

УДК 553.982

СТАТИСТИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ КАЧЕСТВА ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ НЕФТЕЙ

Яценко Ирина Германовна,

канд. геол.-минерал. наук, заведующая 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

Полищук Юрий Михайлович,

д-р физ.-мат. наук, профессор, гл. науч. сотр. Института химии нефти
Сибирского отделения Российской академии наук, Россия, 634021, г. Томск,
пр. Академический, 4. E-mail: yuri@ipc.tsc.ru

Актуальность работы определяется необходимостью изучения качественных показателей трудноизвлекаемых нефтей, рассматриваемых как основная база прироста нефтедобычи в среднесрочной перспективе ввиду истощения запасов легкодоступных нефтей. Недостаточная изученность качественных особенностей таких нефтей затрудняет оценку перспектив и определение направлений развития отечественного нефтегазодобывающего комплекса.

Цель работы: проведение анализа качественных показателей различных видов трудноизвлекаемых нефтей с использованием предложенного авторами индекса качества нефтей, включая изучение особенностей физико-химических свойств и условий залегания разных видов нефтей, относящихся к различным классам качества (низкого, среднего и высокого).

Методы исследования: классификация нефтей по комплексному показателю (индексу) качества и по совокупности измеряемых физико-химических характеристик и условий залегания и исследование методами статистического анализа особенностей различных классов трудноизвлекаемых нефтей, выделенных по результатам классификации.

Результаты работы. Предложен индекс качества трудноизвлекаемых нефтей, рассматриваемых как основная база прироста нефтедобычи в среднесрочной перспективе ввиду истощения запасов легкодоступных нефтей. Рассмотрены классификации трудноизвлекаемых нефтей по индексу качества и физико-химическим показателям нефтей. Дана краткая характеристика разных видов трудноизвлекаемых нефтей, относящихся к разным классам качества. На основе анализа 19000 образцов нефтей изучены особенности физико-химических свойств трудноизвлекаемых нефтей низкого, среднего и высокого качества. Результаты исследования могут быть использованы при разработке новых и усовершенствовании существующих методов и технологий нефтедобычи, транспортировки и переработки нефтей с аномальными физико-химическими свойствами либо нефтей с осложненными условиями залегания.

Ключевые слова:

Трудноизвлекаемые нефти, классификация нефтей, нефтегазоносный бассейн, физико-химические свойства нефтей, индекс качества нефти, классы качества нефти.

Введение

Известно, что наибольшая часть современных энергетических потребностей человечества обеспечивается нефтью и газом. Рост добычи нефти в мире привел к истощению запасов наиболее качественных и легкодоступных нефтей, в связи с чем основную базу прироста нефтедобычи в среднесрочной перспективе как в нашей стране, так и других добывающих странах будут составлять трудноизвлекаемые нефти.

Согласно [1–16], к трудноизвлекаемым относятся запасы нефтей, представленные малоподвижной нефтью (например, с высокими вязкостью или плотностью и высоким содержанием твердых парафинов), нефтей с высокой (более 500 м³/т) или низкой (менее 200 м³/т) газонасыщенностью либо при наличии в растворенном и/или свободном газе агрессивных компонентов (сероводород, углекислота) в количествах, требующих применения специального оборудования при бурении скважин и добыче нефти. К трудноизвлекаемым также относятся нефти с осложненными условиями залегания (заключенные в геологически сложнопостроенных пластах и залежах, в во-

донефтяных и газонефтяных зонах, в слабопроницаемых и низкопористых коллекторах, с аномально высокой и низкой пластовой температурой и др.), а также нефти, размещенные на территории многолетней мерзлоты.

Рост в последние годы объемов добычи труднодоступных нефтей создает различные технологические проблемы при нефтедобыче, обусловленные как аномальностью их физико-химических характеристик, так и осложненными условиями залегания. Как известно, наиболее перспективные нефтегазоносные бассейны России полностью или частично располагаются на территории криолитозоны [17–21], где обустройство месторождений, добыча и транспортировка сопровождаются значительным ростом затрат и необходимостью использования новых технологий. Заметим, что в литературе криолитозона обычно подразделяется на островную, прерывистую и сплошную, последние две из которых в нашей работе для удобства представления результатов анализа, согласно [22], объединены в единую прерывисто-сплошную криолитозону. Аномальность физико-химических свойств таких нефтей создает технологические

проблемы их переработки и транспортировки. Включение в разработку трудноизвлекаемых запасов нефтей с высокой плотностью и вязкостью, с высоким содержанием серы, парафинов и смол не только ухудшает химико-технологические параметры нефтяного сырья, но и усиливает негативное влияние на окружающую среду, увеличивая экологические издержки территорий.

Однако качественные показатели и особенности химического состава и физических свойств таких нефтей с учетом условий их залегания и географического размещения изучены достаточно слабо, что затрудняет решение технологических проблем добычи, переработки и транспортировки трудноизвлекаемых нефтей (ТИН). С другой стороны, недостаточная изученность качественных особенностей таких нефтей затрудняет оценку перспектив и определение направлений развития отечественного нефтегазодобывающего комплекса. В связи с вышеизложенным целью настоящей работы явилось проведение анализа качественных показателей различных видов ТИН, включая изучение особенностей физико-химических свойств и условий их залегания.

Общая характеристика и классификация видов трудноизвлекаемых нефтей

Перечень основных видов трудноизвлекаемых нефтей, составленный в [8] на основе обобщения критериев отнесения нефтей к трудноизвлекаемым, которые обсуждались в большом числе научных публикаций [1–7, 9–11], представлен в табл. 1. В соответствии с этим перечнем видов трудноизвлекаемых нефтей можно рассматривать две основные группы таких нефтей. Первую группу составляют виды нефтей с аномальными физико-химическими свойствами (высокая вязкость и плотность, высокое содержание серы, парафинов, смол и асфальтенов, высокая или низкая газонасыщенность и др.), ко второй группе относятся различные виды нефтей с осложненными условиями залегания.

Характеристика информационного описания разных видов ТИН, данная в табл. 1, основана на использовании информации из базы данных (БД) по физико-химическим свойствам нефтей мира, созданной в Институте химии нефти СО РАН. База данных зарегистрирована в Государственном реестре баз данных (Регистрационное свидетельство

Таблица 1. Виды трудноизвлекаемых нефтей и характеристика их информационного описания в БД

Table 1. Types of hard-to-recover oils and characteristic of their informational description in DB

