

ТЯЖЕЛЫЕ НЕФТИ: АНАЛИТИЧЕСКИЙ ОБЗОР ЗАКОНОМЕРНОСТЕЙ ПРОСТРАНСТВЕННЫХ И ВРЕМЕННЫХ ИЗМЕНЕНИЙ ИХ СВОЙСТВ

Paper is analytical review of regularities of physic-chemical and other properties of heavy oils, which are considered as main reserve of oil production for future years

The main of regularities of regional distribution of heavy oils is considered. It is shown that the most heavy oils in Russia are in Timano-Pechora and Precaspian oil-bearing basins. The characteristics of regularities of heavy oil density changes depends on depth is given. It is shown oil density decreases with depth growth. Maximum value of heavy oils density is in Mesozoic rocks and its minimum value is in Precambrian rocks. In average, heavy oils is high viscous, sulfur, high resin, high asphaltenes ones and with small content of paraffin's and content of IBP 200°C.

**Ю.М. Полищук,
И.Г. Яценко,
Институт химии нефти СО РАН,
г. Томск**

По данным [1, 2] мировые запасы трудно-извлекаемых нефтей значительно превышают запасы легких нефтей. В России также большую часть запасов составляют трудноизвлекаемые нефти, что и определяет интерес к изучению свойств таких нефтей. Экономическая эффективность и целесообразность разработки нефтяных залежей согласно приведенной в [3] классификации трудноизвлекаемых запасов нефти определяются достаточно большим числом геолого-физических, геологопромысловых и физико-химических характеристик нефтей и условий их залегания. Одним из первых факторов в этой классификации рассматривается аномальность физико-химических свойств нефтей, в частности, высокая вязкость и плотность нефтей. В наших работах [4—7] был проведен анализ закономерностей пространственных и временных изменений свойств высоковязких нефтей. Представляет интерес составление обзора основных закономерностей пространственных и временных изменений физико-химических и других свойств тяжелых нефтей мира, что и определило цель данной работы.

Основой для настоящего обзора послужили как опубликованные ранее научные работы, так и результаты новых исследований, проведенных с использованием информации о тяжелых нефтях из мировой базы данных (БД) по физико-химическим свойствам нефтей [8—12]. БД была создана в Институте химии нефти СО РАН с использованием информации из справочников, монографий, научных статей, диссертаций и других многочисленных отечественных и зарубежных источников информации, например [13—25]. Более полный перечень ис-

точников информации для формирования БД дан в нашей монографии [26].

Методические вопросы анализа пространственных и временных изменений свойств нефтей

Для исследования закономерностей пространственных и временных изменений свойств тяжелых нефтей был сформирован на основе информации из описанной выше БД массив данных о физических свойствах, показателях химического состава и других характеристик тяжелых нефтей. К тяжелым нефтям в соответствии с [25] относились образцы нефтей с плотностью 0,88 г/см³ и выше.

Сформированный массив данных о свойствах тяжелых нефтей составил более 2700 записей, относящихся к нефтегазоносным территориям Азии, Европы, Северной и Южной Америки и Африки. В связи с недостаточностью информации в БД о нефтях Австралии данные о тяжелых нефтях этого континента в сформированном массиве не представлены.

В табл. 1 дана общая характеристика информации из БД, относящаяся к бассейнам в среднем с тяжелыми нефтями (среднебассейновая плотность нефтей выше 0,88 г/см³) на рассматриваемых нефтегазоносных территориях с указанием объемов выборочных данных по бассейнам, количества образцов тяжелых нефтей и количества месторождений с тяжелой нефтью в каждом из бассейнов и величин средней плотности нефтей отдельных бассейнов. Наиболее тяжелыми в среднем являются нефти Адриатического, Западно-Черноморского и Сицилийского бассейнов в Европе, Фанг в Южной Азии и Санта-Мария в Северной Америке.

Таблица 1. Распределение данных о тяжелых нефтях по основным нефтегазоносным бассейнам мира

Нефтегазоносный бассейн	Объем выборки из БД	Количество образцов тяжелых нефтей в бассейне	Количество месторождений с тяжелыми нефтями	Средне-бассейновая плотность нефтей, г/см ³
Адриатический	25	6	4	0,9104
Аквитанский	16	4	4	0,8838
Акита	12	4	4	0,8906
Афгано-Таджикский	219	85	17	0,8818
Баринас-Апуре	11	11	8	0,9005
Биг-Хорн	31	18	8	0,9005
Верхняя и Средняя Магдалена	11	8	6	0,8967
Восточно-Гобийский	7	5	2	0,8844
Восточно-Средиземноморский	7	2	2	0,9009
Грейт-Валли	50	15	13	0,9009
Западно-Черноморский	2	1	1	0,9380
Крейзи-Булл-Маунтинс	9	5	4	0,8994
Лос-Анджелес	25	13	8	0,8910
Сан-Хорхе	3	3	3	0,9043
Санта-Мария	7	7	5	0,9460
Северо-Китайский	1	1	1	0,8845
Северо-Эгейский	1	1	1	0,8920
Серамский	2	2	1	0,9050
Сицилийский	6	2	2	0,9770
Сунляо	11	8	6	0,8895
Суэцкого залива	51	43	13	0,9008
Фанг	4	2	2	0,9145
Хаф-Мун-Салинас-Кайама	6	3	3	0,9078

Как видно из табл. 1, бассейны с тяжелой нефтью расположены в основном на южно-европейских территориях, в Центральной и Юго-Восточной Азии, на центральных и западных территориях Северной Америки, а также на юге и севере Южной Америки.

На рис. 1 приведена карта-схема распределения нефтегазоносных бассейнов на указанных континентах — всего 23 нефтегазоносных бассейнов (НГБ) из 119 с известной плотностью нефтей, что составляет пятую часть от общего числа бассейнов мира.

