

УДК 550.361:553.982

ВЗАИМОСВЯЗЬ СВОЙСТВ ВЯЗКИХ НЕФТЕЙ И УРОВНЯ ТЕПЛОвого ПОТОКА НА ТЕРРИТОРИЯХ ВОЛГО-УРАЛЬСКОГО, ЗАПАДНО-СИБИРСКОГО И ТИМАНО-ПЕЧОРСКОГО БАССЕЙНОВ

И.Г. Яценко

Институт химии нефти СО РАН, г. Томск

E-mail: sric@ipc.tsc.ru

Исследованы изменения основных свойств вязких нефтей Волго-Уральского, Западно-Сибирского и Тимано-Печорского нефтегазоносных бассейнов в зависимости от уровня теплового потока. Проведен анализ пространственного распределения теплового потока по уровню на территории бассейнов. Установлена зависимость между уровнем теплового потока и вязкостью нефтей. Показано, что с увеличением уровня теплового потока вязкость нефтей уменьшается. Изучены взаимосвязи между различным содержанием серы, парафина, смол и асфальтенов в нефтях и уровнем теплового потока. Показано, что с повышением уровня теплового потока в вязких нефтях уменьшается содержание серы, смол и асфальтенов и увеличивается содержание парафинов.

Введение

Вследствие существенного истощения залежей нефтей малой и средней вязкости в мире остро встает проблема повышения объемов добычи нефти путем вовлечения в разработку запасов трудноизвлекаемых нефтей, в том числе и вязких нефтей, запасы которых специалистами оцениваются более 800 млрд т [1]. В России значительные запасы вязких нефтей (ВН) сосредоточены в более чем 400 месторождениях, которые в основном находятся на территории трех основных нефтегазоносных бассейнов (НГБ) – Волго-Уральском, Западно-Сибирском и Тимано-Печорском. Запасы ВН в этих НГБ составляют более 90 % от общероссийских запасов вязких нефтей (табл. 1).

Таблица 1. Распределение основных запасов ВН на территории Волго-Уральского, Западно-Сибирского и Тимано-Печорского бассейнов [1, 2]

Регион	Запасы ВН, млрд. т	Доля от суммарных запасов ВН России, %
Западно-Сибирский бассейн		
Тюменская область	2,329	37,3
Волго-Уральский бассейн		
Республика Татарстан	1,163	18,7
Республика Удмуртия	0,285	4,6
Самарская область	0,284	4,6
Пермская область	0,237	3,8
Республика Башкортостан	0,151	2,4
Тимано-Печорский бассейн		
Республика Коми	0,897	14,4
Архангельская область	0,498	8,0
Всего:	5,845	93,7

В задачах повышения эффективности разведки и добычи вязких нефтей важное значение имеют знания о закономерностях размещения таких нефтей и изменениях их физико-химических свойств в зависимости от уровня теплового потока (УТП), характеризующего энергетические ресурсы теплового потока как одного из важнейших факторов нефтегазообразования. Поэтому изучение закономерностей размещения вязких нефтей в зависимости от уровня теплового потока представляет значительный интерес для разведки нефтяных залежей. Некоторые ре-

зультаты изучения пространственных изменений физико-химических свойств вязких нефтей изложены в ряде наших работ [3–5]. Отдельные результаты изучения изменений физико-химических свойств в зависимости от уровня теплового потока опубликованы в наших работах [6–9].

Основной целью настоящей работы является проведение сравнительного анализа изменений физико-химических свойств вязких нефтей Волго-Уральского (ВУНГБ), Западно-Сибирского (ЗСНГБ) и Тимано-Печорского (ТПНГБ) бассейнов в зависимости от уровня теплового потока. Основу проведения исследований закономерностей пространственных и временных изменений свойств ВН составила созданная в Институте химии нефти СО РАН глобальная база данных (БД) по физико-химическим свойствам нефти, включающая описания более 17300 образцов нефти [10, 11].

Общая характеристика данных и методы их анализа

Как известно из литературных источников [12–14], к вязким нефтям принято относить образцы нефтей с вязкостью 30 мПа·с или 35 мм²/с и выше. Здесь и далее рассматривается вязкость при 20 °С. Приведенные значения вязкости нефти соответствуют пределу, за которым начинаются осложнения при добыче, транспортировке и переработке нефти и рост ее себестоимости. Кратко охарактеризуем тепловой поток на территориях указанных бассейнов (рис. 1).

