

ВЫСОКОВЯЗКИЕ НЕФТИ: АНАЛИЗ ПРОСТРАНСТВЕННЫХ И ВРЕМЕННЫХ ИЗМЕНЕНИЙ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИХ СВОЙСТВ

Полищук Ю.М., Яценко И.Г.

*Институт химии нефти СО РАН, 634021, пр. Академический, 3,
г. Томск, Россия, Факс: (3822)-49-14-57, E-mail: sric@ipc.tsc.ru*

Введение

Характерной особенностью современной нефтедобычи является увеличение в мировой структуре сырьевых ресурсов доли трудноизвлекаемых запасов, к которым относятся, в основном, тяжелые и высоковязкие нефти с вязкостью 30 мПа*с или 35 мм²/с и выше [1-3]. Запасы таких нефтей значительно превышают запасы легких и маловязких нефтей и, по оценкам специалистов, они составляют не менее 1 трлн. т. В промышленно развитых странах они рассматриваются не столько как резерв добычи нефти, сколько в качестве основной базы ее развития на ближайшие годы [1]. Россия также обладает значительными трудноизвлекаемыми запасами нефтей и их объем составляет около 55 % в общем объеме запасов российской нефти.

Некоторые вопросы изучения пространственных и временных изменений физико-химических свойств высоковязких нефтей изложены в ряде работ, например, [4-7], большинство из которых опубликовано в малодоступных изданиях. Кроме того, сами физико-химические характеристики высоковязких нефтей приводятся в большом числе справочных материалов и изданий. В связи с этим представляет интерес подготовка и публикация обзорной научной статьи по исследованиям физико-химических свойств высоковязких нефтей, что и явилось целью данной работы. Основу проведения этих исследований составила созданная в Институте химии нефти СО РАН мировая база данных (БД) по физико-химическим свойствам нефти, включающая описания почти 15000 образцов нефти [8 - 13]. Эта база данных сформирована на основе анализа более 130 источников информации (см., например, [14 - 25], полный список использованных для создания БД доку-

ментов приведен в [13]) и содержит около 2000 записей, относящихся к высоковязким нефтям.

1. Анализ закономерностей регионального распределения высоковязких нефтей

Из-за недостаточности в базе данных информации о высоковязких нефтях (ВВН) Америки и Австралии исследования свойств высоковязких нефтей проводились в нашей работе для нефтеносных территории Евразии и Африки. Из рис. 1, где приведены результаты геоzonирования нефтегазоносных территорий указанных континентов, видно, что бассейны с высоковязкой нефтью распространены повсеместно на территории Евразии и на севере Африки – всего 25 нефтегазоносных бассейнов (НГБ), что составляет около 1/6 части от общего числа бассейнов мира.

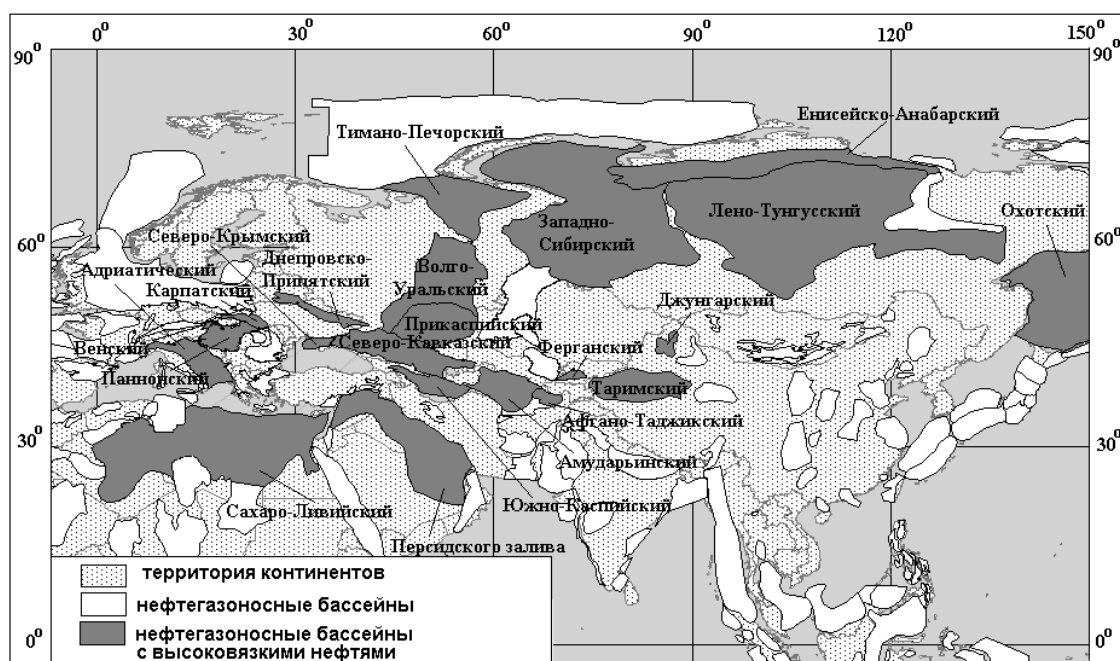


Рис. 1. Региональное распределение нефтегазоносных бассейнов высоковязких нефтей

В табл. 1 дана общая характеристика информации из БД, относящаяся к бассейнам на рассматриваемых нефтегазоносных территориях с указанием объемов массивов данных по бассейнам, количества образцов высоковязких нефтей и ко-

личества месторождений с высоковязкой нефтью для каждого из бассейнов и величин средней вязкости нефтей отдельных бассейнов. В табл. 1 более темным цветом выделено 13 бассейнов, на территории которых средне-бассейновая вязкость нефтей превышает уровень 35 мм²/с. Наиболее высоковязкими в среднем являются нефти Сахаро-Ливийского, Тибетского, Тимано-Печорского, Северо-Крымского и Прикаспийского бассейнов.