	Виды трудноизвлекаемых нефтей Types of hard-to-recover oils	Объем выборки из БД DB sample size	Количество бассейнов Amount of basins	Количество месторождений Number of fields
Нефти с аномальными свойствами Oils with anomalous properties	Тяжелая (плотность более 0,88 г/см ³) Heavy (density is higher than 0,88 g/cm ³)	5378	126	1792
	Вязкая (вязкость более 35 мм ² /с при 20 °С) Viscous (viscosity is higher than 35 mm ² /s at 20 °C)	2622	68	915
	Сернистая (содержание серы более 3 %) Sulfurous (sulphur content is higher than 3 %)	919	40	377
	Смолистая (содержание смол более 13 %) Tarry (resin content is more than 13 %)	2157	54	730
	Парафинистая (содержание парафинов более 6 %) Paraffin (paraffin content is higher than 6 %)	2477	60	844
	С высокой газонасыщенностью (более 500 м ³ /т) With high gas saturation (more than 500 m ³ /t)	78	24	51
	С низкой газонасыщенностью (менее 200 м ³ /т) With low gas saturation (less than 200 m ³ /t)	2875	67	1141
	С высоким содержанием сероводорода (более 5 %) With high content of hydrogen sulfide (more than 5 %)	125	19	65
Нефти в сложных условиях залегания Oils in complex storage conditions	В слабопроницаемых коллекторах (менее 0,05 мкм ²) In low permeable reservoirs (less than 0,05 μm ²)	618	37	419
	В коллекторах с низкой пористостью (менее 8 %) In reservoirs with low porosity (less than 8 %)	98	16	70
	Большие глубины залегания (более 4500 м) Deep occurrence (more than 4500 m)	438	29	213
	В прерывисто-сплошной криолитозоне In intermittent-continuous cryolithozone	2467	7	680
	В островной криолитозоне In insular cryolithozone	3126	3	932
	Высокая пластовая температура (выше 100 °С) High reservoir temperature (higher than 100 °C)	869	47	458
	Низкая пластовая температура (ниже 20 °С) Low reservoir temperature (lower than 20 °C)	334	37	186

№ 6624) и в Роспатенте (свидетельство № 2001620067, г. Москва, 16.05.2001 г.) [12, 13]. В базе данных в настоящее время представлено около 24000 образцов нефтей, которые относятся к 191 нефтегазонасному бассейну мира и 5821 нефтяным месторождениям, расположенным на территории 92 стран.

Для проведения исследований в настоящей работе важно, что общее число образцов нефтей в БД, относящихся к различным видам ТИН, доходит до 19000. Распределение информации в БД по видам ТИН дано в табл. 1, где также указано количество нефтегазонасных бассейнов (НГБ) и месторождений с указанными нефтями. Из указанной таблицы видно, что изучаемые в настоящей работе ТИН с аномальными свойствами представлены 16631 образцом, ТИН с осложненными условиями залегания – 2357 образцами. Как видно в табл. 3, объемы выборочных совокупностей данных из БД для каждого из рассмотренных видов ТИН достаточно представительны, что позволяет получать обоснованные результаты статистического анализа.

Методические вопросы проведения анализа

Рассмотрим методические вопросы проведения анализа качественных показателей трудноизвлекаемых нефтей. Как указано в Дополнениях 1989 г. к ГОСТ 9965 «Нефть для нефтеперерабатывающих предприятий. Технические условия», основными показателями, характеризующими потребительские свойства нефти и определяющими ее цену, являются плотность и содержание серы. Позже в ТУ 39–1623–93 «Нефть российская, поставляемая для экспорта» в качестве наиболее влияющих на потребительские свойства нефти указываются следующие физико-химические характеристики нефти: плотность, выход фракций при температурах кипения до 200, 300 и 350 °С, массовая доля серы и концентрация хлористых солей.

Плотность нефти характеризует количество содержащихся в ней асфальтосмолистых веществ, способствующих образованию стойких водонефтяных эмульсий. Выявляются и другие негативные последствия при переработке тяжелых смолистых нефтей, в частности увеличение затрат при транспортировке и переработке такой нефти. Повышенное содержание серы в нефти приводит к интенсивной коррозии аппаратуры и «отравлению» катализаторов, к необходимости зашлакачивания продуктов переработки и гидроочистки бензиновых фракций. Увеличение содержания светлых фракций в нефти, приводящее к снижению затрат при производстве топлив, повышает качество нефти.

В нашей работе [16] предложен комплексный показатель качества нефти, учитывающий перечисленные выше физико-химические параметры нефти. В [16] также дана методика определения этого комплексного показателя качества, называемого далее для сокращения индексом качества K , рассчитываемого по формуле:

$$K=0,04S+0,00054C+1,74\rho-0,0087\Phi_{200}-0,0056\Phi_{300}-0,0049\Phi_{350}, \quad (1)$$

где S – содержание общей серы в нефти (%); C – концентрация хлористых солей (мг/л); ρ – плотность нефти (г/см³); Φ_{200} , Φ_{300} и Φ_{350} – содержание (%) светлых фракций при температуре кипения до 200, 300 и 350 °С соответственно.

Согласно [16], индекс качества нефти K , рассчитываемый по формуле (1), является безразмерной положительной величиной ($K>0$), увеличение значений которой соответствует снижению качества нефти, а уменьшение – повышению качества нефти. Поэтому индекс качества нефти можно использовать для сравнения разных видов ТИН по их качеству. С этой целью далее будем использовать классификацию нефтей по качеству, разработанную в [16]:

- Класс 1 – нефть высокого качества, при $K\leq 0,75$,
- Класс 2 – нефть среднего качества, при $0,75<K\leq 1,10$,
- Класс 3 – нефть низкого качества, при $K> 1,10$.

Рассчитанные по формуле (1) значения индекса качества для различных видов ТИН на основе информации из БД приведены в табл. 2, в которой в столбце «Значение индекса качества K » приведены средние значения индекса качества по выборкам для каждого вида трудноизвлекаемых нефтей. Здесь для удобства сравнения различных видов трудноизвлекаемых нефтей по индексу качества на основе классификации нефтей по качеству в виде (2) приведено распределение ТИН по классам с разными качественными показателями. Так, согласно данным табл. 2, видно, что наиболее высоким качеством отличаются трудноизвлекаемые нефти с высокой газонасыщенностью, а наиболее низким – тяжелые и сернистые нефти. Этот вывод означает, что нефти с высокой газонасыщенностью всегда будут высокого качества, а нефти тяжелые и сернистые всегда будут относиться к классу нефтей низкого качества.

Введенный выше в рассмотрение индекс качества удобен для ранжирования по качеству разных видов трудноизвлекаемых нефтей, но он не позволяет выявлять особенности различных видов ТИН по их физико-химическим свойствам. Анализ особенностей химического состава и физических свойств разных видов трудноизвлекаемых нефтей может быть проведен с использованием классификации нефтей по физико-химическим характеристикам. Ранее нами были разработаны общая классификация нефти по ограниченному перечню основных физико-химических свойств [8] и ряд частных классификаций нефтей, например, по плотности [23], содержанию смол [24], для отдельного анализа особенностей тяжелых, смолистых и др. нефтей.

Таблица 2. Значения индекса качества различных видов трудноизвлекаемых нефтей

Table 2. Values of quality index for different kinds of hard-to-recover oils

Виды трудноизвлекаемых нефтей Types of hard-to-recover oils	Значение индекса качества К Value of quality index K
Класс 1. Нефти высокого качества ($K \leq 0,75$) Class 1. Oils of high quality ($K \leq 0,75$)	
С высокой газонасыщенностью With high gas saturation	0,45
С высоким содержанием сернистого газа With high content of sulfur gas	0,66
С высокой пластовой температурой With high reservoir temperature	0,68
В прерывисто-сплошной криолитозоне In intermittent-continuous cryolithozone	0,71
С большой глубиной залегания With deep occurrence	0,71
Класс 2. Нефти среднего качества ($0,75 < K \leq 1,10$) Class 2. Oils of medium quality ($0,75 < K \leq 1,10$)	
В островной криолитозоне In insular cryolithozone	0,79
В слабопроницаемых коллекторах In low permeable reservoir	0,87
Парафинистые Paraffin	0,89
С низкой газонасыщенностью With low gas saturation	0,93
В коллекторах с низкой пористостью In reservoirs with low porosity	1,02
С низкой пластовой температурой With low reservoir temperature	1,08
Класс 3. Нефти низкого качества ($K > 1,10$) Class 3. Oils of low quality ($K > 1,10$)	
Смолистые/ Tarry	1,23
Вязкие/Viscous	1,25
Тяжелые/Heavy	1,30
Сернистые/ Sulfurous	1,41

Однако указанные классификации не учитывают всех свойств нефти, характерных для трудноизвлекаемых нефтей, в частности газосодержание и содержание фракции н.к. 350 °С, что потребовало включения в классификацию дополнительного перечня показателей классифицируемых нефтей. Кроме того, за время, прошедшее после создания упомянутых классификаций [8, 23, 24], база данных пополнилась несколькими тысячами элементов информации об образцах трудноизвлекаемых нефтей, что создало возможности для уточнения границ классификационных интервалов. В связи с вышеизложенным для проведения анализа в настоящей работе возникла необходимость создания обновленной классификации нефтей на основе дополнения и обобщения разработанных ранее классификаций.