Вследствие пространственного характера



Рисунок 1. Региональное распределение нефтегазоносных бассейнов тяжелых нефтей

информации о распределении тяжелых нефтей на нефтегазоносных территориях исследования закономерностей распределения нефтей и изменения их свойств проводились с использованием геостатистического подхода [12, 26—29], основанного на сочетании методов статистического и пространственного анализов. Пространственный анализ требует применения картографических материалов и может быть осуществлен с использованием средств геоинформационных систем и ГИС-технологий [12]. При этом картографические материалы используются как для проведения пространственного анализа данных, так и для картографического отображения результатов анализа.

Для проведения статистического анализа данных и для отображения на цифровых картах статистических характеристик исследуемых показателей необходимо классифицировать нефти по физико-химическим показателям. Из рассматриваемых в литературе наиболее пригодной для целей наших исследований является обобщенная классификация нефтей, основанная на учете основных физических характеристик и показателей химического состава [26] и представленная в табл. 2. Интервалы изменения показателя

Таблица 2. Обобщенная классификация физико-химических показателей нефтей

Физико-химические показатели	Наименование класса нефтей	Пределы изменения классификационных интервалов
Физические показатели		
Вязкость, (мм ² /с)	маловязкая	< 20
	вязкая	20 ÷ 35
	высоковязкая	> 35
Плотность, (г/см ³)	очень легкая нефть	< 0,8
	легкая нефть	0,8 ÷ 0,84
	нефть со средней плотностью	0,84 ÷ 0,88
	тяжелая нефть	0,88 ÷ 0,92
Показатели химического состава		
Содержание серы, (%)	малосернистая	< 0,5
	среднесернистая	0,5 ÷ 1
	сернистая	1 ÷ 3
	высокосернистая	> 3
Содержание смол, (%)	малосмолистая	< 8
	смолистая	8 ÷ 13
	высокосмолистая	> 13
Содержание асфальтенов, (%)	малоасфальтенистая	< 3
	асфальтенистая	3 ÷ 10
	высокоасфальтенистая	> 10
Содержание парафинов, (%)	малопарафинистая	< 5
	парафинистая	5 ÷ 10
	высокопарафинистая	> 10
Содержание фракции н.к. — 200°С, (%)	с низким содержанием фракции	< 20
	со средним содержанием фракции	20 ÷ 30
	с высоким содержанием фракции	> 30
Содержание фракции н.к. — 300°С, (%)	с низким содержанием фракции	< 25
	со средним содержанием фракции	25 ÷ 50
	с высоким содержанием фракции	50 ÷ 75
	с очень высоким содержанием фракции	75 ÷ 100

телей нефтей в обобщенной классификации определены на основе анализа информации из БД и согласованы с классификациями других исследователей, в частности [25]. Эта классификация будет использована далее в анализе закономерностей изменения свойств тяжелых нефтей.

Анализ закономерностей пространственного размещения тяжелых нефтей

На рис. 2 представлено распределение тяжелых нефтей по регионам мира, которое показывает, что более 80% от общемирового числа тяжелых нефтей располагается в Восточной Европе и Средней и Северной Азии. Приблизительно половина мировых тяжелых нефтей находится в Восточной Европе. В основном это нефти Волго-Уральского, Днепровско-Припятского, Северо-Кавказского и Тимано-Печорского бассейнов. В Средней Азии тяжелые нефти в ос-

новном располагаются в Амударьинском, Афганско-Таджикском, Ферганском и Южно-Каспийском бассейнах. В Северной Азии тяжелые нефти сосредоточены в основном в Енисейско-Анабарском, Западно-Сибирском и Лено-Тунгусском бассейнах. Меньше всего тяжелых нефтей имеется в Центральной и Южной Азии.

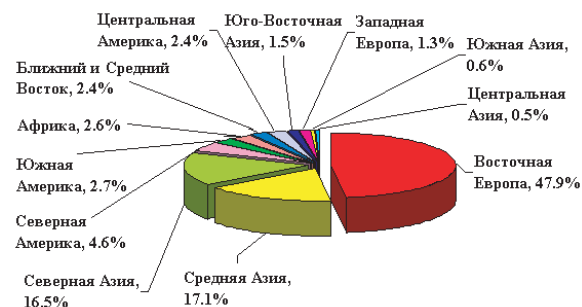


Рисунок 2. Распределение тяжелых нефтей по регионам мира.

Таблица 3. Физико-химические свойства тяжелых нефтей мира

Показатели нефти	Объем выборки	Среднее значение	Доверительный интервал
Вязкость, мм ² /с	1364	168,36	80,16
Содержание серы, мас. %	2206	2,00	0,06
Содержание парафинов, мас. %	1749	3,64	0,17
Содержание смол, мас. %	1526	16,81	0,44
Содержание асфальтенов, мас. %	1639	4,67	0,22
Фракция н.к. 200°С, мас. %	713	13,07	0,91
Фракция н.к. 300°С, мас. %	632	31,85	1,64
Фракция н.к. 350°С, мас. %	410	36,30	1,05
Содержание ванадия, мас. %	162	0,02	0,005
Содержание никеля, мас. %	125	0,01	0,001
Содержание железа, мас. %	4	0,0004	0,0002
Содержание молибдена, мас. %	4	0,0002	0,0001
Отношение «пристан/фитан»	104	1,46	0,33
Температура пласта, °С	843	39,38	1,69
Пластовое давление, мПа	788	16,06	0,79

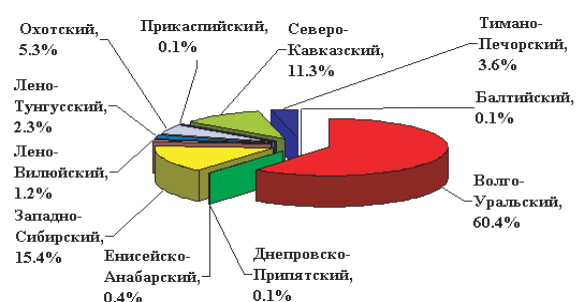


Рисунок 3. Распределение тяжелых нефтей России по бассейнам.

