

УДК 553.982

РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ВЯЗКИХ И ПАРАФИНИСТЫХ НЕФТЕЙ ПО ПЛОЩАДИ И РАЗРЕЗУ ОТЛОЖЕНИЙ ЮГО-ВОСТОКА ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Красноярова Наталья Алексеевна,

канд. геол.-минерал. наук, науч. сотр. лаборатории природных превращений нефти Института химии нефти Сибирского отделения Российской академии наук, Россия, 634021, г. Томск, пр. Академический, 4; доцент кафедры разработки и эксплуатации нефтяных месторождений Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического Университета, Россия, 634050, г. Томск, пр. Ленина, 30. E-mail: natalex@ipc.tsc.ru

Яценко Ирина Германовна,

канд. геол.-минерал. наук, зав. лабораторией «Научно-исследовательский информационный центр с музеем нефтей» Института химии нефти Сибирского отделения Российской академии наук, Россия, 634021, г. Томск, пр. Академический, 4. E-mail: sric@ipc.tsc.ru

Серебренникова Ольга Викторовна,

д-р хим. наук, профессор кафедры геологии и разведки полезных ископаемых Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета, Россия, 634050, г. Томск, пр. Ленина, 30; зав. лабораторией природных превращений нефти Института химии нефти Сибирского отделения Российской академии наук, Россия, 634021, г. Томск, пр. Академический, 4. E-mail: ovs@ipc.tsc.ru

Рассмотрен ресурсный потенциал вязких парафинистых нефтей юго-востока Западной Сибири, в частности Томской области. Изучение таких нефтей является крайне актуальной задачей при вынужденном переходе в настоящее время к широкомасштабному освоению трудноизвлекаемых запасов. Получены данные по составу и свойствам нефтей новых скважин на территории Томской области. База данных нефтей Института химии нефти СО РАН дополнена описанием свойств 16 нефтей из скважин Майского, Средне-, Западно- и Южно-Майского месторождений, Фестивальной, Восточно- и Южно-Фестивальной площадей и 3 нефтей Киев-Еганского месторождения. По данным о физико-химических свойствах исследованных нефтей (плотности при 20 °С, вязкости при 20 и 50 °С, температуре застывания, содержанию серы и парафинов, выходу дистиллятных фракций 200 и 300 °С) проведена оценка и классификация согласно техническим требованиям к нефтям, поступающим в систему трубопроводного транспорта при последующей поставке на экспорт. Полученные геохимические характеристики нефтей по составу n-алканов свидетельствуют об окислительных, реже о субокислительных условиях накопления генерировавшего их органического вещества, о широком диапазоне изменения их термической преобразованности (от слабой до существенной). Проведен анализ специфики залегания и размещения вязких парафинистых нефтей юго-востока Западной Сибири. Установлено, что залежи наиболее вязких нефтей, с большим содержанием серы, парафинов, смол и асфальтенов и высоким газосодержанием, расположены в области переходного седиментогенеза бассейна. Анализ специфики залегания и размещения позволяет дать точный пространственный прогноз зональности и обнаружения вязких парафинистых нефтей.

Ключевые слова:

Вязкие парафинистые нефти, физико-химические свойства нефти, геохимические характеристики нефтей, возраст нефтемещающих пород, Западно-Сибирский нефтегазоносный бассейн.

В связи с исчерпанием запасов легкодоступных маловязких нефтей как в нашей стране, так и в мире, наблюдается рост доли трудноизвлекаемых запасов в общем нефтяном балансе. Как правило, восполнение отбираемых из недр объемов углеводородов в современных условиях происходит за счет открытия менее привлекательных с экономической точки зрения запасов. Это общемировая тенденция, и Россия в этом плане не является исключением [1–3]. Поэтому в последние годы обсуждение проблем, осложняющих добычу углеводородов, поднималось в научной литературе мно-

жеством отечественных [4–11] и зарубежных специалистов [12–15]. К трудноизвлекаемым относятся запасы нефтей, заключенные в геологически сложно построенных пластах и залежах или представленные малоподвижной нефтью, например, с высокой вязкостью и высоким содержанием твердых парафинов [16–20].

Постоянное увеличение в общем объеме добычи доли вязких парафинистых нефтей (ВПН) ставит перед нефтяниками ряд сложных технических

проблем. Отложение парафинов в призабойной зоне пласта и на поверхности нефтепромыслового оборудования является одним из серьезных осложнений при эксплуатации скважин и трубопроводного транспорта [15, 18].

Выявление признаков обнаружения высоковязких парафинистых нефтей, анализ специфики их залегания и размещения нефтегазоносных комплексов с вязкими парафинистыми нефтями на территории юго-востока Западной Сибири с использованием статистических методов и современных геолого-информационных способов представления позволяет дать точный пространственный прогноз зональности и обнаружения ВПН.

Основные мировые запасы углеводородов сосредоточены в вязкой и тяжелой нефти. По разведанным запасам тяжелой нефти Россия занимает третье место в мире после Канады и Венесуэлы. Одной из наиболее важных наблюдаемых сейчас тенденций является снижение добычи легкой нефти и нефти средней плотности, так как запасы нефти, удобные для добычи, истощаются ускоренными темпами. Кроме того, отмечено снижение темпов прироста ресурсов нефти, что обуславливает повышенный интерес к высоковязким нефтям, число разрабатываемых месторождений которых во многих странах мира в последние годы значительно возросло.

Термин «высоковязкие нефти» не имеет строгого количественного определения. Это касается как нижней, так и верхней границ величин вязкости, которые определяются главным образом с технологических позиций. Чаще употребляется термин «тяжелые нефти», который отождествляется с понятием «высоковязкие нефти». К ним относят нефти плотностью свыше $0,920\text{--}0,935\text{ г/см}^3$. Использование плотности нефти в качестве классификационного критерия обусловлено большей простотой и оперативностью ее определения по сравнению с вязкостью. При существовании общей зависимости между плотностью и вязкостью нефтей выявлено достаточно большое число залежей, содержащих тяжелые, но не высоковязкие нефти или высоковязкие, но не тяжелые нефти [20]. В понятии «тяжелые высоковязкие нефти» смешаны две разные характеристики нефтей, используемые в промысловой практике для различных целей. Плотность нефтей представляет интерес для специалистов, занимающихся вопросами ее переработки, а вязкость привлекает внимание специалистов в области разработки нефтяных месторождений. Среди основных характеристик состава нефтей относительно устойчивая связь этих двух параметров проявляется при учете содержания в них парафинов. Именно поэтому в последние годы используется термин высоковязкие парафинистые нефти.