Такая усовершенствованная классификация нефтей по физическим свойствам и по химическому составу представлена ниже в виде двух таблиц (табл. 3, 4). Методологической основой составле-

ния табл. 3, 4 является статистический анализ выборочных совокупностей данных из базы данных, сформированных для каждого показателя нефтей. Разработка классификации нефтей по физико-химическим свойствам предполагала определение пределов классификационных интервалов, для чего проводился анализ выборочных совокупностей данных об анализируемых характеристиках нефтей. Диапазон изменения значений анализируемого параметра разделяется на интервалы низких, средних, высоких и (в ряде случаев) очень высоких значений параметра. Составленная таким образом классификация нефтей по физическим свойствам (табл. 3) и по химическому составу (табл. 4) учитывает основные физико-химические показатели, характерные для различных видов трудноизвлекаемых нефтей, что делает ее пригодной для проведения исследований особенностей химического состава и физических свойств ТИН. Эта классификация далее будет использоваться для проведения исследований в настоящей работе.

Таблица 3. Классификация нефтей по плотности и вязкости

Table 3. Oil classification by density and viscosity

Показатель Index	Класс нефти/Oil class	Пределы изменения классификационных интервалов Change range of classification intervals	
Плотность, г/см ³ Density, g/cm ³	очень легкая/very light	(less than) менее 0,80	
	легкая/light	0,80–0,84	
	со средней плотностью with medium density	0,84–0,88	
	тяжелая heavy	с повышенной плотностью with high density	0,88–0,92
		сверхтяжелая super heavy	0,92–0,96
		битуминозная bituminous	(more than) более 0,96
Вязкость при 20 °С, мм ² /с Viscosity at 20 °С, mm ² /s	маловязкая/low-viscous	(less than) менее 10	
	средневязкая/mid-viscous	10–35	
	вязкая viscous	с повышенной вязкостью with high viscosity	35–100
		высоковязкая high-viscous	100–500
		сверхвязкая ultraviscous	(more than) более 500

Анализ планетарного размещения трудноизвлекаемых нефтей различного качества

Рассмотренная выше классификация трудноизвлекаемых нефтей по качеству в виде (2) позволяет разработать карто-схемы пространственного размещения каждого вида ТИН на континентах или в целом на земном шаре. Для иллюстрации на рис. 1–3 показано распределение некоторых видов ТИН с разными классами качества. Так, на

Таблица 4. Классификация нефтей по химическому составу

Table 4. Oil classification by chemical composition

Показатель/Index Содержание (мас. %) Content of (wt. %)	Класс нефти/Oil class	Пределы изменения классификационных интервалов Change range of classification intervals	
серы/sulfur	малосернистая/low sulfur	(less than) менее 0,5	
	среднесернистая/ medium sulfur	0,5–1	
	сернистая/ sulfur	1–3	
	высокосернистая/high sulfur	(more than) более 3	
смола/resins	малосмолистая/low resin	(less than) менее 8	
	среднесмолистая/medium resin	8–13	
	смолистая resinous	умеренно смолистая/medium resinous	13–20
		высокосмолистая/high resinous	20–30
		сверхвысокосмолистая/ultrahigh resinous	(more than) более 30
асфальтенов asphalten	малоасфальтеновая/low-asphalten	(less than) менее 3	
	среднеасфальтеновая/medium-asphalten	3 –10	
	высокоасфальтеновая/high-asphalten	(more than) более 10	
парафинов paraffin	малопарафинистая/low-paraffin	(less than) менее 1,5	
	среднепарафинистая/medium-paraffin	1,5–6	
	парафинистая paraffin	умеренно парафинистая/medium paraffin	6–10
		высокопарафинистая/high paraffin	10–20
		сверхвысокопарафинистая/ultrahigh paraffin	(more than) более 20
фракции до 200 °С fraction up to 200 °С	с низким содержанием фракции/with low content of fraction	(less than) менее 20	
	со средним содержанием фракции/with medium content of fraction	20 –30	
	с высоким содержанием фракции/with high content of fraction	(more than) более 30	
фракции до 300 °С fraction up to 300 °С	с низким содержанием фракции/with low content of fraction	(less than) менее 25	
	со средним содержанием фракции/with medium content of fraction	25–50	
	с высоким содержанием фракции/with high content of fraction	50–75	
	с очень высоким содержанием фракции/with ultrahigh content of fraction	75–100	
Газа, м³/т Gas, m³/t	с низкой газонасыщенностью/with low gas saturation	(less than) менее 200	
	со средней газонасыщенностью/with medium gas saturation	200–500	
	с высокой газонасыщенностью/with high gas saturation	(more than) более 500	
сернистого газа sulfur gas	с низким содержанием сернистого газа/with low content of sulfur gas	(less than) менее 5	
	с высоким содержанием сернистого газа/with high content of sulfur gas	(more than) более 5	

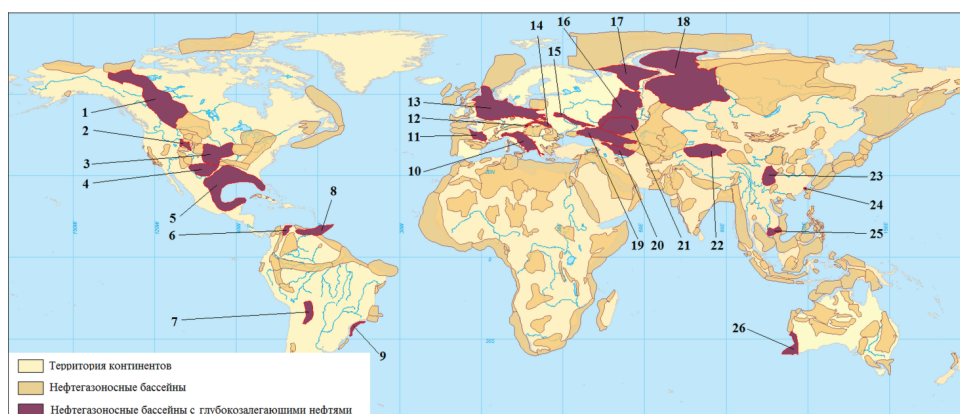


Рис. 1. Схема размещения нефтегазоносных бассейнов с глубокозалегающими нефтями. Бассейны в Северной и Южной Америке: 1 – Западно-Канадский; 2 – Грин-Ривер; 3 – Западный Внутренний; 4 – Пермский; 5 – Мексиканского залива; 6 – Маракайбский; 13 – Центрально-Предандийский; 8 – Оринокский; 9 – Сантос; в Евразии: 10 – Адриатический; 11 – Аквитанский; 12 – Венский; 13 – Центрально-Европейский; 14 – Карпатский; 15 – Днепровско-Припятский; 16 – Волго-Уральский; 17 – Тимано-Печорский; 18 – Западно-Сибирский; 19 – Северо-Кавказский; 20 – Южно-Каспийский; 21 – Прикаспийский; 22 – Таримский; 23 – Сычуаньский; 24 – Северо-Тайваньский; 25 – Вунг-Тау; в Австралии: 26 – Перт