В табл. 3 приведена общая характеристика информации из базы данных [8—10] о физико-химических и геохимических свойствах и пластовых условиях залегания для более 2700 тяжелых нефтей мира. Как видно из табл. 1 и 3, тяжелые нефти

в среднем являются высоковязкими (> 35 мм²/с), сернистыми (1 ÷ 3%), высокосмолистыми (> 13%), со средним содержанием асфальтенов (3÷10%) и фракции н.к. 300°С (> 25%), но с низким содержанием фракции н.к. 200°С (< 20%) и парафинов (< 5%).

Рассмотрим далее распределение тяжелых нефтей России по бассейнам. Результаты геозонирования нефтегазоносных бассейнов России по среднебассейновому значению плотности нефти, приведенные на рис. 1, показывают, что бассейны, в которых среднебассейновое значение плотности превышало бы величину 0,88 г/см³ отсутствуют на территории России. На рис. 3 представлено распределение более 1600 образцов тяжелых нефтей на нефтегазоносных территориях России. Как видно из

Таблица 4. Распределение тяжелых нефтей России и стран СНГ по бассейнам и месторождениям

Нефтегазоносный бассейн	Объем выборки из БД	Количество образцов тяжелых нефтей в бассейне	Количество месторождений с тяжелыми нефтями	Среднебассейновая плотность нефтей, г/см ³
Балтийский	28	11	1	0,830
Волго-Уральский	2661	1014	316	0,871
Днепровско-Припятский	662	42	29	0,827
Енисейско-Анабарский	65	6	2	0,841
Западно-Сибирский	2645	259	85	0,834
Лено-Вилуйский	155	20	5	0,826
Лено-Тунгусский	688	38	12	0,810
Охотский	301	89	24	0,868
Пенжинский	7	—	—	0,815
Прикаспийский	475	201	66	0,870
Северо-Кавказский	1518	189	49	0,848
Тимано-Печорский	387	60	24	0,844

рис. 3, большинство тяжелых нефтей находится в Волго-Уральском бассейне (более 60%), далее идут Западно-Сибирский и Северо-Кавказский (более 15 и 11% соответственно) бассейны.

В табл. 4 дана общая информация по нефтяным бассейнам России и близлежащих стран СНГ с указанием объема выборки информации по бассейну, количества тяжелых нефтей, количества месторождений с тяжелой нефтью в каждом бассейне и средней плотностью нефтей по бассейну. Из табл. 4 следует, что в среднем самыми тяжелыми в России являются нефти Волго-Уральского бассейна (0,871 г/см³), Прикаспийского (0,870 г/см³) и Охотского бассейнов (0,868 г/см³). А нефти Лено-Тунгусского и Пенжинского бассейнов имеют наименьшую в среднем плотность (0,810 и 0,815 г/см³ соответственно).

Картина распределения рассматриваемых нефтей по регионам и областям России следующая: тяжелые нефти располагаются повсеместно на нефтеносных территориях России, большинство их расположено в Пермской области (около 1/4 от общего количества российских тяжелых нефтей по данным БД), примерно равное количество их в Татарстане и Тюменской области (15,2 и 13,5% соответственно). Другая половина российских тяжелых нефтей находится в Башкирии (8%), Краснодарском крае и Самарской области (6,4 и 6,3% соответственно), а также в Архангельской, Волгоградской, Иркутской, Оренбургской, Сахалинской, Томской, Ульяновской областях, Красноярском крае, в Коми, Удмуртии, Чечено-Ингушетии, Якутии и др.

Подробная информация из базы данных о физико-химических, геохимических свойствах тяжелых нефтей России и пластовых условиях их залегания представлена в табл. 5, из которой видно, что тяжелые нефти России в среднем являются высоковязкими и сернистыми, высокосмолистыми и высокоасфальтенистыми, со средним содержанием фракции н.к. 300°С, но малопарафинистыми и с низким содержанием фракции н.к. 200°С (табл. 2). Следовательно, свойства тяжелых нефтей России в среднем аналогичны свойствам тяжелых нефтей мира. Однако, по сравнению с последними российские тяжелые нефти оказываются менее вязкими, более сернистыми и более смолистыми, но менее парафинистыми. Содержание фракций н.к. 200 и 300°С для российских нефтей является повышенным по сравнению с мировыми тяжелыми нефтями.

Исследование зависимости плотности нефти от глубины залегания

Анализ изменений плотности нефтей в зависимости от глубины залегания основывался на исследовании 1930 образцов тяжелых нефтей с известной глубиной залегания. На рис. 4 представлено распределение информации из БД о тяжелых нефтях основных нефтегазоносных территорий мира (рис. 4 а) и, в частности, России (рис. 4 б). Как видно из рис. 4а, большинство мировых тяжелых нефтей (более 44%) располагаются на глубине 1000—2000 м, около 30% из них — на глубине до 1000 м. Следовательно, около 3/4 всех тяжелых нефтей находится на глубинах до 2000 м. Оставшаяся 1/4 нефтей распределена по глубинам следующим образом:

Таблица 5. Физико-химические свойства тяжелых нефтей России

Показатели нефти	Объем выборки	Среднее значение	Доверительный интервал
Вязкость, мм ² /с	1092	147,19	88,98
Содержание серы, мас. %	1395	2,21	0,07
Содержание парафинов, мас. %	1255	3,37	0,14
Содержание смол, мас. %	1099	16,92	0,48
Содержание асфальтенов, мас. %	1177	4,48	0,19
Фракция н.к. 200°С, мас. %	468	15,11	1,28
Фракция н.к. 300°С, мас. %	425	34,12	2,31
Фракция н.к. 350°С, мас. %	262	35,85	1,30
Содержание ванадия, мас. %	66	0,03	0,01
Содержание никеля, мас. %	45	0,01	0,003
Содержание железа, мас. %	4	0,0004	0,0002
Содержание молибдена, мас. %	4	0,0002	0,0001
Отношение «пристан/фитан»	85	1,49	0,40
Температура пласта, °С	531	39,44	1,92
Пластовое давление, мПа	499	16,78	1,01