Таблица 1 – Распределение высоковязких нефтей Евразии и Африки по бассейнам и месторождениям

Нефтегазоносный бассейн	Объем выборки из БД	Количество образцов ВВН в бассейне	Количество месторождений с высоковязкими нефтями	Средне-бассейновая вязкость нефтей, мм ² /с
Адриатический	25	1	1	74,85
Амударьинский	631	7	5	11,07
Афгано-Таджикский	219	5	3	10,72
Венский	44	2	1	63,57
Волго-Уральский	2661	545	181	47,13
Джунгарский	20	3	3	14,22
Днепровско-Припятский	662	33	16	37,53
Енисейско-Анабарский	65	2	2	84,49
Западно-Сибирский	2645	95	27	23,11
Карпатский	377	2	2	10,39
Лено-Тунгусский	688	52	13	23,39
Охотский	301	16	8	25,73
Паннонский	86	2	2	19,78
Персидского залива	207	5	4	62,78
Преднанышанский	4	1	1	42,81
Прикаспийский	460	101	33	109,71
Сахаро-Ливийский	174	1	1	253,14
Северо-Кавказский	1518	26	26	29,21
Северо-Крымский	73	1	1	176,19
Суэцкого залива	51	2	1	31,45
Таримский	6	2	2	30,22
Тибетский	1	1	1	247,11
Тимано-Печорский	342	13	8	122,15
Ферганский	211	9	8	22,29
Южно-Каспийский	410	60	30	49,22

Как видно из рис. 1 и табл. 1, почти во всех бассейнах России (кроме Балтийского, Лено-Виллюйского и Пенжинского) встречаются месторождения высоко-

ковязких нефтей, однако наиболее вязкие нефти России расположены в Тимано-Печорском и Прикаспийском бассейнах.

На рис. 2 представлено распределение ВВН по странам, расположенным в Африке и Евразии. Из рис. 2 видно, что на указанной территории более 90 % ВВН располагаются в России, Казахстане и Украине.

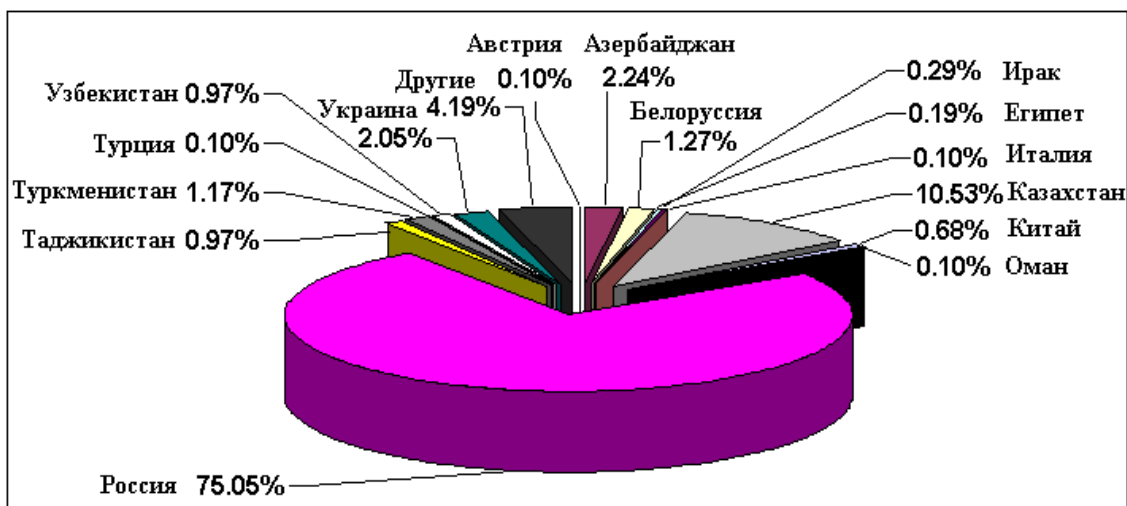


Рис. 2. Распределение высоковязких нефтей по странам мира

На рис. 3 приведены графические зависимости вязкости нефтей Евразии и Африки от географических долготы и широты. Черными квадратами отмечены на графиках значения вязкости, усредненные в указанных интервалах значений долготы и широты. Как видно из рис. 3, наиболее вязкие африкано-евразийские нефти в основном сосредоточены в диапазонах 6 – 12° долготы и 28 – 72° широты.

