют собой наибольший нефтегазопоисковый интерес.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Бостриков О. И., Ларичев А. И., Фомичев А.С. Геохимические аспекты изучения нижне-среднеюрских отложений Западно-Сибирской плиты в связи с оценкой их УВ потенциала // Нефтегазовая геология. Теория и практика. - 2011. -Т. 6, № 3. – Точка доступа: http://www.ngtp.ru/ rub/1/31 2011.pdf.

2. Выделение зон порово-трещинных коллекторов для интервалов пластов ЮС₂–ЮС₄ / З. Я. Сердюк, Л. Д. Слепокурова, С. Н. Смолин, Г. М. Митрофанов // Геофизика. – 2006. – Специальный выпуск. - С. 71-73.

3. Геология нефти и газа Западной Сибири / А. Э. Конторович, И. И. Нестеров, Ф. К. Салманов и др. – М.: Недра, 1975. – 679 с.

4. Глинистые минералы как показатели условий литогенеза / Е. П. Акульшина, Ю. В. Давыдов, Г. М. Писарева и др. // Тр. ИГИГ СО АН СССР. – 1976. – Вып. 233. – 191 с.

5. Гурари Ф. Г., Гавриков В. А., Пустыльников В.А. Продуктивные пласты юры Демьянского района // Геология и нефтегазоносность триассреднеюрских отложений Западной Сибири. - Новосибирск: СНИИГГиМС, 1991. - С. 32-40.

6. Гурари Ф. Г., Предтеченская Е. А., Зайцев С. П. Особенности формирования, размещения и перспективы нефтеносности среднеюрских песчаных пластов в Демьянском районе (Западная Сибирь) // Матер. 3-го Всерос. литол. совещ. «Генетический формационный анализ осадочных комплексов фанерозоя и докембрия». - М.: МГУ, 2003. - C. 332-336.

7. Дегенс Э. Т. Геохимия осадочных образований: пер. с англ. – М.: Мир, 1967. – 300 с.

8. Литология и геохимия нефтегазоносных областей Сибири / под ред. Т. Ф. Антоновой, А. С. Кащенко // Тр. СНИИГГиМС. – 1974. – Вып. 193. – 94 с.

9. Мазур В. В. Нефтегазоносность пород ленского яруса восточной части Иркутского амфитеатра: автореф. дис. ... к. г.-м. н. – Иркутск, 1967. – 23 с.

10. Особенности литогенеза угленосных отложений / под ред. А. В. Ивановской. – Л.: ВНИГРИ, 1987. – 123 с.

11. Палеогеография Западно-Сибирского осадочного бассейна в юрском периоде / А. Э. Конторович, В. А. Конторович, С. В. Рыжкова и др. // Геология и геофизика. – 2013. – Т. 54, № 8. – С. 972–1012.

12. Предтеченская Е. А., Сердюк З. Я., Бубнова Е. С. Вещественный состав, коллекторские свойства и условия формирования среднеюрских продуктивных пластов Иртыш-Демьянского междуречья (Западная Сибирь) / Матер. 11-го Уральского литолог. совещ. «Осадочные комплексы Урала и прилежащих регионов и их минерагения». – Екатеринбург: ИГГ УрО РАН, 2016. – С. 210–214.

13. Решение 6-го Межведомственного стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию уточненных стратиграфических схем мезозойских отложений Западной Сибири / ред. Ф. Г. Гурари, Н. К. Могучева, Б. Н. Шурыгин и др. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 2004. – 114 с.

14. Тектоническая карта Западно-Сибирской плиты масштаба 1:1 000 000 / под ред. В. И. Шпильмана, Н. И. Змановского, Л. Л. Подсосовой // Геопортал Югра. Научно-аналитический центр рационального недропользования им. В. И. Шпильмана. – Тюмень, 1998. – Точка доступа: https://maps.crru.ru/smaps/cmViewer.php.