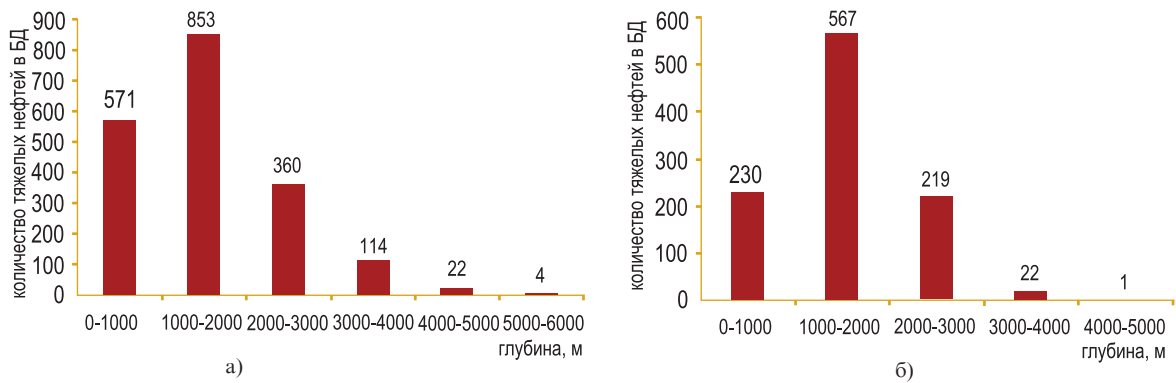


Рисунок 4. Распределение тяжелых нефтей мира (а) и России (б) по глубине залегания.

на глубинах от 2000 до 3000 м — всего 18,7% тяжелых нефтей, 3000—4000 м — около 6%, в интервале глубин 4000—5000 м тяжелых нефтей не более 1,1% и на самых больших глубинах (5000—6000 м) их всего 0,2%.

В России тяжелые нефти (рис. 4 б) в основном (около 55%) залегают на глубине от 1000 до 2000 м, как и в случае с мировыми тяжелыми нефтями (рис. 4 а). Как видно из рис. 4 б, абсолютное большинство тяжелых нефтей России (более 77%) находится на глубинах до 2000 м и около 23% — в интервале глубин от 2000 до 4000 м. Как видно из рис. 4, начиная с глубины 2000 м в среднем количество тяжелых нефтей уменьшается с ростом глубины залегания как в случае мировых, так и российских нефтей.

Рассмотрим далее зависимость плотности нефти от глубины залегания.

На рис. 5 приведены графические зависимости средней плотности тяжелых нефтей мира (рис. 5 а) и России (рис. 5 б) от глубины залегания и уравнения их аппроксимации полиномами 3-й степени. Черными ромбами показаны на графиках значения плотности, усредненные в указанном интервале значений глубины залегания. Как видно из рис. 5, наиболее тяжелые нефти на нефтегазоносных территориях континентов находятся в среднем на глубине до 1000 м. И далее с ростом глубины залегания наблюдается тенденция уменьшения в среднем плотности нефтей. Следует заметить, что значе-

ния плотности российских тяжелых нефтей в среднем меньше значений плотности мировых тяжелых нефтей на соответствующих глубинах.

Исследование зависимости плотности нефти от возраста нефтемещающих пород

Анализ изменений вязкости нефтей от геологического возраста нефтемещающих пород основывался на исследовании 2516 образцов тяжелых нефтей с известным возрастом. Распределение фактического материала по геологическим эрам (кайнозойская, мезозойская, палеозойская и протерозойская) и стратиграфическим подразделениям приведено на рис. 6. Как видно из рис. 6а, наиболее обширный материал относится к палеозою (1055 образцов тяжелых нефтей, что составляет около 42% от общего количества мировых тяжелых нефтей). Примерно равное количество тяжелых нефтей залегают в отложениях кайнозоя и мезозоя (28 и 29% соответственно), а в протерозойских отложениях их всего около 1%.

Для проведения более детальных статистических исследований закономерностей изменения плотности в зависимости от геологического возраста сформированный массив данных о тяжелых нефтях был распределен по подразделениям стратиграфической шкалы — неогеновая, палеогеновая, меловая, юрская, триасовая, пермская, каменноугольная, девонская, силурийская, ордовикская и кембрийская системы

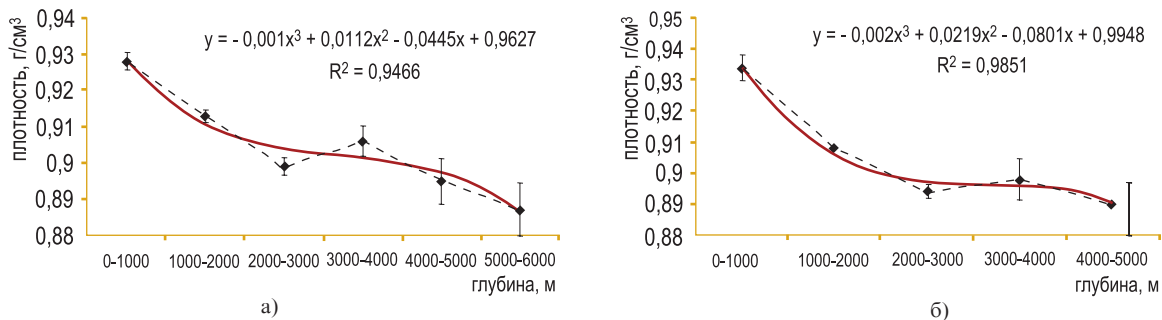


Рисунок 5. Зависимость плотности тяжелых нефтей мира (а) и России (б) от глубины залегания