Рассмотрим распределение ВВН в зависимости от долготы. Как видно из рис. 3а, наиболее высоковязкие нефти находятся в двух интервалах значений долготы: 6 - 12° (Адриатический и Сахаро-Ливийский нефтегазоносные бассейны) и

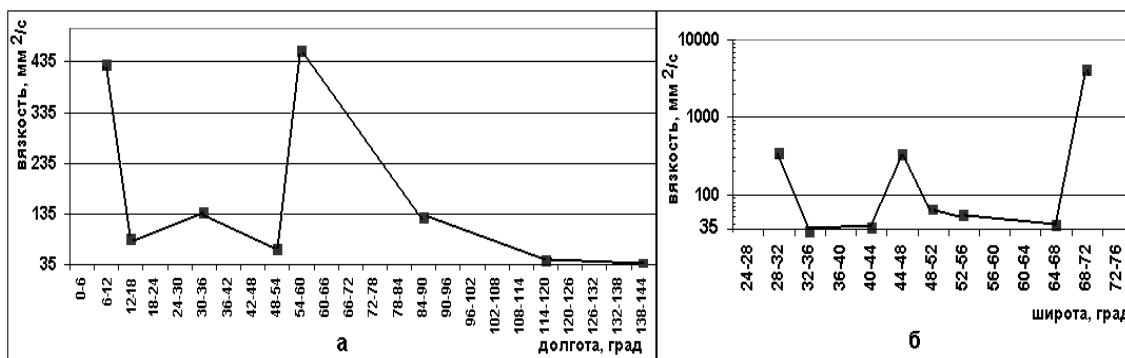


Рис. 3. Меридиональная (а) и широтная (б) зависимости вязкости нефти

54 - 60° (нефти Волго-Уральского, Персидского залива, Прикаспийского, Тимано-Печорского и Южно-Каспийского бассейнов).

Рассмотрим распределение ВВН в зависимости от географической широты их размещения. Как видно из рис. 3б, наиболее вязкие нефти располагаются в трех интервалах значений широты: 28 – 32° (нефти бассейна Персидского залива и Сахаро-Ливийского бассейна), 44 - 48° (нефти Адриатического и Северо-Крымского бассейнов), 68 - 72° (нефти Енисейско-Анабарского и Тимано-Печорского бассейнов).

В табл. 2 приведена общая характеристика информации из базы данных о физико-химических, геохимических свойствах высоковязких нефтей и пластовых условиях их залегания представлена. Как видно из табл. 2, по данным из БД [8 - 13] высоковязкие нефти в среднем являются тяжелыми ($0,88 \div 0,92 \text{ г/см}^3$), сернистыми ($1 \div 3 \%$), малопарафинистыми ($< 5 \%$), высокосмолистыми ($> 13 \%$), со средним содержанием асфальтенов ($3 \div 10 \%$) и с низким содержанием фракции н.к. $200 \text{ }^\circ\text{C}$ ($< 20 \%$).

Таблица 2 – Физико-химические свойства высоковязких нефтей Евразии и Африки

Показатели нефти	Объем выборки	Среднее значение	Интервал изменений	Доверительный интервал
Плотность, г/см^3	1023	0,90	0,69-1,00	0,002
Содержание серы, %	883	1,91	0,00-7,50	0,09
Содержание парафинов, %	821	3,61	0,00-29,00	0,19
Содержание смол, %	693	16,00	1,28-60,00	0,57
Содержание асфальтенов, %	731	4,12	0,00-25,50	0,24
Фракция н.к. $200 \text{ }^\circ\text{C}$, м. %	292	12,63	0,50-31,20	0,73
Фракция н.к. $300 \text{ }^\circ\text{C}$, м. %	266	29,50	0,00-49,00	1,09
Фракция н.к. $350 \text{ }^\circ\text{C}$, м. %	235	38,50	17,10-59,30	0,94
Содержание вольфрама, м. %	55	0,02	0,00-0,12	0,01
Содержание никеля, м. %	41	0,01	0,00-0,05	0,003
Отношение «пристан/фитан»	42	0,99	0,59-4,35	0,19
Температура пласта, $^\circ\text{C}$	405	39,38	2,00-109,00	2,06
Пластовое давление, мПа	395	16,34	0,60-221,20	1,33

Рассмотрим далее распределение нефтегазоносных бассейнов России по вязкости нефти. Результаты геоzonирования нефтегазоносных бассейнов России по среднебассейновому значению вязкости нефти приведены на рис. 4, из которого видно, что бассейны с высоковязкой нефтью распространены в основном на европейской территории России: Волго-Уральский, Днепровско-Припятский, Прикаспийский и Тимано-Печорский. Исключение составляет Енисейско-Анабарский бассейн с высоковязкими нефтями, который находится в Восточной Сибири. В табл. 3 дана общая информация по нефтяным бассейнам России с указанием объема выборки информации по бассейну, количества ВВН, количества месторождений с высоковязкой нефтью в каждом бассейне и средней вязкостью нефтей по бассейну. Из табл. 3 видно, что в среднем самыми вязкими в России являются нефти Тимано-Печорского бассейна. В табл. 3 выделено более темным цветом 5 бассейнов из 12, на территории которых средне-бассейновая вязкость нефтей превышает уровень $35 \text{ мм}^2/\text{с}$. Как видно из рис. 4 и табл. 3, почти во всех бассейнах России (кроме Балтийского, Лено-Вилуйского и Пенжинского) встречаются месторождения с ВВН.