Fig. 1. Map of arrangement of oil-and-gas-bearing basins with deep-seated oils. North and South America: 1 – Western Canadian; 2 – Green River; 3 – Western Interior; 4 – Permian; 5 – Gulf of Mexico; 6 – Maracay; 13 – Central pre-Andi; 8 – Orinoco; 9 – Santos; in Eurasia: 10 – Adriatic; 11 – Aquitanian; 12 – Viennese; 13 – central European; 14 – Carpathian; 15 – Dnieper-Priget; 16 – Volga-Ural; 17 – Timan-Pechora; 18 – Western Siberian; 19 – North-Caucasian; 20 – South-Caspian; 21 – Caspian; 22 – Tarim; 23 – Szechwan; 24 – North-Taiwan; 25 – Vung Tau; in Australia: 26 – Perth

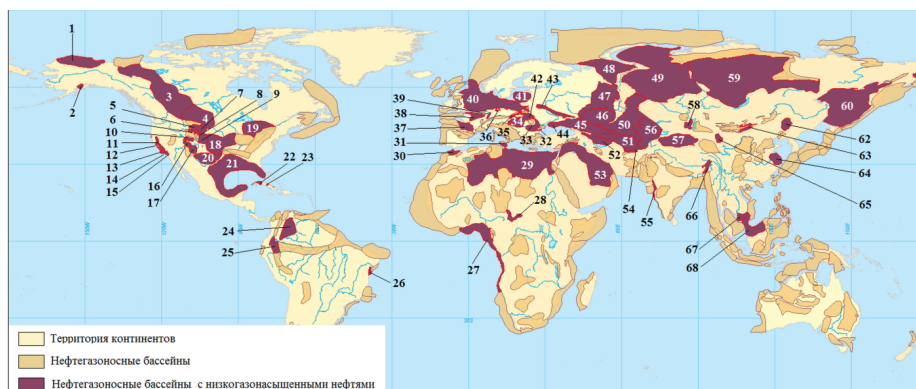


Рис. 2. Схема размещения нефтегазоносных бассейнов с низкогазонасыщенными нефтями. Бассейны в Северной и Южной Америке: 1 – Арктического склона Аляски, 2 – Залив Кука, 3 – Западно-Канадский, 4 – Уиллистонский, 5 – Биг-Хорн, 6 – Уинд-Ривер, 7 – Паундер-Ривер, 8 – Ханна-Ларами, 9 – Денвер, 10 – Уинта-Пайсенс, 11 – Грейт-Валли, 12 – Хаф-Мун-Салинас-Кайама, 13 – Санта-Мария, 14 – Вентура-Санта-Барбара, 15 – Лос-Анджелес, 16 – Парадокс, 17 – Сан-Хуан, 18 – Западный Внутренний, 19 – Мичиганский, 20 – Пермский, 21 – Мексиканского залива, 22 – Северо-Кубинский, 23 – Центрально-Кубинский, 24 – Баринас-Апуре, 25 – Верхнеамазонский, 26 – Реконкаву; в Африке: 27 – Гвинейского залива, 28 – Шари, 29 – Сахаро-Ливийский, 30 – Андалузско-Предрифский; в Евразии: 31 – Сицилийский, 32 – Западно-Черноморский, 33 – Предкарпатско-Балканский, 34 – Паннонский, 35 – Венский, 36 – Тюрингский, 37 – Аквитанский, 38 – Англо-Парижский, 39 – Рейнский, 40 – Центрально-Европейский, 41 – Балтийский, 42 – Карпатский, 43 – Днепровско-Припятский, 44 – Северо-Крымский, 45 – Северо-Кавказский, 46 – Прикаспийский, 47 – Волго-Уральский, 48 – Тимано-Печорский, 49 – Западно-Сибирский, 50 – Туранский, 51 – Амударьинский, 52 – Южно-Каспийский, 53 – Персидского залива, 54 – Каракумский, 55 – Камбейский, 56 – Афгано-Таджикский, 57 – Таримский, 58 – Джунгарский, 59 – Лено-Тунгусский, 60 – Охотский, 61 – Анадырско-Наваринский, 62 – Сунляо, 63 – Восточно-Гобийский, 64 – Желтоморский, 65 – Преднаньшаньский, 66 – Ассамский, 67 – Вунг-Тау, 68 – Саравакский

Рис. 2. Map of arrangement of oil-and-gas bearing basins with low gas saturated oils. Basins in North and South America: 1 – Alaska Arctic side, 2 – Cook Inlet, 3 – Western-Canadian, 4 – Willinston, 5 – Big-Horn, 6 – Wind-River, 7 – Pounder-River, 8 – Hanna-Laramie, 9 – Denver, 10 – Wint-Paisens, 11 – Great Valley, 12 – Half-Moon-Salinas-Kayama, 13 – Santa Maria, 14 – Ventura-Santa-Barbara, 15 – Los-Angeles, 16 – Paradox, 17 – San-Juan, 18 – Western Interior, 19 – Michigan, 20 – Permian, 21 – Gulf of Mexico, 22 – North Cuban, 23 – Central Cuban, 24 – Barinas-Apуре, 25 – Upper Amazon, 26 – Reconkavu; in Africa: 27 – Gulf of Guinea, 28 – Chari, 29 – Sahara-Libyan, 30 – Andalusian-pre-reef; in Eurasia: 31 – Sicilian, 32 – Western-Black Sea, 33 – pre-Carpathian Balkan, 34 – Pannonian, 35 – Viennese, 36 – Thuringien, 37 – Aquitanian, 38 – English-Paris, 39 – Rhine, 40 – Central European, 41 – Baltic, 42 – Carpathian, 43 – Dnepr-Priget, 44 – North Crimea, 45 – North Caucasian, 46 – Pre-Caspian, 47 – Volga-Ural, 48 – Timan-Pechora, 49 – Western Siberian, 50 – Turanian, 51 – Amu-Darya, 52 – South-Caspian, 53 – Persian Gulf, 54 – Kara Kum, 55 – Gulf of Cambay, 56 – Afghan-Tadjik, 57 – Tarim, 58 – Dzungarian, 59 – Lena-Tungus, 60 – Okhotsk, 61 – Anadyr-Navarin-sky, 62 – Sunlyao, 63 – Eastern-Gobi, 64 – Yellow Sea, 65 – Pre Nan-Shan, 66 – Assamese, 67 – Vung Tau, 68 – Sarawak

