

5. Стогний Г.А., Стогний В.В. Гранито-гнейсовые купола – рудо-контролирующие структуры Верхояно-Колымской орогенной области // Известия вузов. Геология и разведка. – 2004. – № 4. – С. 8–12.
6. Буряк В.А., Гончаров В.И., Горячев Н.А. и др. О соотношении кварцево-жильной золотой и вкрапленной золото-сульфидной минерализации с платиноидами в черносланцевых толщах // Доклады РАН. – 2005. – Т. 400. – № 1. – С. 56–59.
7. Кучеренко И.В., Орехов Н.П. Золото, серебро, ртуть в золотоносных апогнейсовых и апосланцевых околорудных метасоматических ореолах беззвитовой формации // Известия Томского политехнического университета. – 2000. – Т. 303. – № 1. – С. 161–169.
8. Кучеренко И.В. Теоретические и прикладные аспекты изучения титана, фосфора, магния в мезотермальных золотых месторождениях. Ч. 1 // Известия Томского политехнического университета. – 2004. – Т. 307. – № 2. – С. 49–55.
9. Кучеренко И.В., Рубанов В.А. Тектоника золоторудных месторождений, локализованных в активизированных структурах допалеозойской складчатости // Вопросы структурной геологии / Под ред. А.И. Родыгина. – Томск: Изд-во Томского ун-та, 1987. – С. 16–27.
10. Кучеренко И.В. Околорудный метасоматизм как критерий генетической однородности мезотермальных золотых месторождений, образованных в черносланцевом и несланцевом субстрате // Известия Томского политехнического университета. – 2005. – Т. 308. – № 1. – С. 9–15.
11. Кучеренко И.В. Петро-рудногенетическая модель формирования мезотермальных золотых месторождений // Петрография на рубеже XXI века: итоги и перспективы: Матер. II Всеросс. петрогр. совещ., г. Сыктывкар, 27–30 июня 2000 г. – Т. 3. – Сыктывкар: УрО РАН, 2000. – С. 199–203.
12. Кучеренко И.В., Миков А.Д., Гера Т.В. и др. Тектонические факторы рудообразования и элементы минеральной зональности в одном из кварцево-жильных месторождений Восточной Сибири // Вопросы структурной геологии / Под ред. А.И. Родыгина. – Томск: Изд-во Томского ун-та, 1987. – С. 28–41.
13. Ляхов Ю.В., Попивняк И.В. О физико-химических условиях развития золотого оруденения Северной Бурятии // Известия АН СССР. Серия геол. – 1977. – № 6. – С. 5–18.
14. Кучеренко И.В. Позднепалеозойская эпоха золотого оруденения в докембрийском обрамлении Сибирской платформы // Известия АН СССР. Сер. геол. – 1989. – № 6. – С. 90–102.
15. Андреева Е.Д., Баскина В.А., Богатиков О.А. и др. Магматические горные породы. Ч. 2. – М.: Наука, 1985. – 767 с.
16. Кучеренко И.В. Пространственно-временные и петрохимические критерии связи образования золотого оруденения с глубинным магматизмом // Известия АН СССР. Серия геол. – 1990. – № 10. – С. 78–91.
17. Кучеренко И.В. Минералого-петрохимические и геохимические черты околорудного метасоматизма в Западном золоторудном месторождении (Северное Забайкалье) // Известия Томского политехнического университета. – 2005. – Т. 308. – № 5. – С. 32–40.
18. Кучеренко И.В. Петрологические и металлогенетические следствия изучения малых интрузий в мезотермальных золоторудных полях // Известия Томского политехнического университета. – 2004. – Т. 307. – № 1. – С. 49–57.
19. Неймарк Л.А., Рыцк Е.Ю., Ризванова Н.Г. Герцинский возраст и докембрийский коровый протолит баргузинских гранитоидов Ангара-Витимского батолита: U-Pb и Sm-Nd изотопные свидетельства // Доклады РАН. – 1993. – Т. 331. – № 6. – С. 726–729.
20. Будников С.В., Коваленко В.И., Ярмолюк В.В. и др. Новые данные о возрасте баргузинского гранитоидного комплекса Ангара-Витимского батолита // Доклады РАН. – 1995. – Т. 344. – № 3. – С. 377–380.
21. Будников С.В., Коваленко В.И., Антипин В.С. и др. Новые данные о возрасте гранитоидов витимканского комплекса (Ангара-Витимский батолит) // Доклады РАН. – 1997. – Т. 353. – № 3. – С. 375–378.
22. Кременецкий А.А. Принципы и технология разномасштабных прогнозно-поисковых геохимических работ // Поисковая геохимия: теоретические основы, технологии, результаты. – Алматы: НИИ природных ресурсов ЮГГЕО, 2004. – С. 13–25.

УДК 550:361:553.982

АНАЛИЗ ПРОСТРАНСТВЕННЫХ, ВРЕМЕННЫХ И ГЕОТЕРМИЧЕСКИХ ИЗМЕНЕНИЙ ВЫСОКОВЯЗКИХ НЕФТЕЙ РОССИИ

И.Г. Яценко

Институт химии нефти СО РАН, г. Томск

E-mail: sric@ipc.tsc.ru

Проведен анализ пространственного, временного и геотермического распределения высоковязких нефтей России. Установлена зависимость между высоковязкими нефтями и глубиной залегания, возрастом нефтей и уровнем теплового потока. Анализ закономерностей изменения вязкости рассматриваемых нефтей в зависимости от глубины залегания показал, что абсолютное большинство их (более 82 %) находится на глубинах до 2000 м. Вязкость в среднем уменьшается с увеличением глубины залегания. Показано, что более 74 % высоковязких российских нефтей располагаются в палеозойских отложениях. Используя геотермическое и нефтегазоносное районирование территории, показано на примере нефтей России и отдельно нефтей Западной Сибири, что вязкость нефтей уменьшается с увеличением уровня теплового потока.