Рис. 4. Распределение нефтегазоносных бассейнов по величине вязкости

Таблица 3 – Распределение высоковязких нефтей России по бассейнам и месторождениям

Нефтегазоносный бассейн	Объем выборки из БД	Количество образцов ВВН в бассейне	Количество месторождений с высоковязкими нефтями	Среднебассейновая вязкость нефтей, мм ² /с
Балтийский	28	-	-	7,30
Волго-Уральский	2661	545	181	47,13
Днепровско-Припятский	662	33	16	37,53
Енисейско-Анабарский	65	2	2	84,49
Западно-Сибирский	2645	27	27	23,11
Ленно-Вилуйский	155	-	-	11,42
Лено-Тунгусский	688	52	13	23,39
Охотский	301	16	8	25,73
Пенжинский	7	-	-	2,33
Прикаспийский	460	101	33	109,71
Северо-Кавказский	1518	63	26	29,21
Тимано-Печорский	342	13	8	1221,46

На рис. 5 представлено распределение высоковязких нефтей по регионам (областям, краям и республикам) Российской Федерации. Как видно из рис. 5, наибольшее количество ВВН (более 70 %) находится на территориях 5 регионов: в Пермской области (более 31 %), Татарстане (12,8 %), в Самарской области (9,7 %), в Башкортостане (8,6 %) и Тюменской области (8,3 %).

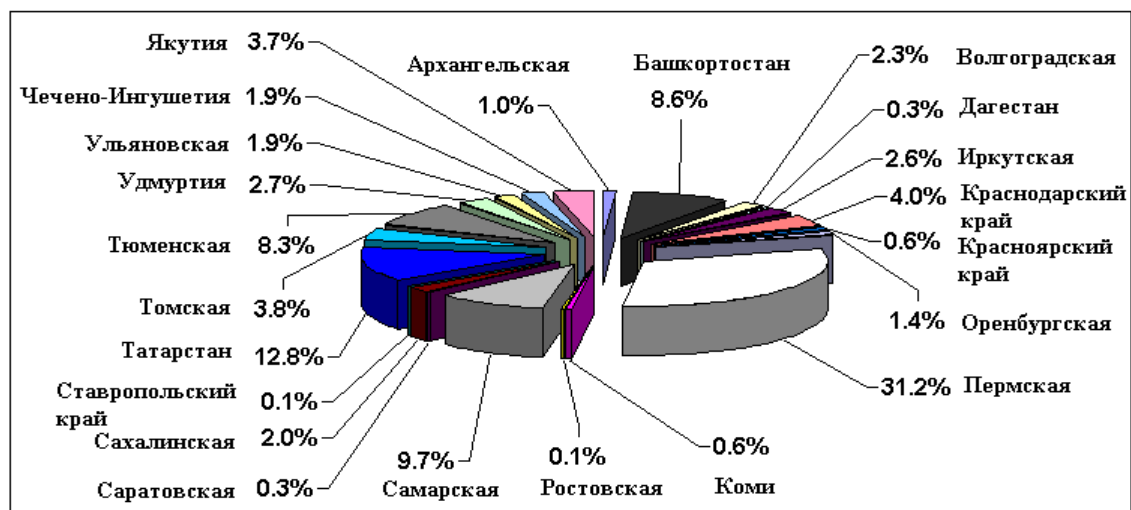


Рис. 5. Распределение высоковязких нефтей по регионам России

На рис. 6 приведены графические зависимости вязкости нефтей России от географических долготы и широты. Черными квадратами отмечены на графиках значения вязкости, усредненные в указанном интервале значений долготы и широты. Как видно из рис. 6а, наиболее вязкие нефти находятся в интервале значе- ний долготы от 54 до 60⁰ – это высоковязкие нефти Волго-Уральского, Прикаспийского и Тимано-Печорского бассейнов. На рис. 6б видно, что в широтном ин- тервале от 68 до 72⁰ находятся самые вязкие нефти России – это нефти Енисейско- Анабарского и Тимано-Печорского бассейнов.