15. **Тектоно-седиментационная** модель формирования структурно-литологических и структурно-стратиграфических ловушек и залежей углеводородов в юрском формационном комплексе / 3. Я. Сердюк, Л. Д. Слепокурова, Л. И. Зубарева и др. // Горные ведомости. – 2005. – № 5 (12). – С. 24–39.

16. **Ханин А. А.** Породы-коллекторы нефти и газа и их изучение. – М.: Недра, 1969. – 368 с.

17. **Эрнст В.** Геохимический анализ фаций: пер. с англ. – Л.: Недра, 1976. – 126 с.

18. Peters K. E., Walters C. C., Moldowan J. M. The biomarker Guide. Second Edition // Biomarkers and Isotopes in the Environment and Human History. – Cambridge, U.K.: Cambridge University Press, 2005. – 1155 p.

19. **Ulmishek G. F.** Petroleum Geology and Resources of the West Siberian Basin, Russia // U.S. Geological Survey Bulletin, 2201-G, U.S. Geological Survey. – Reston, Virginia, 2003. – 53 p.

REFERENCES

1. Bostrikov O.I., Larichev A.I., Fomichev A.S [Geochemical aspects of studying the Lower Middle Jurassic deposits of the West Siberian Plate in connection with the assessment of their hydrocarbon potential]. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika,* 2011, vol. 6, no. 3. Available at: http://www.ngtp.ru/ rub/1/31_2011.pdf. (In Russ.).

2. Serdyuk Z.Ya., Slepokurova L.D., Smolin S.N., Mitrofanov G.M. [Identification of zones of pore-fractured reservoirs for YuS-2 – YuS-4 bed intervals]. *Geofizika*, 2006, special issue, pp. 71–73. (In Russ.).

3. Kontorovich A.E., Nesterov I.I., Salmanov F.K., et al. *Geologiya nefti i gasa* [Oil and gas geology of Western Siberia]. Moscow, Nedra Publ., 1975. 679 p. (In Russ.).

4. Akulshina E.P., Davydov Yu.V., Pisareva G.M., et al. *Glinistye mineraly kak pokazateli usloviy litogeneza* [Clay minerals as indicators of lithogenesis conditions]. *Trudy IGIG SO AN SSSR*, issue 233, 1976. 191 p. (In Russ.).

5. Gurari F.G., Gavrikov V.A., Pustylnikov V.A. [Jurassic productive strata of the Demyansk District]. *Geologiya i neftegazonosnost' trias-sredneyurskikh otlozheniy Zapadnoy Sibiri* [Geology and petroleum potential of the Triassic – Middle Jurassic deposits of West Siberia]. Novosibirsk, SNIIGGiMS Publ., 1991, pp. 32–40. (In Russ.).

6. Gurari F.G., Predtechenskaya Ye.A., Zaitsev S.P. [Features of the formation, location and oil prospects of the Middle Jurassic sand formations in the Demyansk District (West Siberia)]. *Mater. 3-go Vseros. litologich. soveshch. «Geneticheskiy formatsionnyy analiz osadochnykh kompleksov fanerozoya i dokembriya»* [Proc. 3rd All-Russian lithologic conference "Genetic formation analysis of sedimentary complexes of Phanerozoic and Precambrian"]. Moscow, MSU Publ., 2003, pp. 332–336. (In Russ.).

7. Degens E.T. *Geochemistry of sediments: brief survey*. Prentice Hall, 1965. 342 p. (Rus. eds. N.B. Vassoevich, A.A. Kartsev. *Geokhimiya osadochnykh obrazovaniy*. Moscow, Mir Publ., 1967. 300 p.).

8. Antonova T.F., Kashchenko A.S., eds. *Litologiya i geokhimiya neftegazonosnykh oblastey Sibiri* [Lithology and geochemistry of oil and gas regions of Siberia]. *Trudy SNIIGGIMS* [Proc. SNIIGGIMS], 1974, issue 193, 94 p. (In Russ.).