Введение

Характерной особенностью современной нефтедобычи является увеличение в мировой структуре сырьевых ресурсов доли трудноизвлекаемых за-

пасов нефти, к которым относятся, в основном, тяжелые и высоковязкие нефти (ВВН) с вязкостью 30 мПа·с или 35 мм²/с и выше [1–3]. Запасы таких нефтей значительно превышают запасы легких и

мазовязких 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 обладает значительными трудноизвлекаемыми запасами нефти и их объем составляет около 55 % в общем объеме запасов российской нефти.

Технологии увеличения нефтеотдачи высоковязких нефтей и регулирования их реологических свойств в процессе транспорта разрабатываются с учетом физико-химических характеристик нефтей, поэтому необходимо изучение пространственных, временных и геотермических изменений физико-химических свойств этих нефтей, что и явилось целью данной статьи. 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 [4–9]. Эта база данных сформирована на основе анализа более 130 источников информации (см., например, [10–21], полный список использованных для создания БД документов приведен в [9]) и содержит около 2000 записей, относящихся к высоковязким нефтям.

Пространственные закономерности распределения вязких нефтей

Рассмотрим далее распределение нефтегазовых бассейнов России по среднечисленному значению вязкости нефти (рис. 1). Из рис. 1 видно, что бассейны с высоковязкой (в среднем) нефтью

распространены в основном на европейской территории России (Волго-Уральский, Днепроовско-Припятский, Прикаспийский и Тимано-Печорский). А из бассейнов азиатской части России к таковым относится Енисейско-Анабарский бассейн.

В табл. 1 дана общая информация по нефтяным бассейнам России, включающая объем выборки информации по бассейну, количество ВВН, количество месторождений с высоковязкой нефтью в каждом бассейне, а также средние значения вязкости нефтей по бассейну. Как видно из табл. 1, почти во всех бассейнах России (кроме Балтийского, Лено-Вилуйского и Пенжинского) встречаются месторождения с ВВН, а самыми вязкими в среднем нефтями являются нефти Тимано-Печорского бассейна. В табл. 1 серым цветом выделено 5 бассейнов (из 12), на территории которых средне-бассейновая вязкость нефтей превышает уровень 35 мм²/с.

На рис. 2 представлено распределение высоковязких нефтей по областям и республикам Российской Федерации, из которого видно, что наибольшее количество ВВН находится в Пермской области – более 31 % и Татарстане – около 13 %, что вместе составляет более 44 % от всех высоковязких нефтей России. Группа регионов России, на территории которых находится менее 10 % вязких нефтей (Башкортостан и Самарская область Волго-Уральского НГБ и Тюменская область Западно-Сибирского НГБ), в совокупности обладают около 26 % от всех российских вязких нефтей. Во многих областях России практически равное количество ВВН (от 1,3 до 4 %): Волгоградская, Иркутская,