На большей части территории Тимано-Печорского НГБ (север, восток и юг бассейна) тепловой поток изменяется в пределах 30...40 мВт/м², а в его западной части наблюдается низкий уровень теплового потока в пределах 20...30 мВт/м². Как видно на рис. 1, в пределах Волго-Уральского бассейна УТП изменяется в более широких пределах – от 20 мВт/м² в его северной части до 50 мВт/м² на юге бассейна. Большая часть бассейна имеет УТП в пределах 30...40 мВт/м².

Тепловой поток на территории Западно-Сибирского бассейна в среднем заметно отличается более высоким уровнем теплового потока по сравнению с рассмотренными выше бассейнами [15]. Области

Таблица 2. Изменение вязкости нефтей в зависимости от уровня теплового потока

Зоны УТП	Волго-Уральский бассейн			Западно-Сибирский бассейн			Тимано-Печорский бассейн		
	Объем вы-борки	Среднее знач. вязкости неф-тей, мм ² /с	Доверит. интервал	Объем вы-борки	Среднее знач. вязкости неф-тей, мм ² /с	Доверит. интервал	Объем вы-борки	Среднее знач. вязкости неф-тей, мм ² /с	Доверит. интервал
1	–	–	–	100	11,20	6,08	–	–	–
2	–	–	–	530	14,71	1,84	–	–	–
3	109	85,30	4,43	217	50,14	19,27	–	–	–
4	803	101,14	2,29	–	–	–	158	1099,43	113,08
5	2	154,60	–	–	–	–	3	10590,10	1035,40

наиболее высокого уровня теплового потока (более 60 мВт/м²) наблюдаются в Нюрольской и Ханты-Мансийской мегавпадинах, в Усть-Тымской впадине и в Березовской моноклинали. Высокие значения УТП (более 50 мВт/м²) зафиксированы в западной части полуострова Ямал и вдоль Колтогорско-Уренгойского мегапрогиба. Более низкий уровень теплового потока (30...40 мВт/м²) отмечается на юге ЗСНГБ (рис. 1), к западу область низкого теплового потока расширяется, захватывая весь юго-запад Западно-Сибирской плиты и сопредельные с ней районы Северного Казахстана и Южного Урала [15].

Для удобства представления и интерпретации результатов исследований были выделены следующие зоны с разным УТП:

1. очень высоким (более 60 мВт/м²),
2. высоким (от 50 до 60 мВт/м²),
3. средним (от 40 до 50 мВт/м²),
4. низким (от 30 до 40 мВт/м²),
5. очень низким (от 20 до 30 мВт/м²).

Анализ закономерностей пространственного размещения вязких нефтей в зависимости от уровня теплового потока

Для проведения анализа использован массив данных из БД (1061 образец вязких нефтей), из которых 114 западно-сибирских, более 900 волго-уральских и 38 тимано-печорских образцов. Рассмотрим распределение ВН в зависимости от уровня теплового потока на всей территории бассейнов. Как видно из рис. 2, в 1-й и 2-й зонах с очень высоким и высоким УТП меньше всего находится ВН (50 образцов нефтей), в 3-й зоне со средним УТП (40...50 мВт/м²) количество ВН увеличилось до 170 образцов, а в 4-й и 5-й зонах с самым низким УТП таких нефтей уже более 800. Таким образом, количество ВН в зонах с низким и очень низким УТП увеличилось более чем в 16 раз по сравнению с их количеством в зонах с высоким и очень высоким УТП (рис. 2).

Рассмотрим далее распределение месторождений с вязкими нефтями на территориях Волго-Уральского, Западно-Сибирского и Тимано-Печорского бассейнов. Общее число месторождений на территории трех бассейнов составляет 390, которые распределяются по бассейнам следующим образом: в ВУНГБ выделено 339 месторождений с ВН, в ЗСНГБ – 34 месторождений, а в ТПНГБ выявлено 17 таких

месторождений. Можно показать, что с уменьшением УТП увеличивается и количество месторождений с вязкими нефтями. Так, на территории ЗСНГБ в 1-й зоне всего 2 месторождения – Толумское и Южно-Толумское имеют вязкие нефти, из них самыми вязкими являются нефти Южно-Толумского месторождения (Ханты-Мансийский автономный округ). Во 2-й зоне таких месторождений насчитывается уже 19 и самыми вязкими для этой зоны являются нефти Герасимовского месторождения (Томская обл.). В 3-й зоне месторождений с вязкими нефтями также достаточно много – 13, в этой зоне самыми вязкими являются нефти Русского месторождения (Ямало-Ненецкий автономный округ).