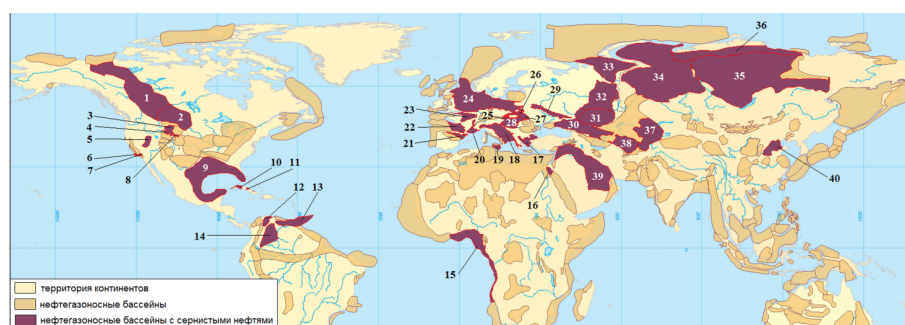


Рис. 3. Схема размещения нефтегазоносных бассейнов с сернистыми нефтями. Бассейны в Северной и Южной Америке: 1 – Западно-Канадский, 2 – Уиллистонский, 3 – Биг-Хорн, 4 – Уинта-Ривер, 5 – Юта-Невадинский, 6 – Санта-Мария, 7 – Вентура-Санта-Барбара, 8 – Ханна-Ларами, 9 – Мексиканского залива, 10 – Северо-Кубинский, 11 – Центрально-Кубинский, 12 – Маракайбский, 13 – Оринокский, 14 – Баринас-Апуре; в Африке: 15 – Гвинейского залива, 16 – Суэцкого залива; в Евразии: 17 – Северо-Эгейский, 18 – Адриатический, 19 – Сицилийский, 20 – Ронский, 21 – Эбро, 21 – Аквитанский, 23 – Англо-Парижский, 24 – Центрально-Европейский, 25 – Венский, 26 – Северо-Предкарпатский, 27 – Карпатский, 28 – Паннонский, 29 – Днепровско-Припятский, 30 – Северо-Кавказский, 31 – Прикаспийский, 32 – Волго-Уральский, 33 – Тимано-Печорский, 34 – Западно-Сибирский, 35 – Лено-Тунгусский, 36 – Енисейско-Анабарский, 37 – Афгано-Таджикский, 38 – Амударьинский, 39 – Персидского залива, 40 – Бохайский

Fig. 3. Map of arrangement of oil-and-gas bearing basins with sulfur oils. Basins in North and South America: 1 – Western-Canadian, 2 – Willinston, 3 – Big-Horn, 4 – Wint River, 5 – Utah-Nevada, 6 – Santa Maria, 7 – Ventura-Santa-Barbara, 8 – Hanna-Laramie, 9 – Gulf of Mexico, 10 – North Cuban, 11 – Central Cuban, 12 – Maracay, 13 – Orinoco, 14 – Barinas-Apуре; in Africa: 15 – Gulf of Guinea, 16 – Gulf of Suez; in Eurasia: 17 – North-Aegean, 18 – Adriatic, 19 – Sicilian, 20 – Rhone, 21 – Ebro, 21 – Aquitanian, 23 – English-Paris, 24 – Central European, 25 – Viennese, 26 – North-pre-Carpathian, 27 – Carpathian, 28 – Pannonian, 29 – Dnepr-Priget, 30 – North Caucasian, 31 – Pre-Caspian, 32 – Volga-Ural, 33 – Timan-Pechora, 34 – Western Siberian, 35 – Lena-Tungus, 36 – Yenisei-Anabar, 37 – Afghan-Tadjik, 38 – Amu-Darya, 39 – Persian Gulf, 40 – Bohai

рис. 1 представлено распределение нефтегазоносных бассейнов с трудноизвлекаемыми нефтями с большой глубиной залегания (индекс качества 0,71), относящихся к классу «нефти высокого качества».

На рис. 2 показано планетарное распределение нефтегазоносных бассейнов с нефтями, характеризующимися низкой газонасыщенностью (индекс качества 0,93), которые относятся к классу «нефти среднего качества».

На рис. 3 показано распределение нефтегазоносных бассейнов с сернистыми нефтями (индекс качества 1,41) с содержанием серы более 3 %, которые относятся к классу «нефти низкого качества».

Особенности физико-химических свойств нефтей низкого качества

Результаты анализа особенностей свойств тяжелых, вязких, смолистых и сернистых нефтей, которые входят в класс нефтей низкого качества (табл. 2), представлены в виде средних значений отдельных характеристик нефтей в табл. 5, из которой видно, что нефти низкого качества оказываются довольно близкими по физико-химическим свойствам. Согласно классификации нефтей по физико-химическим свойствам (табл. 3, 4), все четыре вида нефтей этого класса относятся к нефтям сверхвязким, со средним содержанием парафинов, асфальтенов и фракции н.к. 300 °С, с низким содержанием фракции н.к. 200 °С и нефтяного газа. Однако есть и различия: тяжелые и вязкие ТИН

Таблица 5. Средние значения показателей нефтей низкого качества

Table 5. Average values of low quality oil indices

Физико-химические показатели Physicochemical indices	тяжелые heavy	вязкие viscous	смолистые resinous	сернистые sulfurous
Плотность, г/см ³ Density, g/cm ³	0,9216	0,9139	0,9035	0,9318
Вязкость при 20 °С, мм ² /с Viscosity at 20 °C, mm ² /s	1839,24	2099,02	552,28	3187,98
Содержание серы, % Sulfur content, %	1,95	1,89	2,08	4,14
Содержание парафинов, % Paraffin content, %	3,84	4,21	4,70	3,89
Содержание смол, % Resin content, %	17,53	16,23	22,18	23,55
Содержание асфальтенов, % Asphalten content, %	5,14	4,63	5,88	8,46
Фракция до 200 °С, % Fraction up to 200 °C, %	12,36	13,40	15,38	13,63
Фракция до 300 °С, % Fraction up to 300 °C, %	28,19	30,06	30,67	28,66
Фракция до 350 °С, % Fraction up to 350 °C, %	34,71	37,53	34,56	31,31
Газосодержание в нефти, м ³ /т Gas content in oil, m ³ /t	38,03	25,44	49,36	22,29

Таблица 6. Средние значения показателей нефтей среднего качества

Table 6. Average values of medium quality oil indices

Физико-химические показатели Physicochemical indices	Парафинистые нефти Paraffin oils	Нефти с низкой газонасыщенностью (менее 200 м ³ /т) Oils with low gas saturation (less than 200 m ³ /t)	Нефти с низкой пластовой температурой (менее 20 °С) Oils with low reservoir temperature, (less than 20 °C)	Нефти, залегающие в коллекторах с низкой проницаемостью (менее 0,05 мкм ²) Oil seated in reservoirs with low permeability (less than 0,05 μm ²)	Нефти, залегающие в коллекторах с низкой пористостью (менее 8 %) Oil seated in reservoirs with low porosity (less than 8 %)	Нефти в островной криолитоzone Oils in insular cryolithozone
Плотность, г/см ³ Density, g/cm ³	0,8491	0,8629	0,8829	0,8644	0,8579	0,8429
Вязкость при 20 °С, мм ² /с Viscosity at 20 °C, mm ² /s	98,72	177,45	12851,98	1493,51	8008,87	144,11
Содержание серы, % Sulfur content, %	0,56	1,28	1,35	1,02	1,22	0,81
Содержание парафинов, % Paraffin content, %	13,02	5,51	3,55	5,56	4,71	3,89
Содержание смол, % Resin content, %	7,78	10,69	14,24	9,13	6,61	7,68
Содержание асфальтенов, % Asphaltene content, %	1,96	2,80	3,96	2,81	1,67	2,20
Фракция до 200 °С, % Fraction up to 200 °C, %	20,71	23,46	18,75	29,03	13,93	27,41
Фракция до 300 °С, % Fraction up to 300 °C, %	40,80	41,27	32,37	40,15	34,75	44,66
Фракция до 350 °С, % Fraction up to 350 °C, %	51,82	49,55	44,03	50,75	–	–
Газосодержание в нефти, м ³ /т Gas content in oil, m ³ /t	105,35	62,13	35,66	81,79	152,75	84,78

являются умеренно-смолистыми, смолистые ТИН – высокосмолистыми и сернистыми нефтями, сернистые ТИН – высокосернистыми. Отметим различия видов нефтей этого класса качества по их плотности. Согласно данным табл. 5, все виды нефтей этого класса, являясь по плотности тяжелыми (по классификации табл. 3), имеют различия: вязкие и смолистые ТИН относятся к виду нефтей повышенной плотности, сернистые и тяжелые – к виду сверхтяжелых нефтей.