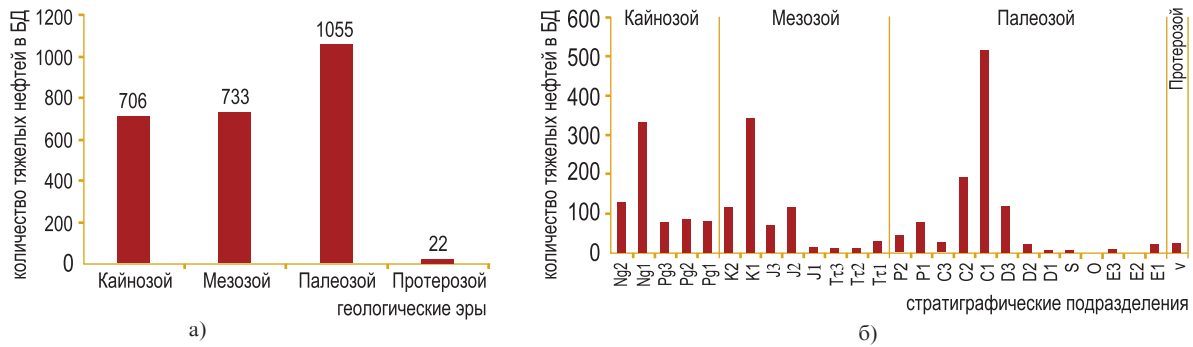


Рисунок 6. Распределение тяжелых нефтей мира по геологическим эрам (а) и стратиграфическим подразделениям (б)

(рис. 6 б). Как видно из рис. 6 б, наиболее представительными по количеству образцов тяжелых нефтей оказываются каменноугольная (нижняя), меловая (нижняя) и неогеновая (миоцен) стратиграфические системы (20,4, 13,6 и 13,1% соответственно).

Аналогичный анализ изменения свойств российских нефтей показал (рис. 7 а), что палеозойские тяжелые нефти также являются наиболее представительными и составляют более 66% от общего количества российских тяжелых нефтей. Однако, доля палеозойских тяжелых нефтей России (рис. 7 а) по сравнению с мировыми тяжелыми нефтями (рис. 6 а) сравнительно выше, а доли кайнозойских и мезозойских российских тяжелых нефтей значительно ниже (около 14 и 19% соответственно) по сравнению с количеством аналогичных мировых тяжелых нефтей. Количество протерозойских тяжелых нефтей на обоих рисунках (рис. 6 а и 7 а) практически одинаковое.

Как видно из рис. 7 б, наиболее представительными по количеству образцов российских тяжелых нефтей оказываются нефти каменноугольной (нижней) стратиграфической системы, для которой объем информации равен 34,3% от общего количества тяжелых нефтей России. Количество образцов тяжелых нефтей в каменноугольной (средней), меловой (нижней) и неогеновой (миоцен) стратиграфических сис-

темах практически одинаково и доли их составляют соответственно 12,1, 11,8 и 11,3% от общего числа российских тяжелых нефтей.

Рассмотрим изменения плотности тяжелых нефтей мира в зависимости от геологического возраста. График зависимости плотности нефтей от возраста пород по геологическим эрам представлен на рис. 8 а, из которого можно сделать следующий вывод: в кайнозое в среднем наблюдается самое высокое значение плотности мировых тяжелых нефтей ($0,922 \text{ г/см}^3$), в мезозое и палеозое практически равные значения средней плотности — $0,912$ и $0,909 \text{ г/см}^3$ соответственно. В протерозойских отложениях нефти в среднем наименее тяжелые (около $0,892 \text{ г/см}^3$). Ход этой зависимости представлен графиком изменения плотности (рис. 8 а) в указанных геологических эрах. Как видно из рис. 8 а, выявляется тенденция уменьшения в среднем плотности нефтей с увеличением возраста нефтевмещающих пород.

На рис. 8 б представлено изменение плотности тяжелых нефтей мира по стратиграфическим интервалам. Как видно из графика, максимальные значения плотности наблюдаются при переходе от одной геологической эры к другой, в частности, при переходе от палеозоя к мезозою и от мезозоя к кайнозое, что может быть объяснено влиянием трансгрессий и регрессий

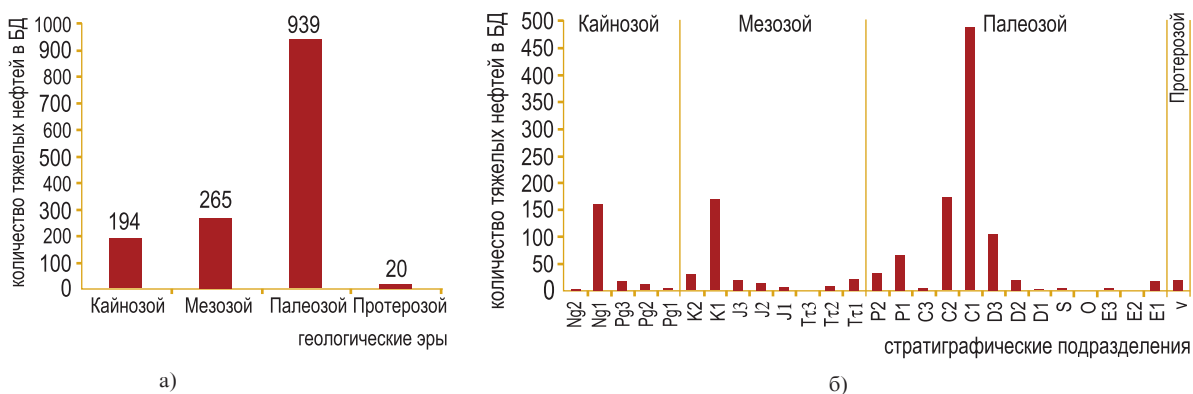
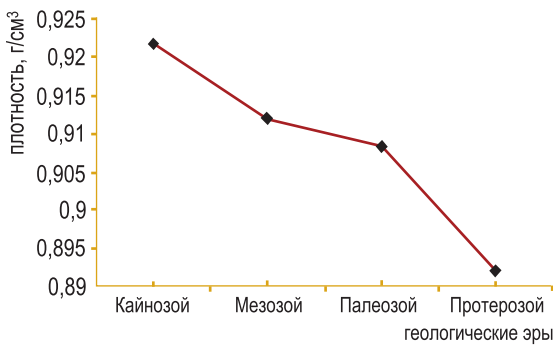
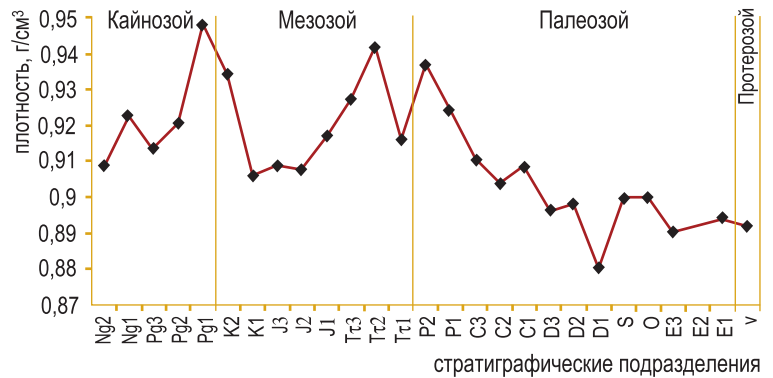