При этом необходимо отметить низкую степень изученности физико-химических свойств ВПН на месторождениях Западной Сибири. Именно поэтому полученные данные по составу и свойствам неф-

тей новых скважин на территории Томской области представляют безусловный интерес как для добычи и переработки нефти [21, 22], так и для пополнения базы данных (БД) по составу нефтей Института химии нефти СО РАН с целью расширения возможностей прогноза зональности и обнаружения ВПН. В последние годы БД была дополнена описанием свойств 16 нефтей (табл. 1) из скважин Майского, Средне-, Западно- и Южно-Майского месторождений, Фестивальной, Восточно- и Южно-Фестивальной площадей и 3 нефтей Киев-Еганского месторождения [23, 24]. Совокупность этих нефтей явилась предметом настоящего исследования.

Все изученные нефти относятся к малосернистым – содержание серы менее 0,4 %. Значения плотности майских нефтей меняются в диапазоне от 798,5 до 845,0, фестивальных – 756,3–872,0, киев-еганских – 0,809–0,831,4 г/см³. Все нефти относятся к особо легкому (до 830,0 г/см³) и легкому (830,1–850,0 г/см³) типу, за исключением нефти Фестивального месторождения (пласт Ю₁) – плотность более 870,1 г/см³ соответствует тяжелому типу (рис. 1) [25].

Для нефтей Киев-Еганского месторождения характерна отрицательная температура застывания, что вместе с низким содержанием парафинов (3,8–4,9 %) определяет качественные реологические свойства для ее транспортировки (табл. 2). Температура застывания почти всех исследованных нефтей майской и фестивальных групп находится в положительном диапазоне, кроме нефти Южно-Майского месторождения.

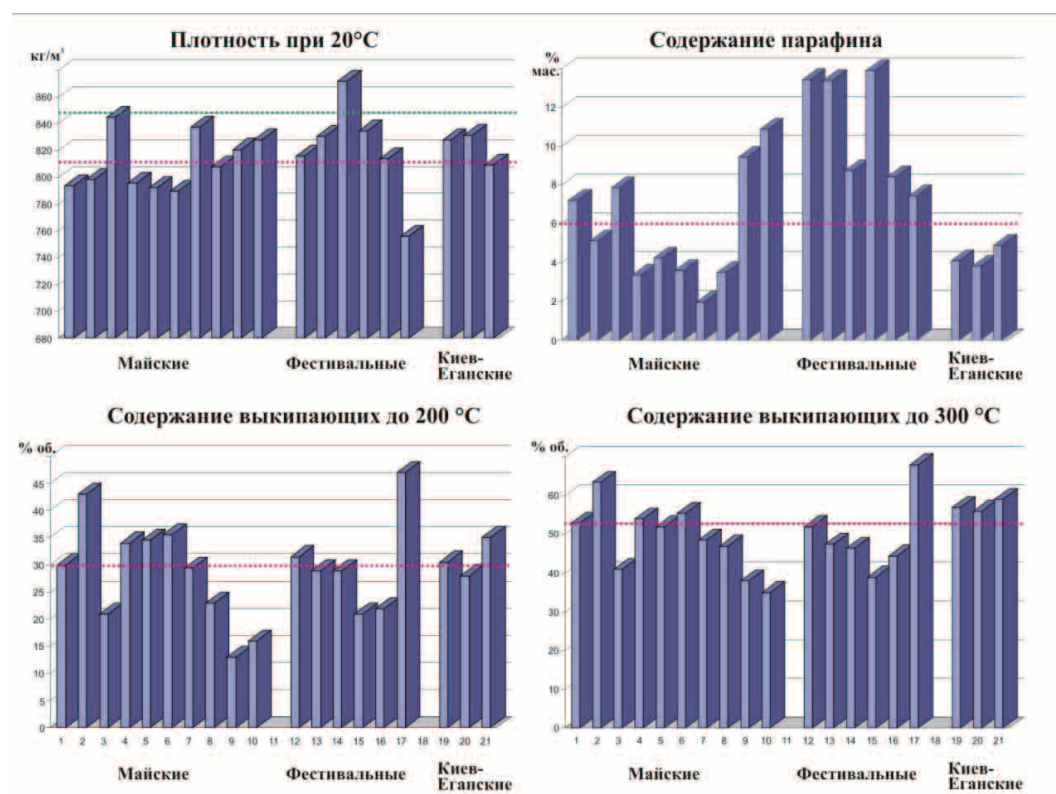
Отличительной характеристикой большей части исследованных нефтей является повышенное содержание парафинов. Наибольшими значениями вязкости и содержания парафинов отличаются нефти Западно-Майского, Фестивального и Южно-Фестивального месторождений, эти образцы относятся к ВПН, а Киев-Еганского – к маловязким нефтям.

Для нефтей майской группы содержание парафинов меняется от 2,0 до 9,4 %, для фестивальной – от 7,43 до 13,9 %. При этом в этих группах отмечено низкое содержание асфальтенов (в среднем 0,45 и 1,24 % соответственно), смол (в среднем 2,13 и 1,35 %). По содержанию массовой доли парафинов нефти Фестивальной (Ю₁₆), Майской (Ю₁₅, Ю₁³⁻⁴) и Западно-Майской площадей не соответствуют нефтям для приема в систему трубопроводного транспорта при последующей поставке на экспорт, поскольку они превышают норму по этому показателю (более 6 %) и являются парафинистыми (рис. 1).