9. Mazur V.V. Neftegazonosnost' porod lenskogo yarusa vostochnoy chasti Irkutskogo amfiteatra. Avtoref. kand. diss. [Oil and gas bearing rocks of the Lena Stage of the eastern part of the Irkutsk amphitheater. Author's abstract of PhD thesis]. Irkutsk, 1967. 23 p. (In Russ.).

10. Ivanovskaya A.V., ed. *Osobennosti litogeneza uglenosnykh otlozheniy* [Lithogenesis features of coal deposits]. Leningrad, VNIGRI Publ., 1987. 123 p. (In Russ.).

11. Kontorovich A.E., Kontorovich V.A., Ryzhkova S.V.. et al. Jurassic paleogeography of the West Siberian sedimentary basin. *Russian Geology and Geophysics*, 2013, vol. 54, no. 8, pp. 747–779.

12. Predtechenskaya Ye.A., Serdyuk Z. Ya., Bubnova Ye.S. [Material composition, reservoir properties and formation conditions of the Middle Jurassic productive strata of the Irtysh-Demyanka interfluve (West Siberia)]. *Materialy 11 Ural'skogo litologicheskogo soveshchaniya «Osadochnye kompleksy Urala i prilezhashchikh regionov i ikh minerageniya»* [Proceedings of the 11th Ural lithological meeting "Sedimentary complexes of the Urals and adjacent regions and their mineralogy"]. Ekaterinburg, IGG UB RAS Publ., 2016, pp. 210–214. (In Russ.).

13. Resheniye 6-go Mezhvedomstvennogo stratigraficheskogo soveshchaniya po rassmotreniyu i prinyatiyu utochnennykh stratigraficheskikh skhem mezozoyskikh otlozheniy Zapadnoy Sibiri [Decisions of the 6th Interdepartmental Stratigraphic Meeting on the review and adoption of updated stratigraphic charts of the Mesozoic sediments of West Siberia]. Novosibirsk, SNIIGGiMS Publ., 2004. 114 p. (In Russ.).

14. Shpilman V.I., Zmanovsky N.I., Podsosova L.L., eds. *Tektonicheskaya karta Zapadno-Sibirskoy plity* masshtaba 1:1000000 [Tectonic map of the West Siberian Plate at a scale of 1:1,000,000]. *Geoportal* Yugra. Nauchno-analiticheskiy tsentr ratsional'nogo nedropol'zovaniya im. V.I. Shpil'mana [Geoportal Yugra. V.I. Shpilman Scientific-analytical center of rational subsoil use]. Tyumen, 1998. Available at: https://maps. crru.ru/smaps/cmViewer.php. (In Russ.).

15. Serdyuk Z.Ya., Slepokurova L.D., Zubareva L.I., et al. [Tectonic-sedimentation model of the formation of structural-lithological and structural-stratigraphic traps and hydrocarbon deposits in the Jurassic formation complex]. *Gornye vedomosti*. Tyumen, SibNATs Publ., 2005, no. 5 (12), pp. 24–39. (In Russ.).

16. Khanin A.A. Porody-kollektory nefti i gaza i ikh izuchenie [Oil and gas reservoir rocks and their study]. Moscow, Nedra Publ., 1969. 368 p. (In Russ.).

17. Verner E. Geochimical facies analysis. New York, Elsevier Publishing CompanyAmsterdam (London), 1970. (Russ. ed.: Gramberg I.S., ed. *Geokhimicheskiy analiz fatsiy*. Leningrad, Nedra Publ., 1976. 126 p.).

18. Peters K.E., Walters C.C., Moldowan J.M. The biomarker Guide. Second Edition. *Biomarkers and Isotopes in the Environment and Human History*. Cambridge, U.K., Cambridge University Press, 2005. 1155 p.

19. Ulmishek G.F. Petroleum Geology and Resources of the West Siberian Basin, Russia. *U.S. Geological Survey Bulletin*, 2201-G, U.S. Geological Survey. Reston, Virginia, 2003. 53 p.

© Е. С. Таффарель, З.Я. Сердюк, Е. А. Предтеченская, 2019