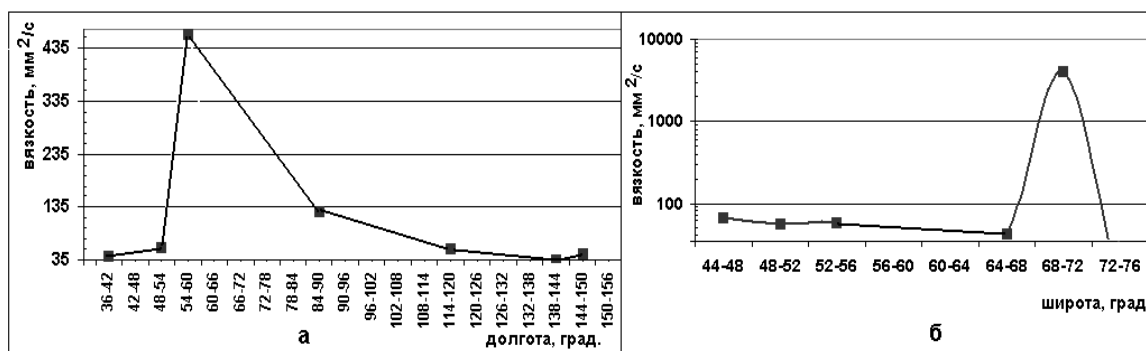


Рис. 6. Меридиональная (а) и широтная (б) зависимости вязкости нефти России

Подробная информация из базы данных о физико-химических, геохимических свойствах высоковязких нефтей России и пластовых условиях их залегания представлена в табл. 4, из которой видно, что высоковязкие нефти России в среднем являются тяжелыми и сернистыми, высокосмолистыми и высокоасфальтеновыми, но малопарафинистыми и с низким содержанием фракции н.к. 200⁰С. Данные свойства ВВН России в среднем совпадают со свойствами высоковязких нефтей Евразии и Африки. Однако, по сравнению с последними высоковязкие российские нефти оказываются более сернистыми, более смолистыми и более асфальтеновыми, но менее парафинистыми. Содержание фракций н.к. 200 и 300⁰С для российских вязких нефтей является повышенным по сравнению с евразийскими и африканскими высоковязкими нефтями.

Таблица 4 – Физико-химические свойства высоковязких нефтей России

Показатели нефти	Объем выборки	Среднее значение	Интервал изменений	Доверительный интервал
Плотность, г/см ³	770	0,91	0,80-1,00	0,002
Содержание серы, %	669	2,29	0,00-5,42	0,09
Содержание парафинов, %	615	3,58	0,00-21,80	0,19
Содержание смол, %	531	17,26	1,40-60,00	0,57
Содержание асфальтенов, %	564	4,56	0,00-23,40	0,24
Фракция н.к. 200 °С, м. %	155	13,87	1,20-24,20	0,73
Фракция н.к. 300 °С, м. %	135	30,37	14,00-49,00	1,09
Фракция н.к. 350 °С, м. %	121	38,27	17,10-58,30	0,94
Содержание вольфрама, м. %	40	0,03	0,00-0,12	0,01
Содержание никеля, м. %	31	0,01	0,00-0,05	0,003
Отношение «пристан/фитан»	40	0,99	0,59-4,35	0,19
Температура пласта, °С	312	36,82	7,00-109,00	2,06
Пластовое давление, мПа	299	16,83	1,32-221,20	1,33

2. Зависимость вязкости нефти от глубины залегания

Рассмотрим подробно зависимость вязкости нефти от глубины залегания. На рис. 7 представлено распределение информации из БД о высоковязких нефтях основных нефтегазоносных территорий Евразии, Африки (рис. 7а) и, в частности, России (рис. 7б). Как видно из рис. 7а, африкано-евразийские ВВН в основном (более 58 %) залегают на глубине 1000 – 2000 м, в меньшей степени - около 20 % нефтей – на глубине до 1000 м. Следовательно, более 2/3 всех высоковязких нефтей находится на глубинах до 2000 м. Оставшаяся 1/3 ВВН распределилась по

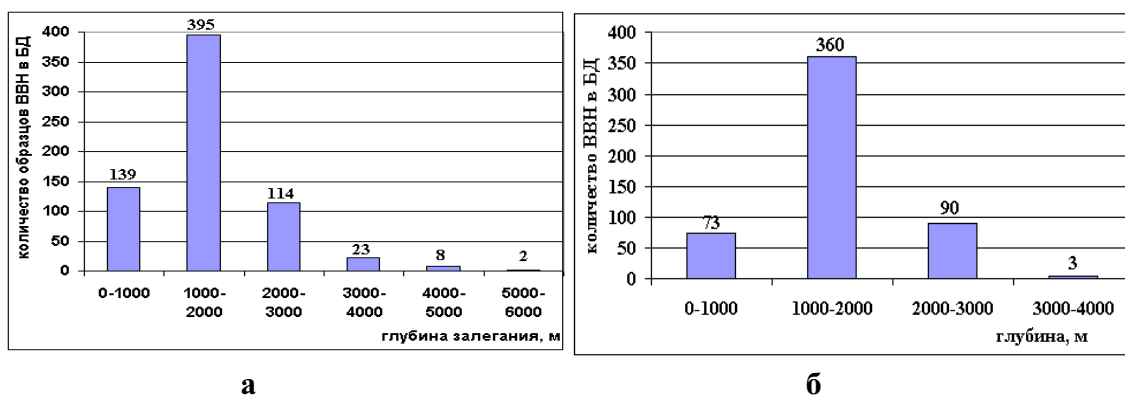


Рис. 7. Распределение высоковязких нефтей в БД Евразии и Африки (а) и России (б) по глубине залегания

глубинам следующим образом: на глубинах от 2000 до 3000 м – всего 16,7 % вязких нефтей, 3000 - 4000м – около 3,4 %, в интервале глубин 4000 – 5000 м вязких нефтей не более 1,2 % и на самых больших глубинах (5000 – 6000 м) залегает всего 0,3 % ВВН.

Для российских высоковязких нефтей (рис. 7б) больше всего нефтей (более 68 %) залегает на глубине от 1000 до 2000 м, как и в случае с ВВН двух континентов (рис. 7а). Как видно из рис. 7б, абсолютное большинство высоковязких нефтей России (более 82 %) находится на глубинах до 2000 м и около 18 % - в интервале глубин от 2000 до 4000 м. Таким образом, начиная с глубины 1000 – 2000 м наблюдается тенденция уменьшения в среднем количества вязких нефтей с ростом глубины залегания как для африкано-евразийских вязких нефтей, так и для российских нефтей (рис. 7).