Согласно техническим условиям на нефть [25] для нефтей «0» типа выход дистиллятных фракций 200 и 300 °С должен составлять 30 и 52 % соответственно. Большинство нефтей майской группы соответствуют этому типу, за исключением нефтей пластов Ю₁₋₃ (21,0 и 41,0 % – тип «1»), Ю₁³⁻⁴ (29,5 и 48,5 % – тип «2») и Ю₁₆ (13,0 и 38,0 % – тип «3»). Для фестивальных нефтей только две

Таблица 1. Физико-химические свойства исследованных нефтей**Table 1.** Physicochemical properties of the oils under study

Месторождение Oil field	Индекс пласта Reservoir index	Содержание серы, мас. % Sulfur content, wt. %	Плотность при 20 °С, кг/м ³ Density at 20 °C, kg/m ³	Вязкость, мПа*с Field viscosity, mPa*s		Температура застывания Pour point °C	Содержание пара- финов, мас. % Paraffin content, wt. %
				20	50		
Майское Mayskoe	Ю ₁₅	следы traces	794,0	4,8	1,7	4,5	7,21
	Ю ₁₄₋₁₅ , Ю ₁₁		798,5	7,3	2,1	8,4	5,11
	Ю ₁₃₋₄	0,34	845,0	28,2	5,9	7,6	7,86
	Ю ₁₄₋₁₅	следы traces	796,0	12,6	2,0	1,7	3,35
Средне-Майское Sredne-Mayskoe	Ю ₁₄₋₁₅ , Ю ₁₂		792,7	5,2	2,8	5,7	4,25
	Ю ₁₄₋₁₅		789,9	3,0	1,8	–	3,57
Южно-Майское Yuzhno-Mayskoe	Ю ₁₋₃	0,33	837,5	7,5	3,2	–3,4	1,96
Западно-Майское Zapadno-Mayskoe	Ю ₁₄₋₁₆	следы traces	808,0	10,6	1,6	7,5	3,49
	Ю ₁₆		821,0	84,7	2,3	12,0	9,44
Фестивальное Festivalnoe	Палеозой Paleozoic	0,14	828,0	10,9	11,8	26,5	10,90
	Ю ₉	следы traces	816,0	365,9	5,3	16,8	13,42
			831,0	40,9	6,2	15,9	13,40
	Ю ₁	0,13	872,0	не течет does not flow	8,4	32,4	8,76
	Ю ₉	следы traces	834,5	28,7	13,5	16,5	13,90
Южно-Фестивальное Yuzhno-Festivalnoe	Ю ₁₆		814,0	563,9	4,5	17,3	8,43
Восточно-Фестивальное Vostochno-Festivalnoe	Ю ₁₄₋₁₅		756,3	2,4	0,6	9,6	7,43
Киев-Еганское Kiev-Eganskoe	К ₁	0,2	828,0	11,8	2,4	–5,5	4,1
	Ј ₁	0,2	831,4	5,05	3,14	–4,5	3,8
	Ј ₃	0,18	809,0	9,6	6,5	–22,7	4,9

**Рис. 1.** Характеристика исследованных нефтей**Fig. 1.** Characteristics of the oil

нефти ($Ю_{14-15}$ и палеозой*) соответствуют «0» типу, еще две ($Ю_9^*$ и палеозой) отнесены к «1» типу, оставшиеся – к третьему.

Нефти майской группы в большинстве существенно термически преобразованы (табл. 2), о чем свидетельствуют отношения нормальных к изопре-ноидным алканам (пристан/н- C_{17} и фитан/н- C_{18}). Исходный органический материал отлагался в окислительных условиях: практически для всех исследованных образцов значение отношения пристана к фитану больше 3. Исключение составляют нефти пласта $Ю_1^{3-4}$ Майской площади и пласта $Ю_{14-15}$ Средне-Майской, для которых величина отношения пристана к фитану указывает на субокислительные условия захоронения исходного органического вещества (ОВ). В этих же нефтях обнаружено присутствие ванадиловых комплексов порфиринов (VO-p), свидетельствующих о морском происхождении ОВ.

Нефти Фестивальной площади характеризуются отсутствием металлопорфиринов (табл. 2), существенной термической преобразованностью ОВ в отложениях тюменской свиты и палеозоя, только в верхнем горизонте площади нефть ($Ю_1$) незрелая либо биодеградирована [26].

Для нефтей Киев-Еганского месторождения отмечены субокислительными условиями захоронения ОВ (пристан/фитан 1,9–2,0). Наличие в пласте

K_1 никелевых порфиринов (Ni-p) указывает на отсутствие сероводородного заражения в бассейне седиментации, а совместное присутствие комплексов порфиринов с никелем и ванадилем (пласт J_3) – на связь бассейна осадконакопления с морем. Нефти киев-еганской группы умеренно термически преобразованы.

Таким образом, нефти майской группы в большинстве существенно термически преобразованы, генерировавшее их органическое вещество накапливалось в окислительных условиях. Исключение составляет нефть пласта $Ю_1^{3-4}$, в составе которой, кроме того, отмечено присутствие ванадиловых комплексов порфиринов. Осадки, сформировавшие умеренно преобразованные нефти киев-еганской группы, характеризуются субокислительными условиями захоронения, наличием никель- и ванадилпорфиринов в следовых количествах. Нефти Фестивальной площади характеризуются отсутствием металлопорфиринов, существенной термической преобразованностью в отложениях нижней юры и палеозоя, умеренной зрелостью в средней юре и слабой термической преобразованностью нефти горизонта $Ю_1$.