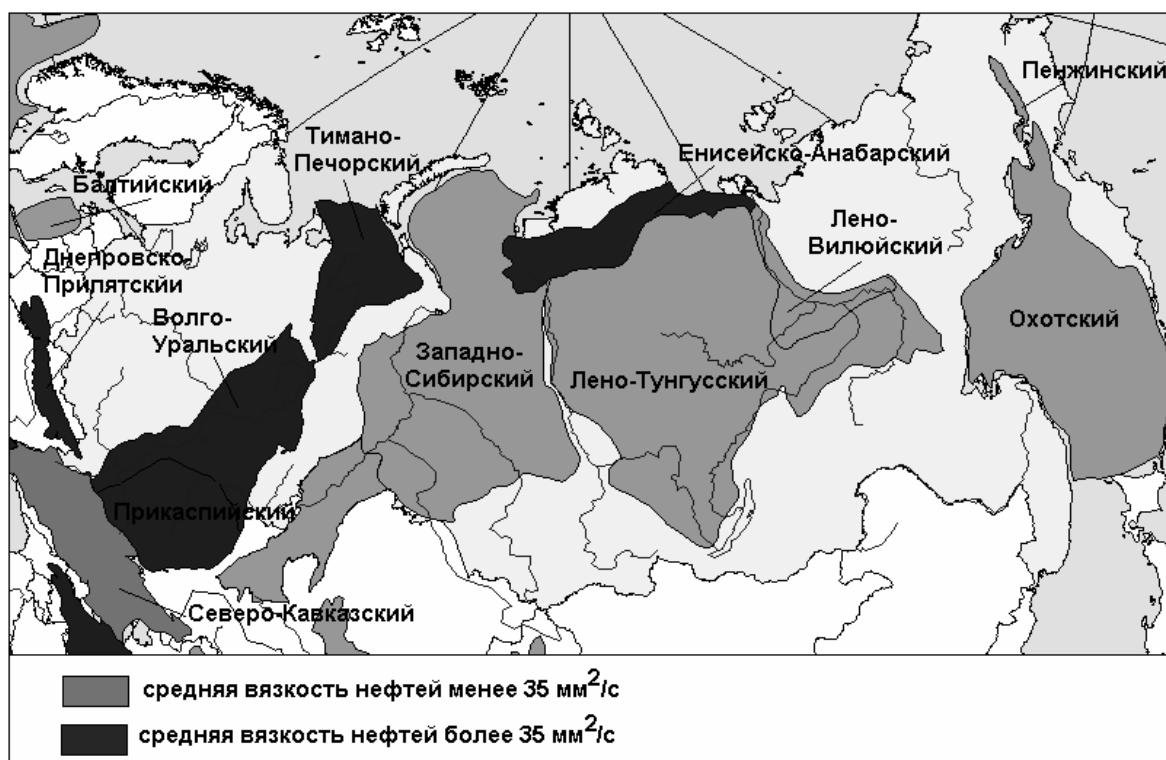


Рис. 1. Распределение нефтегазовых бассейнов по высоковязким нефтям

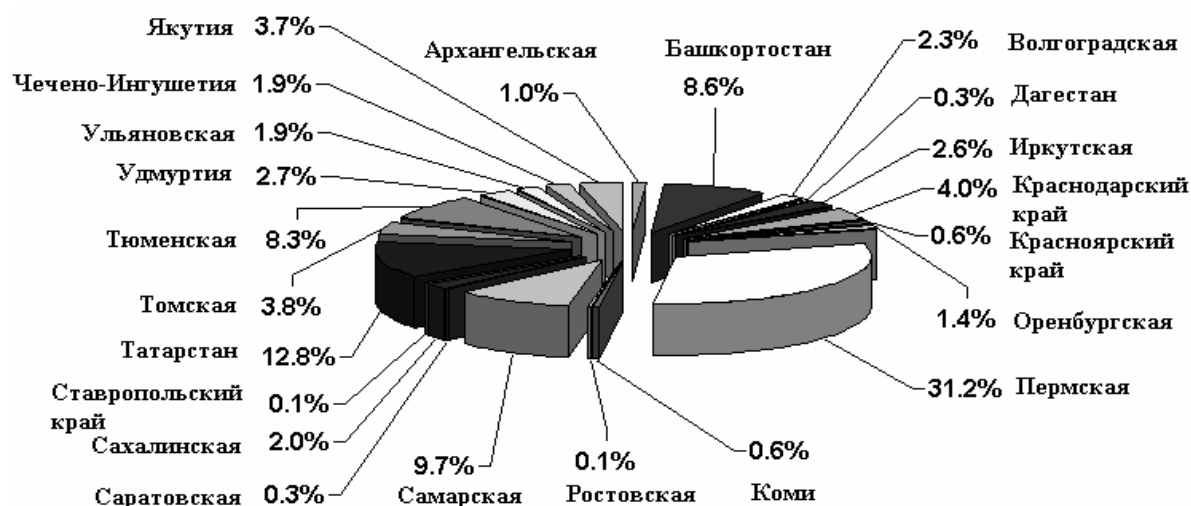


Рис. 2. Распределение высоковязких нефтей по регионам России

Оренбургская, Сахалинская, Томская и Ульяновская области, Краснодарский край, республики Удмуртия, Чечено-Ингушетия и Якутия. В общем, на территориях перечисленных районов находится около 28 % от ВВН России. До 1 % вязких нефтей находится во многих районах России – это Архангельская, Ростовская и Саратовская области, Красноярский и Ставропольский края, республика Коми и Дагестан.

Таблица 1. Распределение высоковязких нефтей России по бассейнам и месторождениям

Нефтегазоносный бассейн	Объем выборки из БД	Количество образцов ВВН в бассейне	Количество месторождений с ВВН	Средняя вязкость нефтей бассейна, 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
Лено-Вилюйский	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. 3 приведены графические зависимости вязкости нефтей России от географических долготы и широты. Черными квадратами отмечены на графиках значения вязкости, усредненные в указанном на рис. 3 интервале значений долготы и широты. По данным рис. 3, а, следует, что наиболее вязкие нефти находятся в интервале значений долготы от 54 до 60°, что соответствует расположению Волго-Уральского, Прикаспийского и Тимано-Печорского бассейнов. Рис. 3, б, показывает, что наиболее вязкие нефти России находятся в широтном интервале от 68 до 72° из Енисейско-Анабарского и Тимано-Печорского бассейнов.

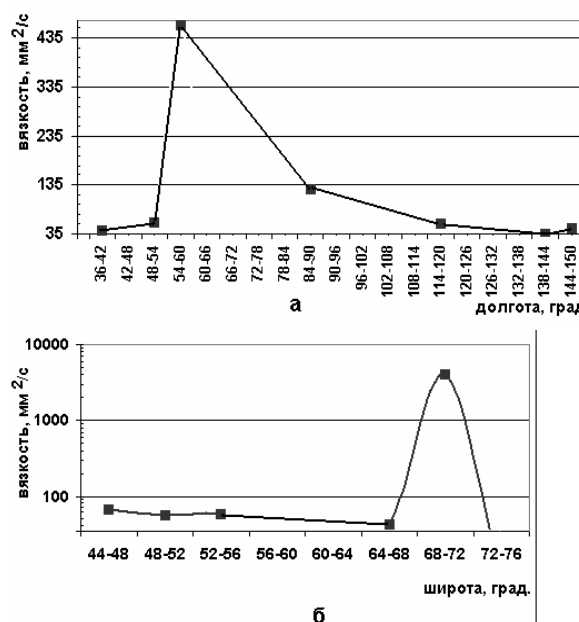


Рис. 3. Меридиональная (а) и широтная (б) зависимости вязкости нефти России

Подробная информация из базы данных о физико-химических, геохимических свойствах высоковязких нефтей России и пластовых условиях их залегания представлена в табл. 2.