На территории ВУНГБ аналогичная ситуация: в 3-й зоне всего выявлено 48 месторождений с ВН и самые вязкие нефти находятся в Максимовском (Самарская обл.) и Красноярском (Оренбургская обл.) месторождениях, а в 4-й зоне таких месторождений уже 291, в этой зоне самыми вязкими являются нефти Аксубаево-Мокшинского месторождения (Татарстан). В ТПНГБ самыми вязкими являются нефти Ярегского месторождения (Коми), которое находится в 5-й зоне. Обобщая полученные данные, можно сказать, что в 1-й и 2-й зонах с высоким и очень высоким УТП всего установлено 21 месторождений с ВН, что составляет более 5 % от общего количества месторождений с вязкими нефтями, в 3-й зоне со средним уровнем теплового потока таких месторождений 61, что составляет около 17 % от их общего количества, а в зонах с низким и очень низким УТП (4-я и 5-я зоны) – 308 месторождений, т. е. около 80 % от общего количества месторождений с вязкими нефтями.

Таблица 3. Изменение вязкости ВН в зависимости от уровня теплового потока

Зоны УТП	Объем выборки	Среднее значение вязкости ВН, мм ² /с	Доверит. интервал
1	2	37,65	0,10
2	49	69,97	9,78
3	173	108,30	20,62
4	837	302,27	21,46
5	3	10633,53	1026,91

В табл. 2 представлены данные об изменении вязкости нефтей в каждом бассейне, распределенные по соответствующим зонам с разным уровнем теплового потока. Как видно из табл. 2, средние значения вязкости на территории ВУНГБ, ЗСНГБ