На рис. 2 представлено распределение месторождений ВПН на юге Западно-Сибирского нефтегазосного бассейна. Видно, что 15 из 17 месторождений ВПН приурочены к переходной фа-

Таблица 2. Характеристика исследованных нефтей по составу n-алканов и металлопорфиринов

Table 2. Characteristic of the oils by the composition of n-alkanes and metalloporphyrins

Месторождение Field	Индекс пласта Reservoir index	Пристан/ Фитан Prystane/Phytane	Пристан/н-С ₁₇ Prystane/н-С ₁₇	Фитан/н-С ₁₈ Phytane/ н-С ₁₈	н-С ₁₇ н-С ₂₇	VO-p	Ni-p	
Майское Mayskoe	Ю ₁₅	2,41	0,22	0,09	3,17	0	0	
	Ю ₁₄₋₁₅ , Ю ₁₁	3,69	0,19	0,05	5,41			
	Ю ₁ ³⁻⁴	1,22	0,58	0,38	2,51	4	следы traces	
	Ю ₁₄₋₁₅	3,33	0,16	0,06	14,41	0		
	Ю ₁₄₋₁₅ , Ю ₁₁	3,12	0,18	0,06	2,92			
Средне-Майское Sredne-Mayskoe	Ю ₁₄₋₁₅ , Ю ₁₂	3,56	0,21	0,07	2,05	8	0	
	Ю ₁₄₋₁₅	1,90	0,64	0,37	4,71			
Южно-Майское Yuzhno-Mayskoe	Ю ₁₋₃	3,57	0,17	0,05	2,15	0		
Западно-Майское Zapadno-Mayskoe	Ю ₁₆	3,41	0,16	0,05	1,75			
Фестивальное Festivalnoe	Палеозой Paleozoic	3,00	0,19	0,06	2,1			
		3,27	0,19	0,06	2,82			
	Ю ₉ [*]	1,50	0,70	0,42	1,9			
	Ю ₁	7,10	2,10	0,29	0,49			
	Ю ₉	5,74	0,80	0,13	3,12			
Южно-Фестивальное Yuzhno-Festivalnoe	Ю ₁₆	2,47	0,16	0,07	3,76			0
Восточно-Фестивальное Vostochno-Festivalnoe	Ю ₁₄₋₁₅	5,71	0,52	0,10	5,75			
Киев-Еганское Kiev-Eganskoe	K ₁	1,90	0,88	0,59	2,5			
	J ₁	1,94	0,77	0,47	3,47	0		
	J ₃	2,00	0,78	0,54	3,24	следы traces		3

Таблица 3. Физико-химические свойства ВПН континентальной и переходной фациальных областей на территории Западной Сибири**Table 3.** Physicochemical properties of viscous waxy oils (VPO) of continental and transitional facial areas in Western Siberia

Показатели нефти Oil indices		Переходная/Transitional		Континентальная/Continental	
		фациальная область/facial area			
		Объем выборки Sample size	Среднее значение Average value	Объем выборки Sample size	Среднее значение Average value
Плотность, г/см³ Density, g/cm³		31	0,8493	2	0,8710
Вязкость при 20 °С, мм²/с Viscosity at 20 °C, mm²/s		32	455,17	2	37,65
Содержание мас. % Content of, wt. %	серы/sulfur	19	0,67	2	0,30
	парафинов/paraffins	32	10,64	2	6,70
	смолов/resins	32	4,23	2	3,30
	асфальтенов/asphaltenes	31	1,23	2	0,40
Фракция до 200 °С, мас. % Fraction up to 200 °C, wt. %		7	12,85	1	10,00
Фракция до 300 °С, мас. % Fraction up to 300 °C, wt. %		6	29,08	1	32,00
Газосодержание в нефти, м³/т Gas content in oil, m³/t		7	148,64	1	27,00
Термобарические условия залегания/Thermobaric storage conditions					
Температура пласта, °С Reservoir temperature, °C		9	103,50	1	79,00
Пластовое давление, МПа Reservoir pressure, mPa		7	28,46	1	16,60

циальной области, а два (Толумское и Южно-Толумское) – к континентальной фациальной области (рис. 2).

Существует разница в условиях залегания и физико-химических свойствах между нефтями переходной и континентальной областей – в переходной фациальной области ВПН залегают в пластах с более высокой пластовой температурой и давлением (табл. 3). Они характеризуются меньшей плотностью, большей вязкостью, большим содержанием серы, парафинов, смол и асфальтенов и высоким газосодержанием.

Основное количество месторождений с ВПН в Томской области расположено в пределах Нюрольской фациальной зоны, а два из них – Мыльджинское и Пуглалымское – находятся в Среднеvasюганской фациальной зоне (рис. 3).

Сопоставление свойств ВПН Нюрольской и Среднеvasюганской фациальных зон показывает, что нефти в Нюрольской зоне обладают высокой вязкостью, более высоким содержанием серы и асфальтенов, значительным, но меньшим содержанием парафинов и смол по сравнению со Среднеvasюганской (табл. 4).

При рассмотрении выборки ВПН в разрезе отложений Томской области можно отметить снижение усредненных показателей плотности вниз по разрезу юры и их возрастание в палеозое (табл. 5).

Таблица 4. Физико-химические свойства ВПН Нюрольской и Среднеvasюганской фациальных зон на территории Томской области**Table 4.** Physicochemical properties of VPO of Nyurolskaya and Srednevasyuganskaya facial areas in Tomsk region

Показатели нефти Oil indices		Нюрольская Nyurolskaya		Среднеvasюганская Srednevasyuganskaya	
		фациальная зона/facial area			
		Объем выборки Sample size	Среднее значение Average value	Объем выборки Sample size	Среднее значение Average value
Плотность, г/см³ Density, g/cm³		29	0,8497	1	0,8592
Вязкость при 20 °С, мм²/с Viscosity at °C, mm²/s		29	497,52	2	46,42
Содержание, мас. % Content of, wt. %	серы sulfur	17	0,72	1	0,40
	парафинов paraffins	29	10,22	2	11,25
	смолов resins	29	4,18	2	6,30
	асфальтенов asphaltenes	28	1,30	2	0,65