Рисунок 7. Распределение тяжелых нефтей России по геологическим эрам (а) и стратиграфическим подразделениям (б)

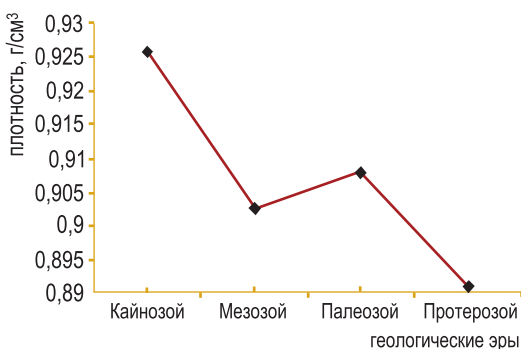


а)

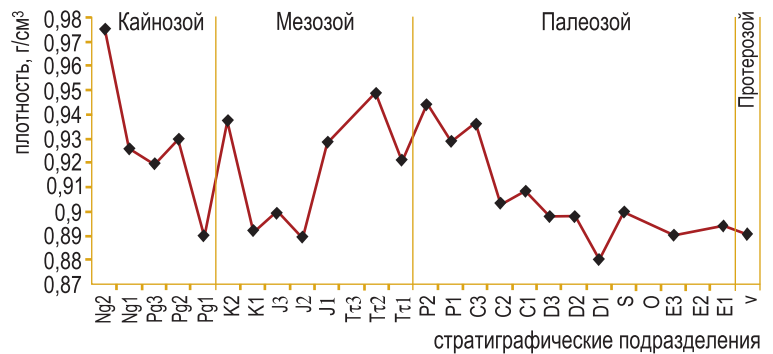


б)

Рисунок 8. Изменение плотности тяжелых нефтей мира в зависимости от возраста пород по геологическим эрам (а) и стратиграфическим подразделениям (б).



а)



б)

Рисунок 9. Изменение плотности тяжелых нефтей России в зависимости от возраста пород по геологическим эрам (а) и стратиграфическим подразделениям (б).

Мирового океана (по аналогии с результатами наших исследований изменения химического состава нефтей в зависимости от геологического времени [30, 31].

На рис. 9, аналогично рис. 8, представлено изменение плотности тяжелых нефтей России по геологическим эрам и стратиграфическим интервалам. Как видно из рис. 9 а, для российских нефтей, как и для мировых нефтей на рис. 8 а, наблюдается уменьшение в среднем плотности тяжелых нефтей с увеличением возраста нефтевещающих пород. Следует заметить, что в каждой геологической эре (кроме кайнозоя) среднее значение плотности для российских нефтей ниже по сравнению со средней плотностью мировых тяжелых нефтей соответствующего возраста.

Заключение

В статье приведены результаты обзора исследований закономерностей пространственных и временных изменений свойств тяжелых нефтей. Пространственный анализ изменений свойств тяжелых нефтей с использованием гео-

статистического подхода позволил установить следующие закономерности. Бассейны с тяжелой (по среднебассейновому значению плотности) нефтью расположены в основном на южно-европейских территориях, в Центральной и Юго-Восточной Азии, на центральных и западных территориях Северной Америки, а также на юге и севере Южной Америки. Наиболее тяжелыми в среднем являются нефти Адриатического, Западно-Черноморского и Сицилийского бассейнов в Европе, Фанг в Южной Азии и Санта-Мария в Северной Америке. Распределение тяжелых нефтей по регионам мира показало, что около 50% тяжелых нефтей располагаются в Восточной Европе и почти 34% в Средней и Северной Азии, а меньше всего тяжелых нефтей размещено в Центральной и Южной Азии (примерно 1% от общего количества тяжелых нефтей).

На территории России тяжелые нефти располагаются практически во всех нефтеносных бассейнах, но большинство тяжелых нефтей (более 60%) находится в Волго-Уральском бас-

сейне, в Западно-Сибирском (15%) и Северо-Кавказском (11%) бассейнах.

Анализ закономерностей изменения плотности тяжелых нефтей в зависимости от глубины их залегания показал, что плотность в среднем уменьшается с ростом глубины залегания.

Выявлены закономерности изменения плотности тяжелых нефтей в зависимости от геологического возраста. Показано, что 42% мировых и 66% российских тяжелых нефтей располагаются в палеозойских отложениях, в основном, в каменноугольной (нижней) системе (20 и 34% соответственно). Установлено, что наиболее тяжелые в среднем нефти (как российские, так и мировые) находятся в кайнозойских нефтемещающих породах, а наименее тяжелые нефти — в протерозойских отложениях. Таким образом, выявляется тенденция уменьшения плотности тяжелых нефтей с увеличением возраста нефтемещающих пород.