Из табл. 2 по данным из БД [4–9] следует, что высоковязкие нефти России в среднем являются тяжелыми, сернистыми, малопарафинистыми, высокосмолистыми, асфальтовыми и с низким содержанием фракции н.к. – 200 °С.

Зависимость вязкости нефти от глубины залегания

Рассмотрим подробно зависимость вязкости нефти от глубины залегания. На рис. 4 представлено распределение информации из БД о высоковязких нефтях основных нефтегазоносных территорий России. Для российских высоковязких нефтей глубина залегания ограничивается 4000 м и больше все-

го нефтей (более 68 %) залегает на глубине от 1000 до 2000 м. Абсолютное большинство высоковязких нефтей России (более 82 %) находится на глубинах до 2000 м и около 18 % – в интервале глубин от 2000 до 4000 м (рис. 4). Таким образом, наблюдается тенденция уменьшения в среднем количества вязких нефтей с ростом глубины залегания (рис. 4).

Таблица 2. Свойства высоковязких нефтей России и их условий залегания

Показатели	Объем выборки	Среднее значение	Интервал изменений	Доверительный интервал
Плотность, г/см ³	770	0,91	0,8...1,0	0,002
Содержание серы, мас. %	669	2,29	0,0...5,4	0,09
Содержание парафинов, мас. %	615	3,58	0,0...21,8	0,19
Содержание смол, мас. %	531	17,26	1,4...60,0	0,57
Содержание асфальтенов, мас. %	564	4,56	0,00...23,4	0,24
Фракция н.к. – 200 °С, мас. %	155	13,87	1,2...24,2	0,73
Фракция н.к. – 300 °С, мас. %	135	30,37	14,0...49,0	1,09
Фракция н.к. – 350 °С, мас. %	121	38,27	17,1...58,3	0,94
Содержание вольфрама, мас. %	40	0,03	0,0...0,12	0,01
Содержание никеля, мас. %	31	0,01	0,0...0,05	0,003
Отношение пристана к фитану	40	0,99	0,6...4,35	0,19
Температура пласта, °С	312	36,82	7,0...109,0	2,06
Давление пласта, МПа	299	16,83	1,3...221,2	1,33

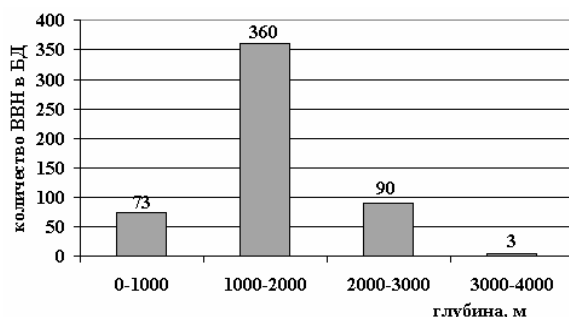


Рис. 4. Распределение высоковязких нефтей в БД России по глубине залегания

На рис. 5 приведена графическая зависимость изменения средней вязкости высоковязких нефтей от глубины залегания. Черными квадратами отмечены на графике значения вязкости, усредненные в указанном интервале значений глубины залегания.

Наиболее вязкие нефти на территории России находятся в среднем на глубине от 1000 до 2000 м (рис. 5). И далее, на рис. 5 наблюдается тенденция уменьшения в среднем вязкости нефтей с ростом глубины залегания. Средняя вязкость российских ВВН с ростом глубины уменьшается примерно в 9 раз – от около 430 мм²/с на интервале глубины до

2000 м до вязкости на глубине 3000...4000 м равной около 50 мм²/с.

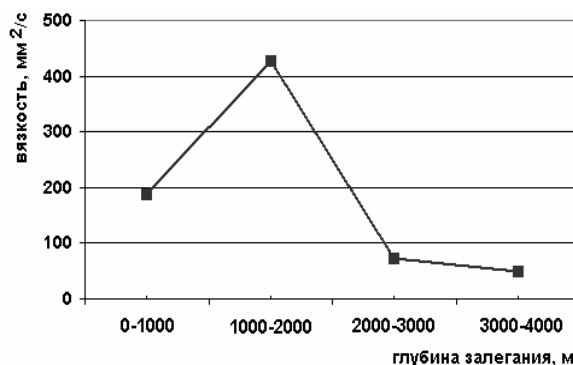


Рис. 5. Зависимость вязкости высоковязких нефтей России от глубины залегания

Зависимость вязкости нефти от возраста нефтемещающих пород

Анализ изменений вязкости нефтей от геологического возраста нефтематеринских пород основывался на исследовании около 750 образцов из БД российских ВВН с известным возрастом. Распределение фактического материала по эрам (кайнозойская, мезозойская, палеозойская и протерозойская) и стратиграфическим подразделениям приведено на рис. 6. Массив данных палеозойских ВВН России (рис. 6, а) является наиболее представительным – 556 образцов, что составляет более 74 % от общего количества российских ВВН. Примерно равное количество вязких нефтей залегает в отложениях кайнозоя и мезозоя (около 9 и 12 % соответственно), в протерозойских отложениях наименьшее количество ВВН – более 5 %.

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. 6, б). На рис. 6, б, наиболее представительными по количеству данных российских ВВН являются массивы данных каменноугольной (нижней и средней) стратиграфической системы, для которой объем информации равен 59,2 % от общего количества высоковязких нефтей России. В БД миоценовых, нижнемеловых и верхнедевонских высоковязких российских нефтей практически равное количество – 7,08, 7,21, и 6,81 % соответственно.