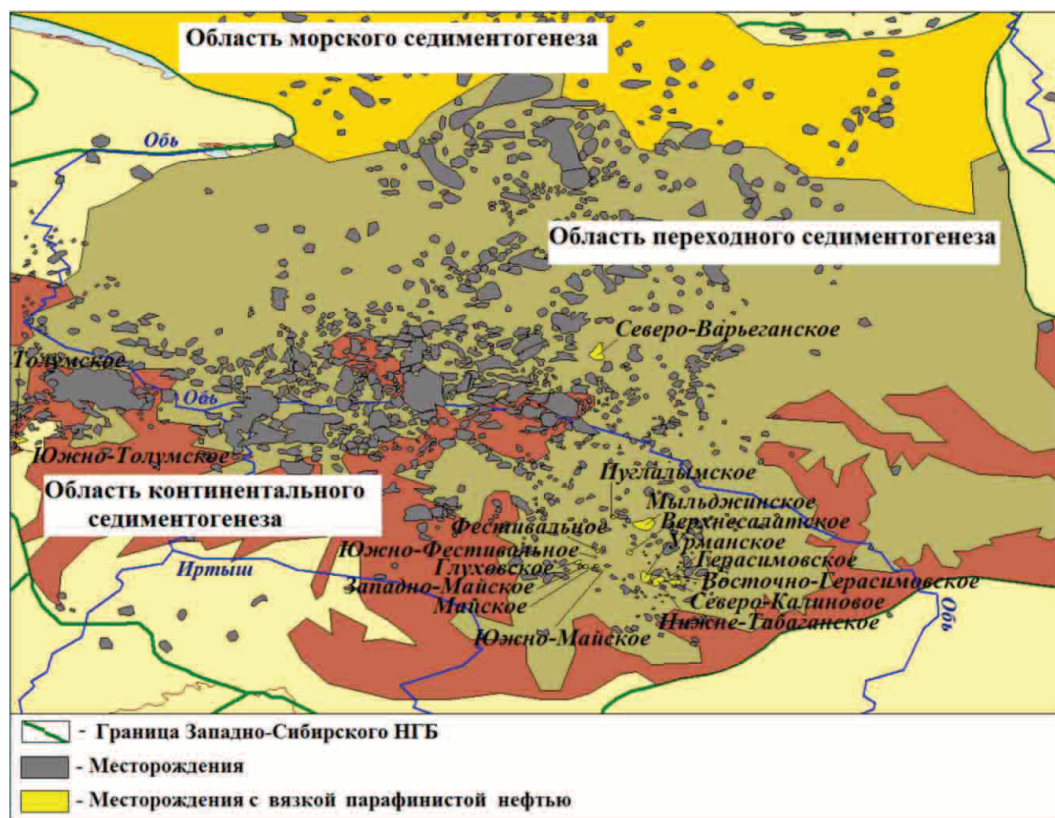


Рис. 2. Схема фациального районирования юго-востока Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна [27] с выделением месторождений ВПН

Fig. 2. Diagram of facial classification of south-east of Western-Siberian oil-and-gas bearing basin [27] with VPO fields



Рис. 3. Схема фациального районирования Томской области [27, 20] с указанием месторождений ВПН

Fig. 3. Diagram of facial classification of Tomsk region [27, 20] with VPO fields

Таблица 5. Распределение ВПН Томской области по возрасту вмещающих отложений**Table 5.** VPO distribution in Tomsk region according to the enclosing deposits

Возраст (система), обозначение Age (system), symbol	Количество образцов ВПН Number of VPO samples	Количество месторождений с ВПН Number of deposits with VPO	Месторождения Fields
Верхнеюрская, J ₃ Verkhneurskaya, J ₃	3	2	Западно-Майское, Нижне-Табаганское Zapadno-Mayskoe, Nizhne-Tabaganskoe
Среднеюрская, J ₂ Sredneyurskaya, J ₂	4	3	Восточно-Герасимовское, Герасимовское, Фестивальное Vostochno-Gerasimovskoe, Gerasimovskoe, Festivalnoe
Нижнеюрская, J ₁ Nizhneyurskaya, J ₁	5	5	Верхнесалатское, Герасимовское, Западно-Майское, Майское, Южно-Фестивальное Verkhnesalatskoe, Gerasimovskoe, Zapadno-Mayskoe, Mayskoe, Yuzno-Festivalnoe
Палеозой, Pz Paleozoic, Pz	9	4	Герасимовское, Северо-Калиновое, Урманское, Фестивальное Gerasimovskoe, severo-Kalinovoe, Urmanskoe, Festivalnoe

Для изученного разреза (юра–палеозой) отмечена тенденция увеличения содержания парафинов в нефти вниз по разрезу, но максимальным содержанием парафинов, при пониженных показателях вязкости, отличаются нефти средней юры и палеозоя. Они характеризуются также повышенным содержанием серы и смол (табл. 6).

Выводы

Проведен анализ специфики залегания и размещения вязких парафинистых нефтей юго-восто-

Таблица 6. Физико-химические свойства ВПН разных возрастов на территории Томской области**Table 6.** Physicochemical properties of VPO of different ages in Tomsk region

Показатели нефти Oil indices		Отдел/Period			
		Верхнеюрский, J ₃ Verkhneursky, J ₃	Среднеюрский, J ₂ Sredneyursky, J ₂	Нижнеюрский, J ₁ Nizhneyursky, J ₁	Палеозой, Pz Paleozoic, Pz
Плотность, г/см ³ Density, g/cm ³		0,8660	0,8627	0,8253	0,8709
Вязкость при 20 °С, мм ² /с Viscosity at 20 °C, mm ² /s		185,23	61,93	193,58	95,23
Температура застывания, °С Pour point, °C		11,17	10,80	16,27	7,36
Содержание, мас. % Content of, wt. %	серы sulfur	0,70	0,82	0,35	0,85
	парафинов paraffins	7,60	9,03	8,77	9,89
	смол resins	4,15	4,66	2,32	6,10
	асфальтенов asphaltenes	2,09	1,55	1,29	1,41