Особенности физико-химических свойств нефтей среднего качества

Приведем результаты анализа особенностей свойств трудноизвлекаемых нефтей, относящихся к классу среднего качества, а именно: парафинистых, с низкой газонасыщенностью, залегающих в пластах с низкой температурой и находящихся в низкопористых и слабопроницаемых коллекторах и в зонах распространения островной криолитозоны. Рассчитанные средние значения физико-химических характеристик указанных видов трудноизвлекаемых нефтей представлены в табл. 6, в которой видно, что рассматриваемые виды нефтей значительно различаются между собой по свойствам.

Для выявления сходства и различий свойств рассматриваемых видов ТИН проводится сопоставление данных табл. 6 с интервалами классификации нефтей по физико-химическим свойствам (табл. 3, 4). Показано, что парафинистые нефти следует отнести к нефтям со средней плотностью и повышенной вязкостью, среднесернистым, малосмолистым, малоасфальтовым, высокопарафинистым, со средним содержанием фракций н.к. 200 и 300 °С и низкой газонасыщенностью.

Нефти с низкой газонасыщенностью относятся к нефтям со средней плотностью, высоковязким, сернистым, среднепарафинистым, среднесмолистым и малоасфальтовым, со средним содержанием фракций н.к. 200 и 300 °С.

Нефти из пластов с низкой температурой (менее 20 °С) в среднем относятся к нефтям с повышенной плотностью, сверхвязким, сернистым, среднепарафинистым, умеренно смолистым, среднеасфальтовым и с низким газосодержанием (табл. 6).

Приведем результаты анализа свойств нефтей, заключенных в пластах со слабопроницаемыми (проницаемость менее 0,05 мкм²) и низкопористыми (пористость менее 8 %) коллекторами. Показано, что залегающие в коллекторах с низкой проницаемостью ТИН могут быть отнесены к нефтям со средней плотностью, сверхвязким, сернистым, среднепарафинистым, среднесмолистым, малоасфальтовым, с высоким содержанием фракции н.к. 200 °С, средним содержанием фракции н.к. 300 °С и с низким газосодержанием.

Рассмотрим физико-химические свойства ТИН в низкопористых коллекторах. Результаты сравнения свойств таких нефтей, приведенных в табл.

6, с данными табл. 3, 4 показывают, что в среднем эти нефти могут быть отнесены к нефтям со средней плотностью, сверхвязким, сернистым, среднепарафинистым, малосмолистым и малоасфальтовым, с низкими газосодержанием и содержанием фракции н.к. 200 °С и средним содержанием фракции н.к. 300 °С.

Как видно из табл. 6, физико-химические свойства ТИН, размещенных в зоне распространения островной мерзлоты, являются нефтями со средней плотностью и повышенной вязкостью, среднесернистыми, малосмолистыми, малоасфальтовыми, малопарафинистыми, со средним содержанием фракций н.к. 200 и 300 °С и низкой газонасыщенностью. Заметим, что по большинству свойств этот вид ТИН близок к парафинистой нефти.

Особенности физико-химических свойств нефтей высокого качества

В табл. 7 представлены результаты вычисления средних значений физико-химических характеристик трудноизвлекаемых нефтей высокого качества, к которым относятся следующие нефти: нефти с высоким содержанием нефтяного газа и сероводорода, «горячие» нефти из пластов с высокой температурой, глубинные нефти и расположенные на территории прерывисто-сплошной криолитозоны.

Рассмотрим особенности физико-химических свойств трудноизвлекаемых нефтей с высокой газонасыщенностью. На основе сопоставления данных табл. 7 с классификационными интервалами табл. 3, 4, можно показать, что рассматриваемый вид ТИН может быть отнесен к нефтям легким, маловязким, малосернистым, среднепарафинистым, малосмолистым и малоасфальтовым, с высоким содержанием фракций, т. е. к нефтям с высокими качественными показателями.

Рассмотрим особенности физико-химических свойств трудноизвлекаемых нефтей с высоким содержанием сероводорода. На основе сопоставления данных, представленных в табл. 7, можно заключить, что они относятся к нефтям средней плотности и повышенной вязкости, сернистым, среднепарафинистым, среднесмолистым и среднеасфальтовым, со средней газонасыщенностью, с высоким содержанием фракций.

Из табл. 7, где приведены результаты анализа свойств нефти из пластов с высокой температурой, видно, что данные нефти являются легкими, со средней вязкостью, малосернистыми, малосмолистыми и малоасфальтовыми, но умеренно парафинистыми. Как показало сравнение данных из табл. 6, 7, свойства нефтей сильно зависят от температурных условий залегания. Так, наилучшими качественными показателями обладают нефти в пластах с высокой пластовой температурой (табл. 7).

Анализ физико-химических свойств глубокозалегающих нефтей показал, что в среднем они могут быть отнесены к нефтям легким, с повышенной вязкостью, малосернистым, умеренно парафинистым, малосмолистым, малоасфальтовым, с высоким

содержанием фракции н.к. 200 °С и средним содержанием фракции н.к. 300 °С. Выявлено высокое содержание нефтяного газа в этих нефтях, что является осложняющим фактором при нефтедобыче.

Таблица 7. Средние значения показателей нефтей высокого качества

Table 7. Average values of high quality oil indices

Физико-химические показатели Physicochemical indices	Нефти с высокой газонасыщенностью (более 500 м ³ /т) Oils with high gas saturation (more than 500 m ³ /t)	Нефти с высоким содержанием сернистого газа (более 5 %) Oils with high content of sulfur gas (more than 5 %)	Нефти с высокой пластовой температурой (более 100 °С) Oils with high reservoir temperature (more than 100 °C)	Нефти с большой глубиной залегания (более 4500 м) Oils with deep occurrence (more than 4500 m)	Нефти в прерывисто-сплошной криолитозоне Oils in intermittent-continuous cryolithozone
Плотность, г/см ³ Density, g/cm ³	0,8112	0,8441	0,8233	0,8339	0,8346
Вязкость при 20 °С, мм ² /с Viscosity at 20 °C, mm ² /s	2,10	43,12	11,61	137,98	401,41
Содержание серы, % Sulfur content, %	0,37	1,79	0,36	0,41	0,52
Содержание парафинов, % Paraffin content, %	5,48	4,19	9,98	7,36	4,26
Содержание смол, % Resin content, %	4,31	10,73	5,28	5,45	6,50
Содержание асфальтенов, % Asphaltene content, %	1,11	4,34	1,24	1,51	1,30
Фракция до 200 °С, % Fraction up to 200 °C, %	40,30	35,20	29,83	29,33	31,22
Фракция до 300 °С, % Fraction up to 300 °C, %	64,70	62,90	48,63	47,65	46,59
Фракция до 350 °С, % Fraction up to 350 °C, %	–	–	59,62	59,40	–
Газосодержание в нефти, м ³ /т Gas content in oil, m ³ /t	790,13	249,99	187,43	448,43	102,97

Заключение

Исследованы качественные показатели разных видов трудноизвлекаемых нефтей с использованием предложенного индекса качества нефтей, методика расчета которого дана в статье. Для удобства анализа с использованием индекса качества разные виды ТИН разделены на три класса качества. Показано, что четыре вида трудноизвлекаемых

нефтей с аномальными физико-химическими свойствами (тяжелые, вязкие, сернистые и смолистые нефти), запасы которых в мире и в нашей стране огромны, формируют класс низкого качества. Показано, что нефти этого класса качества оказываются довольно близкими по физико-химическим свойствам и относятся к нефтям сверхвязким, со средним содержанием парафинов, асфальтенов и фракции н.к. 300 °С, и с низким содержанием фракции н.к. 200 °С.