Рассмотрим изменения вязкости высоковязких нефтей России в зависимости от геологического возраста. Полученные результаты анализа представлены на рис. 7, из которых можно сделать следующие выводы: в мезозое в среднем наблюдается самое высокое значение вязкости высоковязких нефтей, в кайнозое и палеозое практически равные значения средней вязкости – 132 и 127 мм²/с соответ-

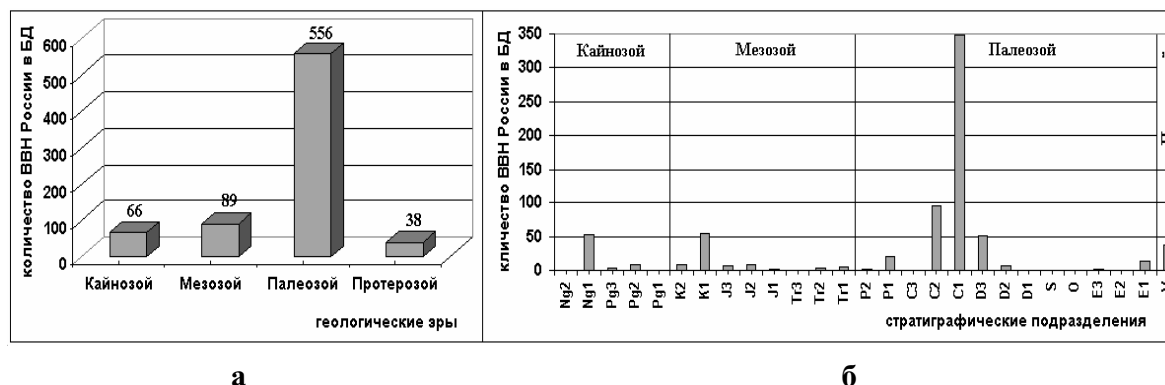


Рис. 6. Распределение высоковязких нефтей России из БД по геологическим эрам (а) и стратиграфическим подразделениям (б)

ственно. В протерозойских отложениях – нефти в среднем наименее вязкие (около 64 мм²/с). Ход этих зависимостей на рис. 7 представлен графиками значений вязкости, усредненных в указанном возрастном интервале геологической эры (рис. 7, а) и стратиграфического подразделения (рис. 7, б).

Как видно из рис. 7, б, 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 [22–24].

Таким образом, максимальное значение вязкости для российских ВВН наблюдается в мезозойских отложениях, в палеозое и кайнозое значение вязкости ВВН практически равны, а в протерозое значение вязкости самое минимальное, а ход кривой изменения вязкости нефтей в зависимости от возраста по стратиграфическим интервалам характеризуется следующим: максимальные значения вязкости нефтей наблюдаются в периоды перехода от одной геологической эры к другой.

Зависимость вязкости нефти от уровня теплового потока

Тепловой поток – один из главных энергетических источников геологических процессов на Земле. Температурные условия в земной коре являются движущей силой, которая приводит в действие механизм образования углеводородов из рассеянного органического вещества и влияет на последующую трансформацию их в залежах в течении геологической истории конкретных нефтегазоносных регионов [25, 26]. Указанные обстоятельства определяют интерес к исследованиям теплового режима нефтегазоносных областей. Изучением тепловых потоков занимались многие ученые, в частности, В.Т. Балобаев, Н.Л. Добрецов, А.Д. Дучков, А.Г. Кирдяшкин, А.Р. Курчиков, С.В. Лысак, Я.Б. Смирнов, А.А. Смыслов и др. [25–31].

Для изучения взаимосвязи свойств нефтей с уровнем теплового потока проведено сопоставление карты геотермического районирования с картой нефтегазоносности России (рис. 8). Насколько можно судить по литературным данным, например [27–31], наиболее полная информация о тепловом потоке в настоящее время имеется для территории

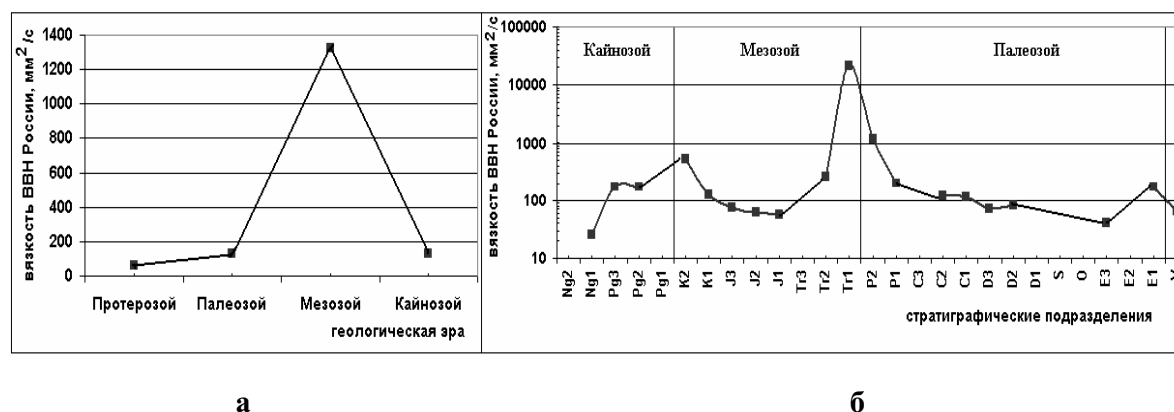


Рис. 7. Изменение вязкости ВВН России в зависимости от возраста пород по геологическим эрам (а) и стратиграфическим подразделениям (б)