ка Западной Сибири (Томская область). Установлено, что наиболее вязкие нефти с большим содержанием серы, парафинов, смол и асфальтенов и высоким газосодержанием залегают в пластах с высокой пластовой температурой и давлением, а их залежи расположены в области переходного седиментогенеза Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна. В отличие от нефтей Волго-Уральского бассейна [20], в которых вязкость коррелирует с повышенным содержанием смол и асфальтенов, западно-сибирские вязкие нефти отличаются повышенным содержанием парафинов, а при увеличении содержания смол их вязкость снижается. Для Томской области характерна приуроченность ВПН к Нюрольской и Среднеасяганской фациальным зонам, а в разрезе – к отложениям нижней юры и палеозоя.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Коржубаев А. Не ждать милости от недр // Нефть России. – 2011. – № 3. – С. 18–24.
2. Кимельман С.А., Подольский Ю.В. Перспективы развития нефтедобычи в России до 2030 года // Теория и практика оценки промышленной значимости запасов и ресурсов нефти и газа в современных условиях: сб. матер. науч.-практ. конф. – СПб., 4–8 июля 2011 г. – СПб.: ВНИГРИ, 2011. – С. 59–68.
3. Нефть новой России. Ситуация, проблемы, перспективы / под общ. ред. В.Ю. Алекперова. – М.: Древлехранилище, 2007. – 688 с.
4. Гарушев А.Р. О роли высоковязких нефтей и битумов как источники углеводородов в будущем // Нефтяное хозяйство. – 2009. – № 3. – С. 65–67.
5. Гарушев А.Р. О ключевой роли высоковязких нефтей и битумов как источников углеводородов в будущем // Технологии нефти и газа. – 2010. – № 1. – С. 31–34.
6. Максудов Р., Орлов Г., Осипов А. Освоение запасов высоковязких нефтей в России // Технологии ТЭК. – 2005. – № 6. – С. 36–40.
7. Халимов Э.М. Геотехнологии разведки и разработки нефтяных месторождений // Избранные труды (1958–2000 гг.). – М.: ИГиРГИ, 2001. – 656 с.
8. Халимов Э.М. Концепция дифференцированной ставки налога на добычу полезных ископаемых // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2004. – № 11. – С. 44–50.
9. Лукьянов Э.Г., Тренин Ю.А., Деревягин А.А. Достоверность геолого-геофизической информации для оценки извлекаемых (рентабельных) запасов нефти // Нефтегазовое дело. – 2008. – № 1. URL: http://ogbus.ru/authors/Lukyanov/Lukyanov_1.pdf (дата обращения: 26.05.2014).
10. Хафизов Ф.З. Анализ запасов нефти / науч. ред. А.Э. Конторович. – Тюмень: ИД «ИздатНаукаСервис», 2011. – 228 с.
11. Антониади Д.Г., Кошелев А.Т., Пустовой П.А. Проблемы повышения добычи нефти в условиях месторождений России // Нефть. Газ. Новации. – 2010. – № 12. – С. 60–63.
12. Vartivarian D., Andrawis H. Delayed coking schemes are most economical for heavy-oil upgrading // Oil & Gas Journal. – 2006. – № 6. – P. 52–56.
13. Speight J.G. The Desulfurization of Heavy Oils and Residua. 2nd ed., revised and expanded. – Laramie, Wyoming: Marcel Dekker, Inc., 1999. – 459 p.
14. The occurrence of ultra-deep heavy oils in the Tabei Uplift of the Tarim Basin, NW China / Guangyou Zhu, Shuichang Zhang, Jin Su et al. // Organic Geochemistry. – 2012. – № 52. – P. 88–102.
15. Meyer R.F., Medaisko G.S. Heavy Oil Natural Bitumen Deposits of Latin America. – New York: Department of the Interior U.S. Geological Survey, 1991. – 33 p.
16. Якуцени В.П., Петрова Ю.Э., Суханов А.А. Динамика доли относительного содержания трудноизвлекаемых запасов нефти в общем балансе // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2007. – Т. 2. URL: <http://www.ngtp.ru/rub/6/006.pdf> (дата обращения: 02.06.2014).
17. Пуртова И.П., Вариченко А.И., Шпуров И.В. Трудноизвлекаемые запасы нефти. Терминология. Проблемы и состояние освоения в России // Наука и ТЭК. – 2011. – № 6. – С. 21–26.
18. Ибраев В.И. Прогнозирование напряженного состояния коллекторов и флюидоупоров нефтегазовых залежей в Западной Сибири. – Тюмень: ОАО «Тюменский дом печати», 2006. – 208 с.
19. Лисовский Н.Н., Халимов Э.М. О классификации трудноизвлекаемых запасов // Вестник ЦКР Роснедра. – 2009. – № 6. – С. 33–35.
20. Яценко И.Г., Полищук Ю.М. Трудноизвлекаемые нефти: физико-химические свойства и закономерности размещения / под ред. А.А. Новикова. – Томск: В-Спектр, 2014. – 154 с.
21. Распространение высоковязких нефтей в отложениях нижней юры и фундамента юго-востока Западной Сибири / Н.А. Красноярова, О.В. Серебренникова, С.В. Писарчук, Ву Ван Хай // Добыча, подготовка, транспорт нефти и газа: Матер. V Всерос. научно-практ. конф. – Томск, 21–24 сентября 2010. – Томск: Изд-во ИОА СО РАН, 2010. – С. 287–288.
22. Красноярова Н.А., Серебренникова О.В., Зайцев С.П. Особенности состава органического вещества мезозоя юго-востока Западной Сибири (параметрические скважин Восток-1, Восток-3, Вездеходная-4) // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2011. – № 4. – С. 37–43.
23. Яценко И.Г. Физико-химические свойства трудноизвлекаемых нефтей в зависимости от содержания парафинов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2010. – № 6. – С. 39–48.
24. Яценко И.Г., Полищук Ю.М. Особенности физико-химических свойств трудноизвлекаемых нефтей и условий их залегания // Газовая промышленность. – 2013. – № 696. – Спецвыпуск. – С. 45–49.
25. ГОСТ Р 51858. 2002. Нефть. Общие технические условия. Введен в 2002 г. – М.: Госстандарт России: Изд-во стандартов, 2001.
26. Серебренникова О.В., Красноярова Н.А., Филиппова Т.Ю. Взаимосвязь состава и содержания алканов и металлопорфиринов нефтей и ОВ пород юго-востока Западной Сибири как отражение условий формирования нефтематеринских толщ // Нефтехимия. – 2003. – Т. 43. – № 3. – С. 145–149.
27. Геологическое строение и нефтегазоносность нижней – средней юры Западно-Сибирской провинции / Ф.Г. Гурари, В.П. Девятков, В.И. Демин и др. – Новосибирск: Наука, 2005. – 156 с.