Класс нефтей высокого качества включает следующие виды ТИН: нефти с высоким содержанием сероводорода и высоким газосодержанием, «горячие» нефти из пластов с высокой температурой, нефти с большой глубиной залегания и нефти, расположенные на территории прерывистой и сплошной зон многолетней мерзлоты. Показано, что наиболее высокие качественные показатели имеют нефти с высокой газонасыщенностью, которые являются легкими, маловязкими, малосернистыми, умеренно парафинистыми, малосмолистыми и малоасфальтеновыми, с высоким содержанием светлых фракций. В этот класс входят и перспективные для будущего освоения нефти из месторождений в зонах прерывистой и сплошной мерзлоты, которые относятся к малосернистым, малосмолистым, малоасфальтеновым, среднепарафинистым и с высоким содержанием фракции н.к. 350 °С. По индексу качества ТИН этого вида имеют более высокий уровень качества по сравнению с нефтями, расположенными в островной зоне мерзлоты и вне ее.

Наблюдаемый рост доли трудноизвлекаемых видов нефтей в общем объеме добычаемых нефти в мире в связи с сокращением запасов легкодоступных нефтей ведет к непрерывному усилению негативного влияния на окружающую среду территорий, связанных с обустройством месторождений, нефтедобычей, транспортировкой и нефтепереработкой. Результаты проведенных исследований могут быть использованы для формирования стратегии защиты окружающей среды при освоении месторождений с трудноизвлекаемыми нефтями.

Существующая технология транспортировки нефти по магистральным нефтепроводам, ориентированная на пропуск больших объемов нефти, приводит к смешиванию нефтей из разных месторождений с различными физико-химическими характеристиками, что неизбежно приводит к существенному изменению качественных показателей образующейся смеси и оказывает влияние на снижение стоимости товарной нефти. В связи с этим приведенные в статье материалы могут быть использованы для оптимизации маршрутов транспортировки трудноизвлекаемых нефтей.

Приведенные в статье результаты исследований могут быть использованы при разработке новых и усовершенствовании существующих методов и технологий добычи и переработки нефтей с аномальными физико-химическими свойствами, а также при решении других задач нефтяной отрасли.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. 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.
2. Ибраев В.И. Прогнозирование напряженного состояния коллекторов и флюидоупоров нефтегазовых залежей в Западной Сибири. – Тюмень: ОАО «Тюменский дом печати», 2006. – 208 с.
3. Лисовский Н.Н., Халимов Э.М. О классификации трудноизвлекаемых запасов // Вестник ЦКР Роснедра. – 2009. – № 6. – С. 33–35.
4. Халимов Э.М. Геотехнологии разведки и разработки нефтяных месторождений. Избранные труды (1958–2000 гг.). – М.: ИГиРГИ, 2001. – 656 с.
5. Халимов Э.М. Концепция дифференцированной ставки налога на добычу полезных ископаемых // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2004. – № 11. – С. 44–50.
6. 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://www.ogbus.ru/authors/Lukyanov/Lukyanov_1.pdf (дата обращения: 26.05.2014).
7. Якуцени С.П. Распространенность углеводородного сырья, обогащенного тяжелыми элементами-примесями. Оценка экологических рисков. – СПб.: Изд-во «Недра», 2005. – 372 с.
8. 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.
9. Максудов Р., Орлов Г., Осипов А. Освоение запасов высоковязких нефтей в России // Технологии ТЭК. – 2005. – № 6. – С. 36–40.
10. 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.
11. Рыльков А.В., Потеряев В.В. Нафтенные нефти мира (распространение, генезис, применение) // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2013. – № 1. – С. 32–43.
12. Polishchuk Yu.M., Yashchenko I.G. Statistical Analysis of Regional Variation in the Chemical Composition of Eurasian Crude Oils // Petroleum Chemistry. – 2001. – V. 41. – № 4. – P. 247–251.
13. Polichtchouk Yu.M., Yashchenko I.G. Possible Correlations between Crude Oil Chemical Composition and Reservoir Age // Journal of Petroleum Geology. – 2006. – V. 29. – № 2. – P. 189–194.
14. Валитов Ш.М., Туфетулов А.М., Яртиева А.Ф. Влияние качества нефти на эффективность ее переработки // Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 12. – С. 132–135.
15. Хафизов Ф.З. Анализ запасов нефти / науч. ред. А.Э. Конторович. – Тюмень: ИД «ИздатНаукаСервис», 2011. – 228 с.
16. Polishchuk Yu.M., Yashchenko I.G. Analysis of Eurasian oils quality // Neftyanoe Khozyaistvo – Oil Industry. – 2002. – № 1. – P. 66–68.
17. Геокриология СССР. Европейская территория СССР / под ред. Э.Д. Ершова. – М.: Недра, 1988. – 358 с.
18. Атлас СССР / отв. ред. Т.П. Сидоренкова. – М.: Главное управление геодезии и картографии при Совете Министров СССР, 1984. – 260 с.
19. Павлов А.В., Ананьева Г.В. Оценка современных изменений температур воздуха на территории криолитозоны России // Криосфера Земли. – 2004. – Т. 8. – № 2. – С. 3–9.
20. Duchkov A.D. Characteristics of Permafrost in Siberia // Advances in the Geological Storage of Carbon Dioxide. NATO Science Series IV. – 2006. – V. 65. – P. 81–92.
21. Melnikov V.P., Drozdov D.S. Distribution of Permafrost in Russia // Advances in the Geological Storage of Carbon Dioxide. NATO Science Series IV. – 2006. – V. 65. – P. 69–80.
22. Polishchuk Yu.M., Yashchenko I.G. Comparative analysis of the chemical composition of oils in Russia in permafrost territory and outside of it // Earth's Cryosphere. – 2007. – V. 11. – № 1. – P. 45–52.
23. Polishchuk Yu.M., Yashchenko I.G. Heavy oils: Regularities of spatial distribution // Neftyanoe Khozyaistvo – Oil Industry. – 2006. – № 2. – P. 110–113.
24. Яценко И.Г., Полищук Ю.М. География высокомолистых нефтей и особенности их физико-химических свойств // Известия Томского политехнического университета. – 2011. – Т. 318. – № 1. – С. 99–102.

Поступила 27.10.2014 г.