Проведенный статистический анализ особенностей физико-химических свойств тяжелых нефтей показал, что тяжелые нефти в среднем являются высоковязкими и сернистыми, высокосмолистыми и высокоасфальтенистыми, но малопарафинистыми и с низким содержанием фракции н.к. 200°C. Однако, по сравнению с мировыми тяжелыми нефтями российские нефти в среднем оказываются менее вязкими и менее парафинистыми, но более сернистыми и более смолистыми. Содержание фракций н.к. 200 и 300°C для российских нефтей оказывается более высоким по сравнению со среднемировыми тяжелыми нефтями.

Работа выполнена при поддержке гранта РФФИ «Обь» (проект № 05-05-98009).

ЛИТЕРАТУРА

1. Антониади Д.Г., Валуцкий А.А., Гарушев А.Р. Состояние добычи нефти методами повышения нефтеизвлечения в общем объеме мировой добычи // Нефтяное хозяйство. — 1999. — №1. — С. 16—23.

2. Назев В. Остаточные, но не второстепенные // Нефтегазовая вертикаль. — 2000. — №3. — С. 21—22.

3. Халимов Э.М. Концепция дифференцированной ставки налога на добычу полезных ископаемых // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. — 2004. — №11. — С. 44—50.

4. Полищук Ю.М., Яценко И.Г. Высоковязкие нефти: анализ пространственных и временных изменений физико-химических свойств // Нефтегазовое дело. — 2005. — http://www.ogbus.ru/authors/PolishukYu/PolishukYu_1.pdf

5. Полищук Ю.М., Яценко И.Г. География высоковязких нефтей Евразии // Тез. докл. I Междунар. конф. «Современные проблемы нефтеотдачи пластов «Нефтеотдача — 2003» (Москва, 19—23 мая 2003 г.). — М.: НПП «Нефтеотдача», 2003. — С. 131—132.

6. Ю.М. Полищук, И.Г. Яценко. Исследование вязкости нефтей в зависимости от температуры // Материалы 2 научно-практич. конференции «Добыча, подготовка, транспорт нефти и газа» (Томск 24—27 сентября 2001 г.). — Томск: «СТТ», 2001. — С. 138—139.

7. Полищук Ю.М., Яценко И.Г.

Статистический анализ вязкостных свойств нефти Евразии // Интервал. — 2003. — №4. — С. 9—12.

8. В.В. Ан, Е.С. Козин, Ю.М. Полищук, И.Г. Яценко. Геоинформационная система для исследования закономерностей пространственного распределения ресурсов нефти и газа // Проблемы окружающей среды и природных ресурсов. — 2000. — №11. — С. 15—24.

9. В.В. Ан, Е.С. Козин, Ю.М. Полищук, И.Г. Яценко. База данных по химии нефти и перспективы ее применения в геохимических исследованиях // Геология нефти и газа. — 2000. — №2. — С. 49—51.

10. Полищук Ю.М., Яценко И.Г., Козин Е.С., Ан В.В. База данных по составу и физико-химическим свойствам нефти и газа (БД нефти и газа) // Официальный бюллетень Российского агентства по патентам и товарным знакам. — 2001. — №3 — С. 340—341.

11. Полищук Ю.М., Яценко И.Г., Козин Е.С., Ан В.В. База данных по составу и физико-химическим свойствам нефти и газа (БД нефти и газа), зарегистрирована в Роспатенте, свидетельство №2001620067 от 16.05.2001 г.

12. Полищук Ю.М., Яценко И.Г. Геоэкономический анализ распределения нефтей по их физико-химическим свойствам // Геоинформатика. — 2004. — №2. — С. 18—28.

13. International Petroleum Encyclopedia. Printed in U.S.A., (Ed.

John C. Mc Caslin). — Tulsa, Texas: Penn Well Publishing Co., 1989. — 394 с.

14. Поконова Ю.В. Нефть и нефтепродукты. — СПб.: АНО НПО «Мир и Семья», 2003. — 904 с.

15. Нефти СССР. Справочник. Т. 1. Нефти северных районов Европейской части СССР и Урала. — М: Химия, 1971. — 504 с.

16. Нефти СССР. Справочник. Т. 2. Нефти Среднего и Нижнего Поволжья. — М: Химия, 1972. — 392 с.

17. Нефти СССР. Справочник. Т. 3. Нефти Кавказа и западных районов Европейской части СССР. — М: Химия, 1972. — 616 с.

18. Нефти СССР. Справочник. Т. 4. Нефти Средней Азии, Казахстана, Сибири и о. Сахалин. — М: Химия, 1974. — 792 с.

19. Нефти СССР. Справочник. Дополнительный том. — М: Химия, 1975. — 87 с.

20. Справочник по нефтяным и газовым месторождениям зарубежных стран. Кн. 1. Европа. Северная и Центральная Америка. — М: Недра, 1976. — 676 с.

21. Справочник по нефтяным и газовым месторождениям зарубежных стран. Кн. 2. Южная Америка. Африка. Ближний и Средний Восток. Южная Азия. Центральная Азия и Дальний Восток. Юго-Восточная Азия и Океания. Австралия и Новая Зеландия. — М: Недра, 1976. — 584 с.

22. Нефти и газы месторождений зарубежных стран. Справочник. — М.: Недра, 1977. — 327 с.

23. Кадастр зарубежных стран, обладающих природными ресурсами нефти и газа. Т. 1. — Л.: Недра, 1983. — 335 с.

24. Кадастр зарубежных стран, обладающих природными ресурсами нефти и газа. Т. 2. — Л.: Недра, 1983. — 319 с.

25. Конторович А.Э., Нестеров И.И., Салманов Ф.К. Геология нефти и газа Западной Сибири. — М.: Изд-во «Недра», 1975. — 679 с.