Поступила 06.06.2014 г.

UDC 553.982

AREA AND CROSS-SECTION DISTRIBUTION OF VISCOUS WAXY OILS IN DEPOSITS LOCATED IN THE SOUTHEAST OF WESTERN SIBERIA

Natalya A. Krasnoyarova,

Cand. Sc., Institute of Petroleum Chemistry, Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, 4, Akademicheskoy Avenue, Tomsk, 634021, Russia; National Research Tomsk Polytechnic University, 30, Lenin Avenue, Tomsk, 634050, Russia. E-mail: natalex@ipc.tsc.ru

Irina G. Yashchenko,

Cand. Sc., Institute of Petroleum Chemistry, Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, 4, Akademicheskoy Avenue, Tomsk, 634021, Russia. E-mail: sric@ipc.tsc.ru

Olga V. Serebrennikova,

Dr. Sc., National Research Tomsk Polytechnic University, 30, Lenin Avenue, Tomsk, 634050, Russia; Institute of Petroleum Chemistry, Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, 4, Akademicheskoy Avenue, Tomsk, 634021, Russia. E-mail: ovs@ipc.tsc.ru

The paper considers the resource potential of viscous waxy oils occurring in the southeast of Western Siberia, Tomsk region in particular. Now the study of such oils is the extremely urgent issue caused by the large-scale development of difficult-to-recover oil reserves. The authors have obtained the data on composition and properties of oils from new wells in Tomsk region. The database of oils at the Institute of Petroleum Chemistry SB RAS was supplemented with descriptions of the properties of 16 oils from the wells of Mayskoye, Sredne-, Zapadno- and Yuzhno-Mayskoye oilfields located in Festivalnaya, Vostochno- and Yuzhno-Festivalnaya areas and of 3 oils from Kiev-Eganskoye oilfield. By physicochemical properties (density at 20 °C, viscosity at 20 and 50 °C, congelation point, sulfur and paraffin contents and yields of distillate fractions at 200 and 300 °C) the oils were estimated and classified according to the specifications to oils coming into the pipeline transportation system for subsequent export. The obtained geochemical characteristics of oils on composition of n-alkanes testify to oxidative, less often sub-oxidative conditions for accumulation of oil-generating organic matter and to a wide range of oils thermal transformation (from slight to significant). The specificity of occurrence and location of viscous waxy oils in the southeast of Western Siberia was analyzed. It was ascertained that the deposits of the most viscous oils with high sulfur, paraffin, resin and asphaltene contents and high gas content are located in the area of the basin transition sedimentogenesis. The analysis of the specific occurrence and location enables one to give correct prediction of spatial zoning and detection of viscous waxy oils.

Key words:

Viscous waxy oils, physicochemical oil properties, geochemical characteristics of oils, age of oil-enclosing rocks, West Siberian oil-and-gas bearing basin.

REFERENCES

1. Korzhubaev A. Ne zhdai milosti ot neдр [Do not wait for favors from the subsoil]. *Neft Rossii*, 2011, no. 3, pp. 18–24.
2. Kimelman S.A., Podolsky Yu.V. Perspektivy razvitiya neftedobychi v Rossii do 2030 goda [Prospects for the development of oil production in Russia up to 2030]. *Teoriya i praktika otsenki promyshlennoy znachimosti zapasov i resursov nefti i gaza v sovremennykh usloviyakh. Sbornik materialov nauchno-prakticheskoy konferentsii* [Theory and Practice of Industrial importance of reserves and resources of oil and gas in modern conditions. Proc. of scientific conference]. St-Petersburg, 4–8 July 2011. St-Petersburg, VNIGRI Publ., 2011. pp. 59–68.
3. *Neft novoy Rossii. Situatsiya, problemy, perspektivy* [Oil the new Russia. Situation, Problems and Prospects]. Ed. by V.Yu. Alekperov. Moscow, Drevlekhranilishche Publ., 2007. 688 p.
4. Garushev A.R. O roli vysokov'yazkikh nefti i bitumov kak istochnike uglevodorodov v budushchem [On the role of high-viscosity oils and bitumens as a source of hydrocarbons in the future]. *Neftyanoe khozyaystvo*, 2009, no. 3, pp. 65–67.
5. Garushev A.R. O klyuchevoy roli vysokov'yazkikh nefti i bitumov kak istochnikov uglevodorodov v budushchem [On the role of high-viscosity oils and bitumens as a source of hydrocarbons in the future]. *Tekhnologii nefti i gaza*, 2010, no. 1, pp. 31–34.
6. Maksutov R., Orlov G., Osipov A. Osvoenie zapasov vysokov'yazkikh nefti v Rossii [The development of high-viscosity oil reserves in Russia]. *Tekhnologii TJeK*, 2005, no. 6, pp. 36–40.
7. Khalimov E.M. *Geotekhnologii razvedki i razrabotki neftnykh mestorozhdeniy. Izbrannye trudy (1958–2000 gg.)* [Geotechnology of exploration and development of oil fields]. Moscow, IGI RGI Publ., 2001. 656 p.
8. Khalimov E.M. Kontseptsiya differentsirovannoy stavki naloga na dobychu poleznykh iskopaemykh [The concept of differentiated tax rate on mining mineral]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftnykh i gazovykh mestorozhdeniy*, 2004, no. 11, pp. 44–50.
9. Lukyanov E.G., Trenin Yu.A., Derevyagin A.A. Dostovernost' geologo-geofizicheskoy informatsii dlya otsenki izvlekaemykh (rentabelnykh) zapasov nefti [Reliability of geological and geophysical information for oil reserves evaluation]. *Neftgazovoe delo*, 2008, no. 1. Available at: http://ogbus.ru/authors/Lukyanov/Lukyanov_1.pdf (accessed 26 May 2014).
10. Khafizov F.Z. *Analiz zapasov nefti* [Analysis of oil reserves]. Ed. by A.E. Kontorovich. Tyumen, IzdatNaukaServis Publ. House, 2011. 228 p.
11. Antoniadi D.G., Koshelev A.T., Pustovoy P.A. Problemy povysheniya dobychi nefti v usloviyakh mestorozhdeniy Rossii [The issue of improving oil production at the oilfields of Russia]. *Neft. Gaz. Novatsii*, 2010, no. 12, pp. 60–63.