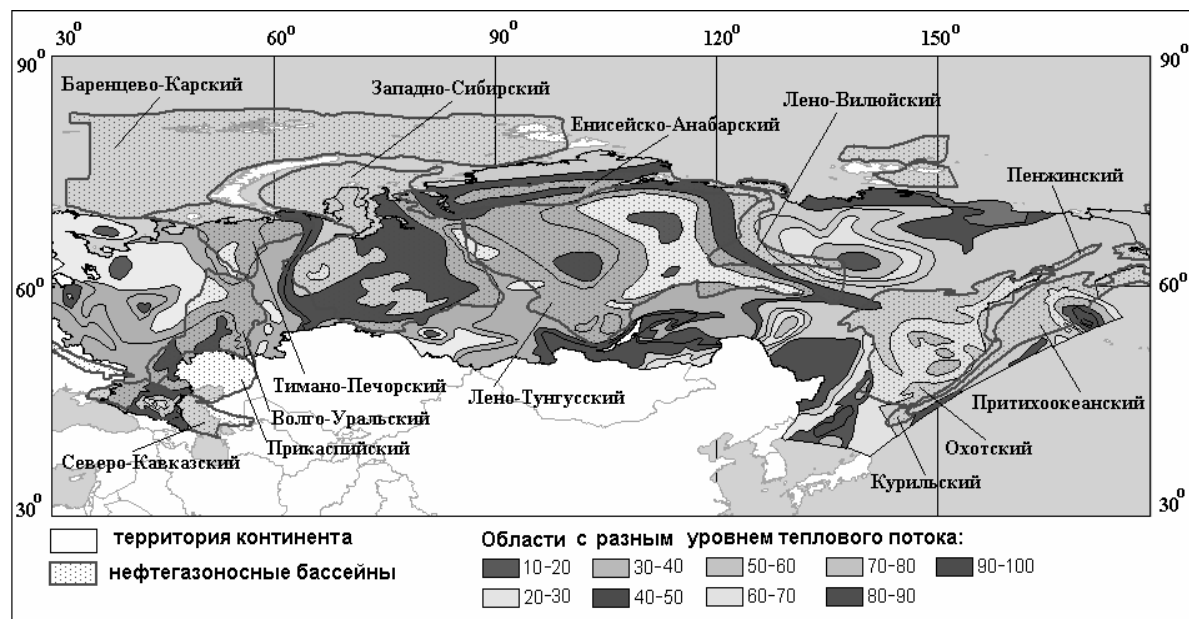


Рис. 8. Районирование нефтегазоносных территорий России по уровню теплового потока, мВт/м²

России. Более того, в БД из 15000 образцов нефти половина также относится к территории России. В связи с этим дальнейший анализ распределения нефтей в зависимости от уровня теплового потока проведем для территории России, где тепловой поток изучен достаточно полно и представлен на рис. 8.

Как видно из рис. 8, территории таких нефтегазоносных бассейнов России, как Северо-Кавказский, Западно-Сибирский, Лено-Вилуйский, Пенжинский и особенно Охотский, обладают повышенным уровнем теплового потока. Так, значения теплового потока в Охотском бассейне меняются от 50 до 90 мВт/м², Пенжинском – от 50 до 70 мВт/м², Лено-Вилуйском – от 30 до 90 мВт/м², Северо-Кавказском – от 30 до 80 мВт/м², Западно-Сибирском – от 30 до 70 мВт/м². Лено-Тунгусский бассейн обладает в среднем самым низким уровнем теплового потока – от 10 до 60 мВт/м².

Рассмотрим изменение вязкости российских нефтей в зависимости от уровня теплового потока (табл. 3). Порядок рассмотрения нефтегазоносных бассейнов в табл. 3 установлен в соответствии с изменением уровня теплового потока – от высокого уровня в Охотском и Пенжинском бассейнах до наименьшего в Лено-Тунгусском бассейне.

На рис. 9, где представлено изменение вязкости нефтей в зависимости от уровня теплового потока, проявляется явная тенденция уменьшения вязкости нефтей с увеличением уровня теплового потока. Так, Тимано-Печорский НГБ расположен на территории в среднем с самым низким уровнем теплового потока (30 мВт/м²), а вязкость нефтей этого бассейна является самой высокой на территории России. С самым высоким уровнем теплового потока являются Пенжинский (60 мВт/м²), Лено-Вилуйский (60 мВт/м²) и Охотский (70 мВт/м²) бассейны, из которых в двух бассейнах (Лено-Вилуй-

ском и Пенжинском) отсутствуют высоковязкие нефти, а в Охотском – их минимальное число.