Рассмотрим далее зависимость вязкости нефти от глубины залегания ВВН. На рис. 8 приведены графические зависимости средней вязкости высоковязких нефтей Евразии и Африки (рис. 8а) и России (рис. 8б) от глубины залегания. Черными квадратами показаны на графиках значения вязкости, усредненные в указанном интервале значений глубины залегания.

Как видно из рис. 8, наиболее высоковязкие нефти на территории Евразии (в том числе, и России) и на территории Африки находятся в среднем на глубине от 1000 до 2000 м. И далее, начиная с глубин 1000 – 2000 м, наблюдается тенденция уменьшения в среднем вязкости нефтей с ростом глубины залегания. Средняя вязкость африкано-евразийских ВВН с ростом глубины залегания уменьшается приблизительно в 10 раз на глубинах 5000 – 6000 м (рис. 8а). Следует заметить,

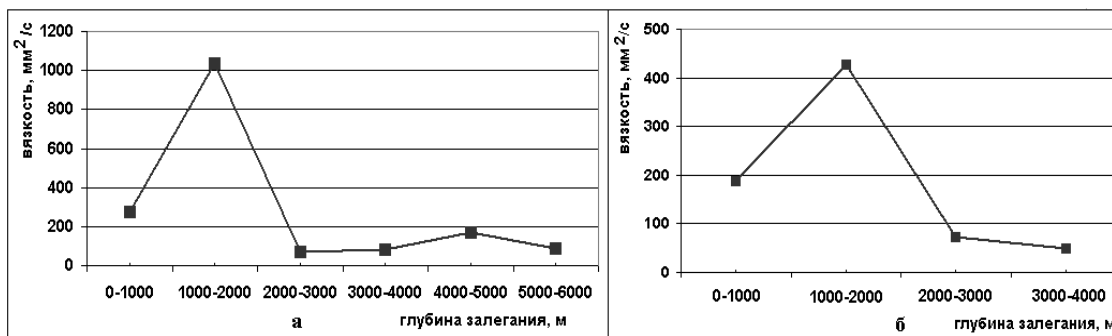


Рис. 8. Зависимость вязкости высоковязких нефтей Евразии и Африки (а) и России (б) от глубины залегания

что значения вязкости российских ВВН в среднем меньше значений вязкости ВВН Евразии и Африки на соответствующих глубинах.

3. Зависимость вязкости нефти от возраста нефтевмещающих пород

Анализ изменений вязкости нефтей от геологического возраста нефтевмещающих пород основывался на исследовании 997 образцов африкано-евразийских ВВН с известным возрастом. Распределение фактического материала по геологическим эрам (кайнозойская, мезозойская, палеозойская и протерозойская) и стратиграфическим подразделениям приведено на рис. 9. Как видно из рис. 9а, наиболее обширный материал относится к палеозою (601 образец высоковязких нефтей Африки и Евразии, что составляет более 60 % от общего количества ВВН). Примерно равное количество вязких нефтей залегает в отложениях кайнозоя и мезозоя (16 и 20 % соответственно), а в протерозойских отложениях их всего около 4 %.

Для проведения более детальных статистических исследований закономерностей изменения вязкости ВВН в зависимости от геологического возраста были сформированы массивы данных из БД по подразделениям стратиграфической шкалы – неогеновая, палеогеновая, меловая, юрская, триасовая, пермская, каменноугольная, девонская, силурийская, ордовикская и кембрийская системы (рис. 9б). Как видно из рис. 9б, наиболее представительными по количеству образцов африкано-евразийских ВВН оказываются каменноугольная (нижняя и средняя), меловая (нижняя) и неогеновая стратиграфические системы.

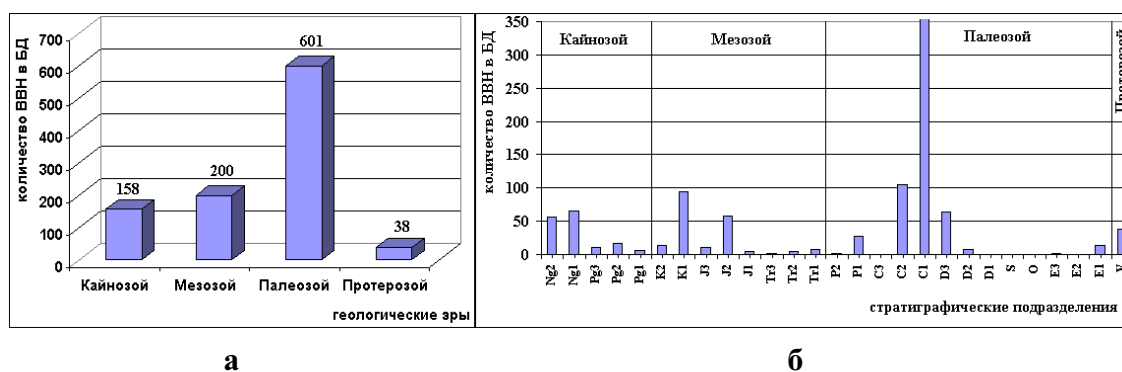


Рис. 9. Распределение высоковязких нефтей Евразии и Африки по геологическим эрам (а) и стратиграфическим подразделениям (б)

Аналогичный анализ российских высоковязких нефтей показал (рис. 10а), что палеозойские нефти также являются наиболее представительными и составляют более 74 % от общего количества российских ВВН. Однако, доля палеозойских вязких нефтей России (рис. 10а) по сравнению с африкано-евразийскими ВВН (рис. 9а) сравнительно выше.