12. Vartivarian D., Andrawis H. Delayed coking schemes is most economical for heavy-oil upgrading. *Oil & Gas Journal*, 2006, no. 6, pp. 52–56.
13. Speight J.G. *The Desulfurization of Heavy Oils and Residua*. 2nd ed., revised and expanded. Laramie, Wyoming, Marcel Dekker, Inc., 1999. 459 p.
14. Guangyou Zhu, Shuichang Zhang, Jin Su. The occurrence of ultra-deep heavy oils in the Tabei Uplift of the Tarim Basin, NW China. *Organic Geochemistry*, 2012, no. 52, pp. 88–102.
15. Meyer R.F., Medaisko G.S. *Heavy Oil Natural Bitumen Deposits of Latin America*. New York, Department of the Interior U.S. Geological Survey, 1991. 33 p.
16. Yakutseni V.P., Petrova Yu.E., Sukhanov A.A. Dinamika doli otositel'nogo soderzhaniya trudnoizvlekaemykh zapasov nef'ti v obshchem balance [Dynamics of the share of the relative content of hard-to-recover oil reserves in balance reserves]. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika*, 2007, vol. 2. Available at: <http://www.ngtp.ru/rub/6/006.pdf> (accessed 02 June 2014).
17. Purtova I.P., Varichenko A.I., Shpurov I.V. Trudnoizvlekaemye zapasy nef'ti. Terminologiya. Problemy i sostoyanie osvoeniya v Rossii [The reserves of hard-to-recover oil. Terminology. Problems and the state of development in Russia]. *Nauka i TJeK*, 2011, no. 6, pp. 21–26.
18. Ibraev V.I. *Prognozirovanie napryazhennogo sostoyaniya kolektorov i flyuidoporov neftegazovykh zalezhey v Zapadnoy Sibiri* [Prediction of the stress state of collectors and immobile fluid of oil and gas deposits in Western Siberia]. Tyumen, Tyumen Publ. House, 2006. 208 p.
19. Lisovsky N.N., Khalimov E.M. O klassifikatsii trudnoizvlekaemykh zapasov [Classification of difficult oil]. *Vestnik CKR Rosnefta*, 2009, no. 6, pp. 33–35.
20. Yashchenko I.G., Polishchuk Yu.M. *Trudnoizvlekaemye nef'ti: fiziko-khimicheskie svoystva i zakonornosti razmeshcheniya* [Hard-to-oil: physico-chemical properties and patterns of distribution]. Ed. by A.A. Novikov. Tomsk, V-Spektr Publ., 2014. 154 p.
21. Krasnoyarova N.A., Serebrennikova O.V., Pisarchuk S.V., Vu Van Hay. Rasprostraneniye vysokov'yazkikh nef'tey v otlozheniyakh nizhney yury i fundamenta yugo-vostoka Zapadnoy Sibiri [Distribution of high-viscosity oil in the sediments of the Lower Jurassic and the Foundation of the southeast of Western Siberia]. *Dobycha, podgotovka, transport nef'ti i gaza: Materialy V Vserossiyskoy nauchno-prakticheskoy konferentsii* [Production, treatment, oil and gas transport. Proc. of V All-Russian scientific conference]. Tomsk, 21–24 September 2010. Tomsk, IOA SO RAN Publ., 2010. pp. 287–288.
22. Krasnoyarova H.A., Serebrennikova O.V., Zaytsev S.P. Osobennosti sostava organicheskogo veshchestva mezozoya yugo-vostoka Zapadnoy Sibiri (parametricheskie skvazhiny Vostok-1, Vostok-3, Vezdekhodnaya-4) [Features of the organic matter of the Mesozoic southeast of Western Siberia (parametric wells Vostok 1, Vostok-3, all-terrain-4)]. *Geologiya, geofizika i razrabotka nef'tyanykh i gazovykh mestorozhdeniy*, 2011, no. 4, pp. 37–43.
23. Yashchenko I.G. Fiziko-khimicheskie svoystva trudnoizvlekaemykh nef'tey v zavisimosti ot soderzhaniya parafinov [Dependence of physical and chemical properties of hardly recoverable oils on paraffin content]. *Geologiya, geofizika i razrabotka nef'tyanykh i gazovykh mestorozhdeniy*, 2010, no. 6, pp. 39–48.
24. Yashchenko I.G., Polishchuk Yu.M. Osobennosti fiziko-khimicheskikh svoystv trudnoizvlekaemykh nef'tey i uslovy ikh zaleganiya [Features of physical and chemical properties of hard-to-recover oils and conditions of occurrence]. *Gazovaya promyshlennost*, 2013, no. 696, Special Issue, pp. 45–49.
25. *GOST R 51858. 2002. Neft. Obshchie tekhnicheskie usloviya* [Oil. General specifications]. Moscow, Gosstandart Rossii: Izd-vo standartov, 2001.
26. Serebrennikova O.V., Krasnoyarova N.A., Filippova T.Yu. Vzaimosvyaz sostava i soderzhaniya alkanov i metalloporfirinov nef'tey i OV porod yugo-vostoka Zapadnoy Sibiri kak otrazheniye uslovy formirovaniya nef'tematerinskikh tolshch [Relationship of composition and content of alkanes and metalloporphyrins oils and extract rocks in southeast of Western Siberia as a reflection of the conditions of formation of source sequences]. *Neftekhimiya*, 2003, vol. 43, no. 3, pp. 145–149.
27. Gurari F.G., Devyatov V.P., Demin V.I. *Geologicheskoe stroeniye i neftegazonosnost nizhney – sredney yury Zapadno-Sibirskoy provintsii* [Geological feature and petroleum potential lower – middle Jurassic West Siberian province]. Novosibirsk, Nauka Publ., 2005. 156 p.

Received: 06 June 2014.