26. Полищук Ю.М., Яценко И.Г. Физико-химические свойства нефтей: статистический анализ пространственных и временных изменений. — Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал «Гео», 2004. — 109 с.

27. Polichtchouk Y.M., Yachchenko I.G. Regularities of oil distribution induced by density and viscosity differences // Progress in Mining and Oilfield Chemistry. — V. 5. — Advances in Incremental Petroleum Production. Ed. by Istvan Lakatos. Akademiai Kiado, Budapest — 2003. — P. 331—338.

28. Ю.М. Полищук, И.Г. Яценко. Пространственная изменчивость химического состава и физических свойств нефти Евразии // Нефть России. — 2001. — №4. — С. 102—105.

29. Полищук Ю.М., Яценко И.Г. Географические закономерности в изменчивости физико-химических свойств нефтяных ресурсов Евразии // География и природные ресурсы. — 2001. — №4. — С. 60—66.

30. Полищук Ю.М., Яценко И.Г. Закономерности изменчивости содержания смол и асфальтенов в нефтях Евразии // Геология и геофизика. — 2003. — т. 44. — №7. — С. 695—701.

31. Полищук Ю. М., Яценко И.Г. Пространственная изменчивость химического состава нефтей Евразии // Геология нефти и газа. — 2001. — №5. — С. 40—44.



Полищук Юрий Михайлович,
д.ф.-м.н., профессор
Чл.-корр.
Международного географического союза, действ. член РАЕН и МАИ
Институт химии

нефти СО РАН
E-mail: yupol@uriit.ru,

Yu_Polishchuk@ugrasu.ru
Является автором или соавтором более 350 публикаций, из них 8 научных монографий и 4 учебных пособия для ВУЗов



Яценко Ирина Германовна,
к.г.-м.н., с.н.с.
Институт химии нефти СО РАН
Является автором или соавтором около 70 публикаций, из них 1 научная монография, посвященная анализу физико-химических свойств нефтей.
E-mail: sric@ipc.tsc.ru

www.ogbus.ru

Лялин В.Е., Сидельников К.А.

КОНЦЕПЦИИ МАТЕМАТИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ПЛАС-ТОВЫХ СИСТЕМ НА БАЗЕ МЕТОДА ЛИНИЙ ТОКА
http://www.ogbus.ru/authors/Lyalin/Lyalin_1.pdf

В статье приведены основные математические концепции, положенные в основу математического моделирования на базе метода линий тока (SL-моделирование), как эффективной технологии, которая дополняет более традиционные подходы математического описания фильтрации флюидов в пластовых системах. По возможности, описания всех ключевых идеи сохраняют хронологический порядок их появления в литературе, посвященной этой тематике, с указанием их авторов.

Полищук Ю.М., Яценко И.Г.

ВЫСОКОВЯЗКИЕ НЕФТИ: АНАЛИЗ ПРОСТРАНСТВЕННЫХ И ВРЕМЕННЫХ ИЗМЕНЕНИЙ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИХ СВОЙСТВ
http://www.ogbus.ru/authors/PolishchukYu/PolishchukYu_1.pdf

Статья посвящена анализу обзорных материалов исследований физико-химических свойств высоковязких нефтей, рассматриваемых как основной резерв нефтедобычи на ближайшие годы. Проведенный пространственный анализ региональных закономерностей показал, что наиболее вязкие нефти России располагаются в Тимано-Печорском и Прикаспийском нефтегазоносных бассейнах. Анализ закономерностей изменения вязкости нефтей в зависимости от глубины залегания показал уменьшение вязкости с увеличением глубины залегания. Показано, что максимальное значение вязкости высоковязких нефтей наблюдается в мезозойских нефтемещающих породах, а ми-

нимальное значение — в протерозойских отложениях. По физико-химическим свойствам высоковязкие нефти в среднем являются тяжелыми, сернистыми, высокоасфальтеновыми с низким содержанием парафинов и фракции н.к. 200 С.

Бычков С.Г.

СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ИНТЕРПРЕТАЦИИ ГРАВИМЕТРИЧЕСКИХ ДАННЫХ ПРИ ИССЛЕДОВАНИЯХ НА НЕФТЬ И ГАЗ
http://www.ogbus.ru/authors/Vychkov/Vychkov_1.pdf

Предлагается новая технология интерпретации гравитационных аномалий при поисках и разведке месторождений нефти и газа, которая позволяет разделять суммарное поле на составляющие, обусловленные влиянием различных толщ геологического разреза. Технология базируется на принципиально новом методе интерпретации потенциальных полей — системе векторного сканирования. Трансформация векторов полного горизонтального градиента гравитационного поля, их сканирование в скользящем окне и последующее интегрирование различных составляющих позволяет провести детальное разделение источников аномалий в плане и по глубине. Совместное применение системы векторного сканирования, гравитационного моделирования и корреляционного анализа позволяет построить геологическую модель, адекватную априорной геологической информации и наблюдаемому полю. Эффективность технологии показана на примере интерпретации гравиметрических данных в сложных геологических условиях.

Гафаров Ш.А., Шамаев Г.А.

ИССЛЕДОВАНИЕ ФИЛЬТРАЦИОННЫХ ПАРАМЕТРОВ НЕНЬЮТОНОВСКОЙ НЕФТИ ПРИ ТЕЧЕНИИ В КАРБОНАТНЫХ ПОРИСТЫХ СРЕДАХ

http://www.ogbus.ru/authors/Gafarov/Gafarov_3.pdf

Исследованы закономерности фильтрации неньютоновских нефтей в карбонатных пористых средах. Показано, что в карбонатных породах аномально-вязкие свойства нефтей проявляются более ярко. Уменьшение проницаемости пород приводит к существенному росту реологических параметров неньютоновских нефтей по сравнению с терригенными коллекторами, что связано с особенностями строения карбонатов. Перспективными методами подавления структурообразования в нефти при фильтрации в карбонатных средах будут тепловые и физико-химические.

www.ogbus.ru