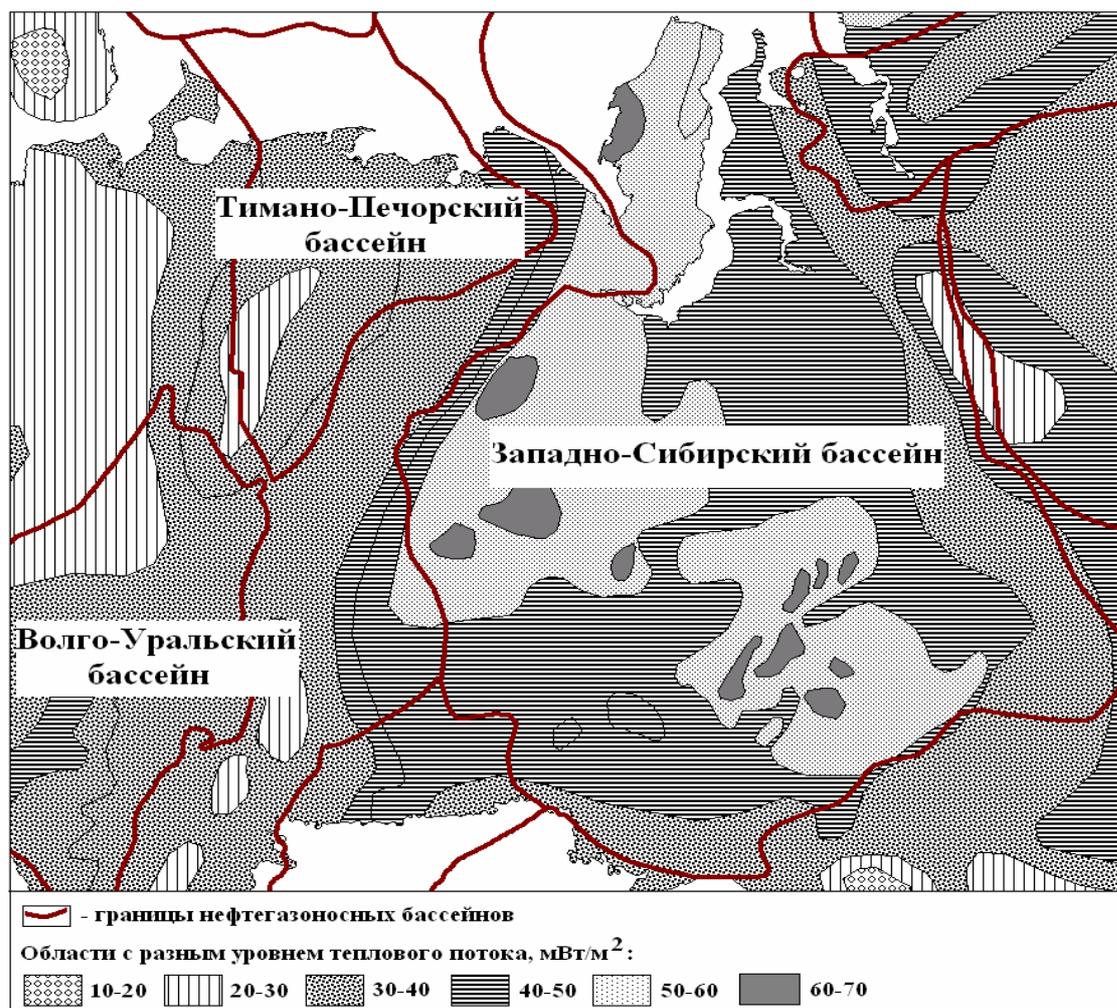


Рис. 1. Геоzonирование территорий Волго-Уральского, Западно-Сибирского и Тимано-Печорского бассейнов по уровню теплового потока

и ТПНГБ увеличиваются с уменьшением уровня теплового потока. Доверительный интервал определялся для вероятности 95 %.

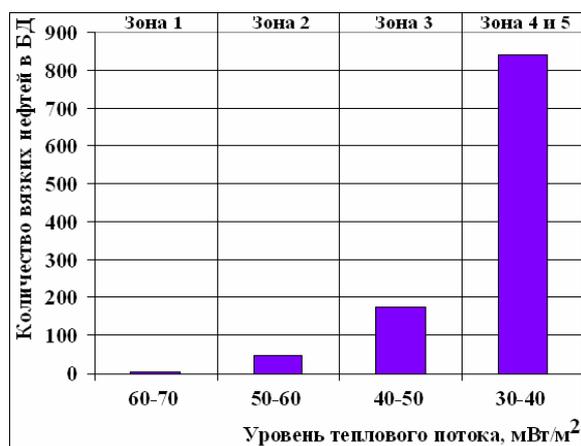


Рис. 2. Изменение количества ВН в зависимости от УТП

В табл. 3 представлено общее изменения вязкости вязких нефтей в соответствующих зонах с различным УТП. Как видно из табл. 3, вязкость ВН

резко увеличивается с уменьшением уровня теплового потока — от значения 37, 7 мм²/с в 1-й зоне до 10 тыс. мм²/с в 5-й зоне.

Анализ взаимосвязи химического состава вязких нефтей и уровня теплового потока на территории нефтегазоносных бассейнов

Проведены исследования изменения химического состава вязких нефтей рассматриваемых бассейнов в зависимости от уровня теплового потока. Так, на основе анализа ВН исследована взаимосвязь изменений их химического состава от уровня теплового потока. Установлено, что с увеличением уровня теплового потока содержание серы, смол и асфальтенов в вязких нефтях трех бассейнов уменьшается, а содержание парафинов, наоборот, увеличивается. А именно, на территории ЗСНГБ с увеличением УТП содержания серы и смол в вязких нефтях уменьшаются более чем в 4 раза, асфальтенов — в 5 раз, а содержание парафинов увеличивается почти в 2 раза. Подобная взаимосвязь изменения содержания серы, смол, асфальтенов и парафинов от уровня УТП выявлена и для волго-уральских ВН, а именно, содер-

жание серы уменьшается на 3 %, смол — на 4 %, асфальтенов — на 5 %, а содержание парафинов увеличивается почти на 8 % с увеличением УТП. Для тимано-печорских ВН также характерны установленные закономерности — с увеличением УТП содержание серы уменьшается на 23 %, смол — в 2 раза, асфальтенов — на 5 %, а содержание парафинов увеличивается почти в 2 раза.

Таблица 4. Изменение содержания серы, смол, асфальтенов и парафинов в вязких нефтях в зависимости от уровня теплового потока, мас. %

Зоны УТП	Сера		Смолы		Асфальтены		Парафины	
	Среднее значение	Доверит. интервал						
1	0,30	—	3,30	—	0,40	—	6,70	—
2	1,11	0,13	9,21	1,21	2,79	0,52	5,03	0,76
3	2,22	0,18	14,91	1,75	3,79	0,64	3,92	0,41
4	1,53	0,08	12,86	0,73	5,39	0,36	1,34	0,15
5	1,90	—	17,00	—	16,00	—	5,50	—

В табл. 4 приведены данные общего изменения содержания серы, парафинов, смол и асфальтенов в зависимости от уровня теплового потока в зонах с различным УТП. Как видно из табл. 4, среднее содержание серы от значения 0,3 % в 1-й зоне с очень высоким УТП увеличивается до 1,9 % в 5-й зоне с очень низким УТП, т. е. более чем в 6 раз, среднее содержание смол увеличивается от 1-й зоны к 5-й зоне более чем в 5 раз, аналогично среднее содержание асфальтенов увеличивается в 40 раз, а содержание парафинов уменьшается почти в 9 раз. Доверительный ин-

тервал определялся для вероятности 95 %, для зоны 1 и 5 доверительный интервал не определялся из-за малого объема выборки вязких нефтей в этих зонах.