Таблица 3. Изменение вязкости нефтей России в зависимости от уровня теплового потока

Статистические характеристики	Вязкость при 20 °С, мм²/с	Интервал изменений уровня теплового потока, мВт/м² (среднее значение)	Нефтегазоносный бассейн
Среднее значение	25,73	50...90 (70)	Охотский
Доверительный интервал	6,02		
Объем выборки	301		
Среднее значение	2,33	50...70 (60)	Пенжинский
Доверительный интервал	–		
Объем выборки	7		
Среднее значение	11,42	30...90 (60)	Лено-Вилуйский
Доверительный интервал	2,00		
Объем выборки	155		
Среднее значение	29,21	30...80 (55)	Северо-Кавказский
Доверительный интервал	6,78		
Объем выборки	1518		
Среднее значение	23,11	30...70 (50)	Западно-Сибирский
Доверительный интервал	5,66		
Объем выборки	2645		
Среднее значение	84,49	30...60 (45)	Енисейско-Анабарский
Доверительный интервал	24,84		
Объем выборки	65		
Среднее значение	47,13	20...50 (35)	Волго-Уральский
Доверительный интервал	3,82		
Объем выборки	2661		
Среднее значение	1221,46	20...40 (30)	Тимано-Печорский
Доверительный интервал	808,18		
Объем выборки	342		
Среднее значение	23,39	10...60 (30)	Лено-Тунгусский
Доверительный интервал	5,58		
Объем выборки	688		

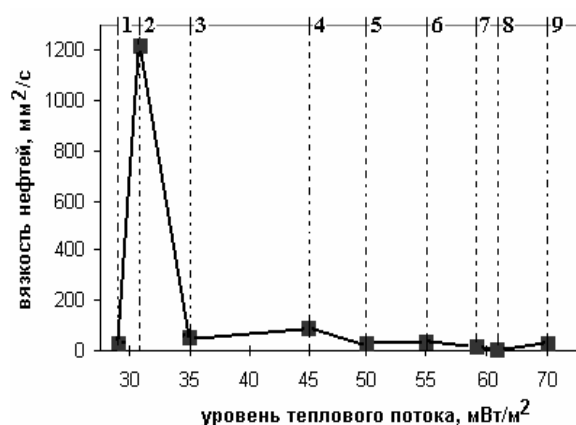


Рис. 9. Изменение вязкости нефтей в зависимости от уровня теплового потока для бассейнов: 1) Лено-Тунгусский, 2) Тимано-Печорский, 3) Волго-Уральский, 4) Енисейско-Анабарский, 5) Западно-Сибирский, 6) Северо-Кавказский, 7) Лено-Вилуйский, 8) Пенжинский, 9) Охотский

Некоторые результаты исследования влияния теплового потока на изменение физико-химических свойств нефтей изложены в нашей работе [28] на примере Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна. Полученные данные изменения вязкости нефтей в зависимости от уровня теплового потока в табл. 4 и на рис. 9 подтверждают ранее установленную зависимость изменения физико-химических свойств нефтей на примере месторождений Западно-Сибирского НГБ в нашей работе [28]. В частности, на примере нефтей Западной Сибири было установлено, что чем выше уровень теплового потока нефтегазоносной территории, тем нефти этой территории являются менее вязкими; в табл. 4 представлены статистические данные изменения вязкости нефтей для каждой зоны теплового потока на территории Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна.

Таблица 4. Изменение вязкости нефтей Западной Сибири в зависимости от уровня теплового потока

Статистические характеристики	Уровень теплового потока, мВт/м²		
	более 60	от 50 до 60	менее 50
Среднее значение вязкости, мм²/с	7,74	15,62	18,56
Доверительный интервал	2,31	4,08	5,78
Количество месторождений	26	116	30

Заключение

Анализ пространственных закономерностей высоковязких российских нефтей показал следующее. Почти во всех нефтегазоносных бассейнах России, кроме Балтийского, Лено-Вилуйского и Пенжинского, залегают высоковязкие нефти (вяз-

кость более 35 мм²/с), самые вязкие нефти расположены в Прикаспийском и Тимано-Печорском бассейнах. Наибольшее количество ВВН находится Пермской области (31 %) и Татарстане (13 %). Проведен анализ меридиональной и широтной зависимостей вязкости нефтей. Установлены тенденции увеличения усредненных величин вязкости на территории России в направлении от востока к западу и от юга к северу, оказавшиеся наибольшими в высоких широтах (в интервале от 68 до 72°), а по долготе — в интервале от 54 до 60°, что географически соответствует европейской территории России и граничным территориям между Европой и Азией.

Проведен анализ физико-химических свойств российских высоковязких нефтей. Показано, что ВВН в среднем являются тяжелыми, сернистыми, высокосмолистыми, асфальтовыми нефтями с низким содержанием фракции н.к. 200 °С.

Из анализа закономерностей изменения вязкости высоковязких нефтей в зависимости от глубины залегания следует, что абсолютное большинство ВВН (более 82 %) находится на глубинах до 2000 м и вязкость в среднем уменьшаются с увеличением глубины залегания примерно в 9 раз — от около 430 мм²/с на интервале глубины до 2000 м до вязкости равной 50 мм²/с на глубине 3000...4000 м.

Выявлены закономерности изменения вязкости ВВН в зависимости от геологического возраста. Показано, что более 74 % высоковязких российских нефтей располагаются в палеозойских отложениях. Установлено, что наблюдается в среднем для ВВН России максимальное значение вязкости в мезозойских нефтемещающих породах, в палеозойских и кайнозойских — в среднем почти равные значения вязкости, самое минимальное значение вязкости вязких нефтей — в протерозойских отложениях.

Используя геотермическое и нефтегазоносное районирование территории, показано на примере нефтей России и отдельно нефтей Западной Сибири, что вязкость нефтей уменьшается с увеличением уровня теплового потока.

Таким образом, с помощью статистического и пространственного анализа проведен комплексный анализ закономерностей распределения высоковязких нефтей по местоположению, геологическому возрасту и уровню теплового потока. Выявленные закономерности пространственных, временных и геотермических изменений высоковязких нефтей могут быть использованы с целью повышения и уточнения геологических и нефтехимических прогнозов нефтеносности территорий и при решении других задач нефтяной геологии.