Как видно из рис. 10б, наиболее представительными по количеству образцов российских ВВН оказываются нефти каменноугольной (нижней и средней) стратиграфической системы, для которой объем информации равен 59,2 % от общего количества высоковязких нефтей России.

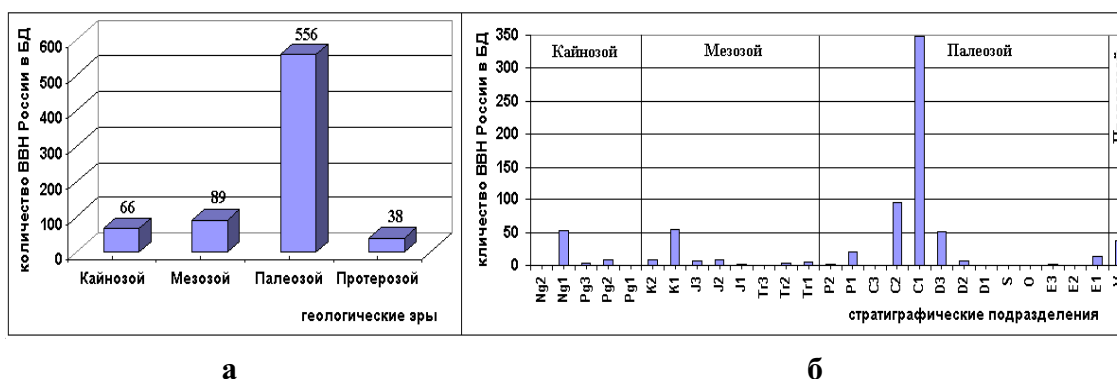
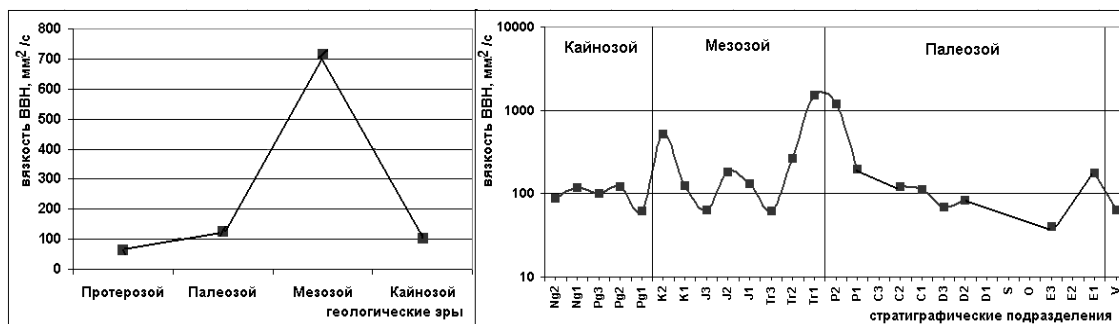


Рис. 10. Распределение высоковязких нефтей России по геологическим эрам (а) и стратиграфическим подразделениям (б)

Рассмотрим изменения вязкости высоковязких нефтей Евразии и Африки в зависимости от геологического возраста. Графики зависимости вязкости нефтей от возраста пород представлены на рис. 11, из которых можно сделать следующие выводы: в мезозое в среднем наблюдается самое высокое значение вязкости африкано-евразийских вязких нефтей ($717 \text{ мм}^2/\text{с}$), в кайнозое и палеозое практически равные значения средней вязкости – 104 и $125 \text{ мм}^2/\text{с}$ соответственно. В протерозойских отложениях нефти в среднем наименее вязкие (около $64 \text{ мм}^2/\text{с}$). Ход этих зависимостей на рис. 11 представлен графиками значений вязкости, усредненных в указанном возрастном интервале геологической эры (рис. 11а) и стратиграфического подразделения (рис. 11б).



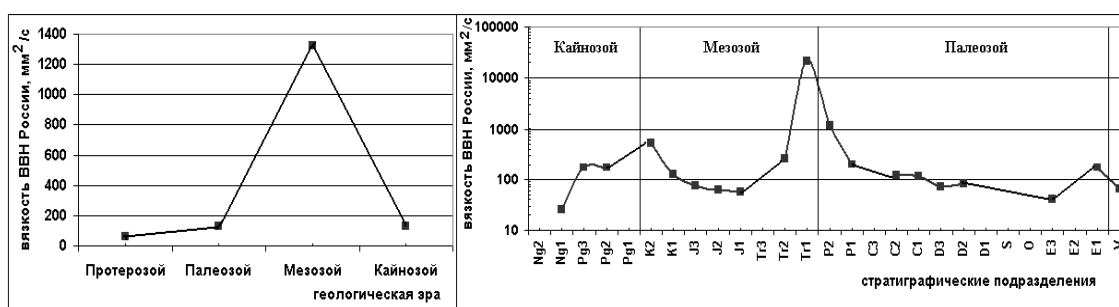
а

б

Рис. 11. Изменение вязкости высоковязких нефтей Африки и Евразии в зависимости от возраста пород по геологическим эрам (а) и стратиграфическим подразделениям (б)