Заключение

На основе проведенного анализа установлено, что в пределах основных нефтедобывающих бассейнов России — Волго-Уральского, Западно-Сибирского и Тимано-Печорского — количество месторождений вязких нефтей на этой территории увеличивается с уменьшением уровня теплового потока. На примере месторождений рассматриваемых бассейнов установлена достоверная взаимосвязь между вязкостью нефтей и уровнем теплового потока. Так, в зонах с высоким уровнем теплового потока нефти оказываются менее вязкими и с уменьшением уровня теплового потока средние значения вязкости вязких нефтей увеличиваются.

Установлены зависимости изменения содержания показателей химического состава вязких нефтей в зависимости от уровня теплового потока — с увеличением уровня теплового потока содержание серы, смол и асфальтенов уменьшается, а содержание парафинов, наоборот, увеличивается. Данные зависимости могут свидетельствовать о том, что процессы нефтегазообразования обеспечиваются не только традиционными факторами катагенеза, но и энергетическими ресурсами теплового потока Земли.

Выявленные закономерности могут быть использованы для оценки качественных показателей нефтей во вновь открываемых месторождениях на основе данных об уровне теплового потока.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- Максутов Р.А., Орлов Г.И., Осипов А.В. Освоение запасов высоковязких нефтей в России // Технологии ТЭК. — 2005. — № 6. — С. 36–40.
- Максутов Р.А., Орлов Г.И., Осипов А.В. Техничко-технологические комплексы для разработки залежей высоковязких нефтей и природных битумов // Нефтяное хозяйство. — 2007. — № 2. — С. 34–37.
- Полищук Ю.М., Яценко И.Г. Высоковязкие нефти: аналитический обзор закономерностей пространственных и временных изменений их свойств // Нефтегазовое дело. — 2006. — Т. 4. — № 1. — С. 27–34.
- Полищук Ю.М., Яценко И.Г. Статистический анализ вязкостных свойств нефти Евразии // Интервал. — 2003. — № 4. — С. 9–12.
- Полищук Ю.М., Яценко И.Г. Закономерности регионального размещения и изменения свойств высоковязких нефтей Западной Сибири в зависимости от их возраста и глубины залегания // Технологии ТЭК. — 2006. — № 1. — С. 10–13.
- Яценко 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.
- Яценко И.Г. Анализ пространственных, временных и геотермических изменений высоковязких нефтей России // Известия Томского политехнического университета. — 2006. — Т. 309. — № 1. — С. 32–39.
- Полищук Ю.М., Яценко И.Г. Изучение связи свойств нефтей с геотермическими характеристиками нефтеносных территорий // Вестник Северо-Восточного научного центра ДВО РАН. — 2005. — № 3. — С. 26–34.
- Полищук Ю.М., Яценко И.Г. Анализ взаимосвязи химического состава и плотности нефтей с геотермическими характеристиками нефтеносных территорий // Известия Томского политехнического университета. — 2006. — Т. 309. — № 6. — С. 37–42.
- 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.
- 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.
- Антониади Д.Г., Валуйский А.А., Гарушев А.Р. Состояние добычи нефти методами повышения нефтеизвлечения в общем объеме мировой добычи // Нефтяное хозяйство. — 1999. — № 1. — С. 16–23.
- Гаврилов В.П. Концепция продления «нефтяной эры» России // Геология нефти и газа. — 2005. — № 1. — С. 53–59.
- Запывалов Н.П. Геолого-технологические особенности освоения трудноизвлекаемых запасов // Нефтяное хозяйство. — 2005. — № 6. — С. 57–59.
- Смыслов А.А., Суриков С.Н., Вайнблат А.Б. Геотермическая карта России. Масштаб 1:10 000 000 (объяснительная записка). — М.-СПб.: Изд-во Госкомвуз, СПбГИ, Роскомнедра, ВСЕГЕИ, 1996. — 92 с.

Поступила 02.11.2006 г.