UDC 553.982

STATISTICAL ANALYSIS OF QUALITY OF HARD-TO-RECOVER OILS

Irina G. Yashchenko,

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

Yuri M. Polishchuk,

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

Relevance of the research is determined by the need to study the quality parameters of hard-to-recover oils, considered as the main base of oil production growth in the medium term due to the depletion of easily accessible oil. Insufficient knowledge of the qualitative features of these oils creates the difficulties for assessing the prospects and identifying the ways of development of domestic oil and gas complex.

The main aim of the study is to analyze the qualitative indicators of various types of hard-to-recover oils using the index of oil quality proposed by the authors, including a study of the features of physicochemical properties and the conditions of occurrence of different types of oils, belonging to different classes of quality (low, medium and high).

The methods used in the study: classification of oils by complex quality index and totality of measured physical and chemical characteristics and conditions of occurrence, and study on the base of statistical analysis methods of the characteristics of different classes of hard-to-recover oils determined by the results of the classification.

The results. The authors proposed a new quality index of hard-to-recover oils. It used for the classifications of hard-to-recover oils for physical and chemical parameters and the index of the oil quality. The paper introduces a brief description of different types of hard-to-recover oils, belonging to different classes of quality. The peculiarities of physical and chemical properties of hard-to-recover oils of low, medium and high quality classes were studied on the base of the analysis of 19000 samples of oils. The research results can be used in the development of new and improvement of existing methods and technologies of oil extraction, refining and transportation of oil with abnormal physical and chemical properties or with complicated conditions of occurrence.

Key words:

Hard-to-recover oils, oil classification, oil-bearing basin, physical and chemical oil properties, index of oil quality, oil quality class.

REFERENCES

- Purtova I.P., Varichenko A.I., Shpurov I.V. Trudnoizvlekaemye zapasy nefiti. 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.
- 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.
- Lisovsky N.N., Khalimov E.M. O klassifikatsii trudnoizvlekaemykh zapasov [Classification of difficult oil]. *Vestnik CKR Rosndra*, 2009, no. 6, pp. 33–35.
- Khalimov E.M. *Geotekhnologii razvedki i razrabotki neftyanykh mestorozhdeniy. Izbrannye trudy (1958–2000 gg.)* [Geotechnology of exploration and development of oil fields]. Moscow, IGIRGI Publ., 2001. 656 p.
- Khalimov E.M. Kontseptsiya differentsirovannoy stavki naloga na dobychu poleznykh iskopaemykh [The concept of differentiated tax rate on mining mineral]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy*, 2004, no. 11, pp. 44–50.
- Lukyanov E.G., Trenin Yu.A., Derevyagin A.A. Dostovernost geologo-geofizicheskoy informatsii dlya otsenki izvlekaemykh (rentabelnykh) zapasov nefiti [Reliability of geological and geophysical information for oil reserves evaluation]. *Neftegazovoe delo*, 2008, no. 1. Available at: http://ogbus.ru/authors/Lukyanov/Lukyanov_1.pdf (accessed 26 May 2014).
- Yakutseni S.P. *Rasprostranennost uglevodorodnogo syr'ya, obogoshchennogo tyazhelymi elementami-primesyami. Otsenka ekologicheskikh riskov* [Prevalence of hydrocarbons enriched with heavy elements impurities. Environmental risk assessment]. St-Petersburg, Nedra Publ., 2005. 372 p.
- Yashchenko I.G., Polishchuk Yu.M. *Trudnoizvlekaemye nefiti: fiziko-khimicheskie svoystva i zakonomernosti razmeshcheniya* [Hard-to-recover oil: physico-chemical properties and patterns of distribution]. Ed. by A.A. Novikov. Tomsk, V-Spektr Publ., 2014. 154 p.
- Maksutov R., Orlov G., Osipov A. Osvoenie zapasov vysokoviskozikh neftey v Rossii [The development of high-viscosity oil reserves in Russia]. *Tekhnologii TJeK*, 2005, no. 6, pp. 36–40.
- Antoniadi D.G., Koshelev A.T., Pustovoy P.A. Problemy povysheniya dobychi nefiti v usloviyakh mestorozhdeniy Rossii [The issue of improved oil production at the oilfields of Russia]. *Neft. Gaz. Novatsii*, 2010, no. 12, pp. 60–63.
- Rylkov A.V., Poteryaev V.V. Naftenovye nefiti mira (rasprostranenie, genezis, primenenie) [Naphthenic oil of the world (distribution, genesis, application)]. *Izvesniya vysshikh uchebnykh zavedeniy. Neft i gas*, 2013, no. 1, pp. 32–43.
- Polishchuk Yu.M., Yashchenko I.G. Statistical Analysis of Regional Variation in the Chemical Composition of Eurasian Crude Oils. *Petroleum Chemistry*, 2001, vol. 41, no. 4, pp. 247–251.
- Polichtchouk Yu.M., Yashchenko I.G. Possible Correlations between Crude Oil Chemical Composition and Reservoir Age. *Journal of Petroleum Geology*, 2006, vol. 29, no. 2, pp. 189–194.
- Valitov Sh.M., Tufegulov A.M., Yartiev A.F. Vliyanie kachestva nefiti na effektivnost ee pererabotki [Impact of oil quality on the efficiency of its processing]. *Neftyanoe khozyaystvo*, 2012, no. 12, pp. 132–135.
- Khafizov F.Z. *Analiz zapasov nefiti* [Analysis of oil reserves]. Ed. by A.E. Kontorovich. Tyumen, IzdatNaukaServis Publ. House, 2011. 228 p.
- Polishchuk Yu.M., Yashchenko I.G. Analysis of Eurasian oils quality. *Neftyanoe Khozyaystvo – Oil Industry*, 2002, no. 1, pp. 66–68.
- Geokriologiya SSSR. Evropeyskaya territoriya SSSR* [Geocryology of the USSR. European territory of the USSR]. Ed. by E.D. Ershova. Moscow, Nedra Publ., 1988. 358 p.
- Atlas SSSR* [Atlas of the USSR]. Ed. by T.P. Sidorenko. Moscow, Glavnoe upravlenie geodezii i kartografii pri Sovete Ministrov SSSR, 1984. 260 p.
- Pavlov A.V., Ananeva G.V. Otsenka sovremennykh izmeneniy temperatur vozdukha na territorii kriolitozony Rossii [Assessment of current changes in air temperature on the territory of Russia Cryolithozone]. *Kriosfera Zemli*, 2004, vol. 8, no. 2, pp. 3–9.
- Duchkov A.D. Characteristics of Permafrost in Siberia. *Advances in the Geological Storage of Carbon Dioxide. NATO Science Series IV*, 2006, vol. 65, pp. 81–92.
- Melnikov V.P., Drozdov D.S. Distribution of Permafrost in Russia. *Advances in the Geological Storage of Carbon Dioxide. NATO Science Series IV*, 2006, vol. 65, pp. 69–80.
- Polishchuk Yu.M., Yashchenko I.G. Comparative analysis of the chemical composition of oils in Russia in permafrost territory and outside of it. *Earth's Cryosphere*, 2007, vol. 11, no. 1, pp. 45–52.
- Polishchuk Yu.M., Yashchenko I.G. Heavy oils: Regularities of spatial distribution. *Neftyanoe Khozyaystvo – Oil Industry*, 2006, no. 2, pp. 110–113.
- Yashchenko I.G., Polishchuk Yu.M. Geografiya vysokosmolistykh neftey i osobennosti ikh fiziko-khimicheskikh svoystv [Geography of high resins oil and peculiarities of their physico-chemical properties]. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University*, 2011, vol. 318, no. 1, pp. 99–102.

Received: 27 October 2014.