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

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

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. Артеминко А., Кашавцев В. Вязкое дело // Нефть России. — 2003. — № 11. — С. 30–33.
3. Назьев В. Остаточные, но не второстепенные // Нефтегазовая вертикаль. — 2000. — № 3. — С. 21–22.
4. Ан В.В., Козин Е.С., Полищук Ю.М., Ященко И.Г. Геоинформационная система для исследования закономерностей пространственного распределения ресурсов нефти и газа // Проблемы окружающей среды и природных ресурсов. — 2000. — № 11. — С. 15–24.
5. Ан В.В., Козин Е.С., Полищук Ю.М., Ященко И.Г. База данных по химии нефти и перспективы ее применения в геохимических исследованиях // Геология нефти и газа. — 2000. — № 2. — С. 49–51.
6. Полищук Ю.М., Ященко 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 «Программы для ЭВМ. Базы данных. Топологии интегральных микросхем». — 2001. — № 3 — С. 340–341.
7. Полищук Ю.М., Ященко 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.
8. Полищук Ю.М., Ященко И.Г. Геостатистический анализ распределения нефтей по их физико-химическим свойствам // Геоинформатика. — 2004. — № 2. — С. 18–28.
9. Полищук Ю.М., Ященко И.Г. Физико-химические свойства нефтей: статистический анализ пространственных и временных изменений. — Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал «Гео», 2004. — 109 с.
10. Поконова Ю.В. Нефть и нефтепродукты. — СПб.: АНО НПО «Мир и Семья», 2003. — 904 с.
11. Нефти СССР. Справочник. Т. 1. Нефти северных районов Европейской части СССР и Урала. — М.: Химия, 1971. — 504 с.
12. Нефти СССР. Справочник. Т. 2. Нефти Среднего и Нижнего Поволжья. — М.: Химия, 1972. — 392 с.
13. Нефти СССР. Справочник. Т. 3. Нефти Кавказа и западных районов Европейской части СССР. — М.: Химия, 1972. — 616 с.
14. Нефти СССР. Справочник. Т. 4. Нефти Средней Азии, Казахстана, Сибири и о. Сахалин. — М.: Химия, 1974. — 792 с.
15. Нефти СССР. Справочник. Дополнительный том. — М.: Химия, 1975. — 87 с.
16. Справочник по нефтяным и газовым месторождениям зарубежных стран. Кн. 1. Европа. Северная и Центральная Америка. — М.: Недра, 1976. — 676 с.
17. 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.
18. Нефти и газы месторождений зарубежных стран. Справочник. — М.: Недра, 1977. — 327 с.
19. Кадастр зарубежных стран, обладающих природными ресурсами нефти и газа. — Т. 1. — Л.: Недра, 1983. — 335 с.
20. Кадастр зарубежных стран, обладающих природными ресурсами нефти и газа. — Т. 2. — Л.: Недра, 1983. — 319 с.
21. International Petroleum Encyclopedia. Printed in U.S.A., (Ed. J.C. Mc Caslin). — Tulsa, Texas: Penn Well Publishing Co., 1989. — 394 p.
22. Полищук Ю.М., Ященко И.Г. Закономерности изменчивости содержания смол и асфальтенов в нефтях Евразии // Геология и геофизика. — 2003. — Т. 44. — № 7. — С. 695–701.
23. Полищук Ю.М., Ященко И.Г. Циклический характер изменений химических свойств нефтей в зависимости от возраста пород // Геология нефти и газа. — 2003. — № 6. — С. 53–57.
24. Ященко И.Г. Цикличность изменений в нефтях содержания серы и парафинов в зависимости от возраста нефтемещающих пород // Известия Томского политехнического университета. — 2004. — Т. 307. — № 3. — С. 54–59.
25. Добрецов Н.Л., Кирдяшкин А.Г., Кирдяшкин А.А. Глубинная геодинамика. — Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал «ГЕО», 2001. — 409 с.
26. Макаренко Ф.А., Сергиенко С.И. Глубинный тепловой поток в локальных нефтегазоносных структурах континентов // Известия АН СССР. Серия геологическая. — 1974. — № 1. — С. 70–76.
27. Дучков А.Д., Соколов Л.С., Балобаев В.Т., Девяткин В.Н., Кононов В.И., Лысак С.В. Тепловой поток и геотемпературное поле Сибири // Геология и геофизика. — 1997. — Т. 38. — № 11. — С. 1716–1729.
28. Дучков А.Д., Лысак С.В., Балобаев В.Т. и др. Тепловое поле недр Сибири. — Новосибирск: Наука, 1987. — 190 с.
29. Курчиков А.Р., Ставицкий Б.П. Геотермия нефтегазоносных областей Западной Сибири. — М.: Недра, 1987. — 134 с.
30. Подгорных Л.В., Хуторской М.Д. Карта планетарного теплового потока масштаба 1:30000000 (объяснительная записка). — М.-СПб.: Изд-во ВНИИ Океангеологии, 1997. — 33 с.
31. Смыслов А.А., Моисеенко У.И., Чадович Т.З. Тепловой режим и радиоактивность Земли. — Л.: Недра, 1979. — 191 с.
32. Ященко И.Г., Полищук Ю.М., Рихванов Л.П. Анализ взаимосвязи физико-химических свойств нефтей с уровнем теплового потока // Геология нефти и газа. — 2003. — № 3. — С. 17–24.