На рис. 11б представлено изменение вязкости высоковязких нефтей Евразии и Африки по стратиграфическим интервалам. Как видно из рис. 11б, максимальные значения вязкости наблюдаются при переходе от одной геологической эры к другой, в частности, при переходе от кайнозоя к мезозою, от мезозоя к палеозою и палеозоя к протерозою, что может быть объяснено влиянием трансгрессий и регрессий Мирового океана по аналогии с нашими исследованиями изменения химического состава нефтей [26, 27].

На рис. 12, аналогично рис. 11, представлено изменение вязкости высоковязких нефтей России по геологическим эрам и стратиграфическим интервалам. Как видно из рис. 12а, в мезозое максимальное значение вязкости российских ВВН



а

б

Рис. 12. Изменение вязкости высоковязких нефтей России в зависимости от возраста пород по геологическим эрам (а) и стратиграфическим подразделениям (б)

еще более выражено по сравнению с африкано-евразийскими ВВН на рис. 11а.

На рис. 12б представлено изменение вязкости высоковязких нефтей России по стратиграфическим интервалам. На рис. 12 б, аналогично рис. 11б, пики изменения вязкости также наблюдаются при переходе от одной геологической эры к другой.

Заключение

В статье приведены результаты обзора исследований пространственных и временных изменений свойств высоковязких нефтей, расположенных на территории Евразии и Африки. Пространственный анализ изменений свойств высоковязких нефтей с использованием средств геоинформационных систем показал следующее. Почти во всех нефтегазоносных бассейнах России (кроме Балтийского, Лено-Виллюйского и Пенжинского) залегают высоковязкие нефти (вязкость более $35 \text{ мм}^2/\text{с}$), самые вязкие нефти расположены в Прикаспийском и Тимано-Печорском бассейнах. Наибольшее количество ВВН находится в Пермской области (31 %) и в Татарстане (13 %).

Анализ закономерностей изменения вязкости высоковязких нефтей Евразии и Африки в зависимости от глубины залегания показал, что вязкость в среднем уменьшается с увеличением глубины залегания примерно в 10 раз и для российских ВВН данная тенденция сохраняется.

Выявлены закономерности изменения вязкости ВВН в зависимости от геологического возраста. Показано, что 60 % африкано-евразийских высоковязких нефтей располагаются в палеозойских отложениях, для российских ВВН эта цифра еще больше – более 74 %. Установлено, что наблюдается в среднем, как для ВВН России, так и для ВВН Евразии и Африки, максимальное значение вязкости в мезозойских нефтемещающих породах, в палеозойских и кайнозойских – в среднем почти равные пониженные значения вязкости, самое минимальное значение вязкости вязких нефтей – в протерозойских отложениях.

Проведен анализ физико-химических свойств африкано-евразийских и российских высоковязких нефтей. Показано, что ВВН в обоих случаях в среднем яв-

ляются тяжелыми, сернистыми, высокосмолистыми и высокоасфальтовыми нефтями с низким содержанием парафинов и фракции н.к. 200 °С.

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

Литература

1. Антониади Д.Г. Состояние добычи нефти методами повышения нефтеизвлечения в общем объеме мировой добычи / Д.Г. Антониади, А.А. Валуйский, А.Р. Гарушев // Нефтяное хозяйство. – 1999. - № 1. – С. 16 –23.
2. Артеменко А. Вязкое дело / А. Артеминко, В. Кащавцев // Нефть России. – 2003. - № 11. – С. 30 – 33.
3. Назьев В. Остаточные, но не второстепенные // Нефтегазовая вертикаль. – 2000. - № 3. – С. 21 – 22.
4. Polichtchouk Y.M. Regularities of oil distribution induced by density and viscosity differences / Y.M. Polichtchouk, I.G. Yachchenko // Progress in Mining and Oilfield Chemistry. – V. 5. - Advances in Incremental Petroleum Production. Ed. by Istvan Lakatos. Akademiai Kiado, Budapest – 2003. – P. 331-338.
5. Полищук Ю.М., Яценко И.Г. География высоковязких нефтей Евразии // Тез. докл. I Междунар. конф. «Современные проблемы нефтеотдачи пластов «Нефтеотдача – 2003», 19 - 23 мая 2003 г. – Москва. – 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», 24 – 27 сентября 2001 г., Томск. – 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. Геостатистический анализ распределения нефтей по их физико-химическим свойствам // Геоинформатика. – 2004. – № 2. – С. 18 - 28.
13. 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.
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. Цен-

- тральная 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. International Petroleum Encyclopedia. Printed in U.S.A., (Ed. John C. Mc Caslin). – Tulsa, Texas: Penn Well Publishing Co., 1989. – 394 с.
 26. 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.
 27. Полищук Ю.М., Яценко И.Г. Циклический характер изменений химических свойств нефтей в зависимости от возраста пород // Геология нефти и газа. - 2003. - № 6. - С. 53 - 57.