

**АНАЛИЗ ВЗАИМОСВЯЗИ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИХ СВОЙСТВ
ТЯЖЕЛЫХ НЕФТЕЙ И УРОВНЯ ТЕПЛОвого ПОТОКА
НА ТЕРРИТОРИЯХ ВОЛГО-УРАЛЬСКОГО, ЗАПАДНО-СИБИРСКОГО
И ТИМАНО-ПЕЧОРСКОГО БАССЕЙНОВ**

Яценко И.Г., Полищук Ю.М.

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

Исследованы изменения физико-химических свойств тяжелых нефтей на территории Волго-Уральского, Западно-Сибирского и Тимано-Печорского нефтегазоносных бассейнов в зависимости от уровня теплового потока. Показано, что с ростом уровня теплового потока плотность и вязкость тяжелых нефтей уменьшаются. Изучены взаимосвязи между содержанием серы, парафина, смол и асфальтенов в тяжелых нефтях и уровнем теплового потока. Показано, что с повышением уровня теплового потока в нефтях уменьшается содержание серы, смол и асфальтенов и увеличивается содержание парафинов.

Введение

Вследствие существенного истощения залежей легких и маловязких нефтей в мире остро встает проблема повышения объемов добычи нефти путем вовлечения в разработку запасов трудноизвлекаемых нефтей, в том числе и тяжелых нефтей [1]. В России значительные запасы тяжких нефтей (ТН) сосредоточены в более чем 650 месторождениях, 86 % которых находится на территориях трех российских нефтегазоносных бассейнов (НГБ) - Волго-Уральском, Западно-Сибирском и Тимано-Печорском.

В задачах повышения эффективности разведки и добычи тяжелых нефтей важное значение имеют знания о закономерных взаимосвязях их физико-химических свойств с уровнем теплового потока (УТП) в осадочных толщах. Как известно, тепловой поток является одним из важнейших факторов нефтегазообразования, так как прогрев осадочных пород обуславливает катагенетическую эволюцию и генерацию углеводородов. Поэтому установление взаимосвязи между изменениями физико-химических свойств ТН и уровня теплового потока осадочных пород представляет значительный интерес. Некоторые результаты изучения изменений физико-химических свойств тяжелых нефтей изложены в ряде наших работ, например, [3–5]. Отдельные результаты

изучения изменений физико-химических свойств в зависимости от уровня теплового потока опубликованы в наших работах [6–8].

Основной целью настоящей работы является проведение сравнительного анализа изменений физико-химических свойств тяжелых нефтей Волго-Уральского (ВУНГБ), Западно-Сибирского (ЗСНГБ) и Тимано-Печорского (ТПНГБ) бассейнов в зависимости от уровня теплового потока на этих территориях. Основу проведения исследований составила созданная в Институте химии нефти СО РАН глобальная база данных (БД) по физико-химическим свойствам нефти, включающая описания более 17600 образцов нефти [9, 10].

2. Общая характеристика данных

Как известно из литературных источников [11 – 13], к тяжелым нефтям принято относить образцы нефтей с плотностью $0,88 \text{ г/см}^3$ и выше. Приведенные значения плотности 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 $30 - 40 \text{ мВт/м}^2$, а в его западной части наблюдается низкий уровень теплового потока в пределах $20 - 30 \text{ мВт/м}^2$. Как видно на рис. 1, в пределах Волго-Уральского бассейна уровень теплового потока изменяется в более широких пределах – от 20 мВт/м^2 в его северной части до 50 мВт/м^2 на юге бассейна. В среднем для основной части территории бассейна характерен УТП в пределах $30 - 40 \text{ мВт/м}^2$.

Тепловой поток на территории Западно-Сибирского бассейна в среднем заметно отличается более высоким уровнем теплового потока по сравнению с рассмотренными выше бассейнами [14]. Наиболее высокий уровень теплового потока (более 60 мВт/м^2) наблюдается в Нюрольской и Ханты-Мансийской мегавайдинах, в Усть-Тымской впадине и в Березовской моноклинали. Высокие значения УТП (более 50 мВт/м^2) зафиксированы в западной части полуострова Ямал и вдоль Колтогорско-Уренгойского мегапрогиба. Более низкий уровень

теплого 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.

Для удобства представления и интерпретации результатов исследований будем выделять следующие зоны с разным УТП:

- 1-ая зона – с очень высоким (более 60 мВт/м²),
- 2-ая зона – с высоким (от 50 до 60 мВт/м²),
- 3-ья зона – со средним (от 40 до 50 мВт/м²),
- 4-ая зона – с низким (от 30 до 40 мВт/м²),
- 5-ая зона – с очень низким (от 20 до 30 мВт/м²).

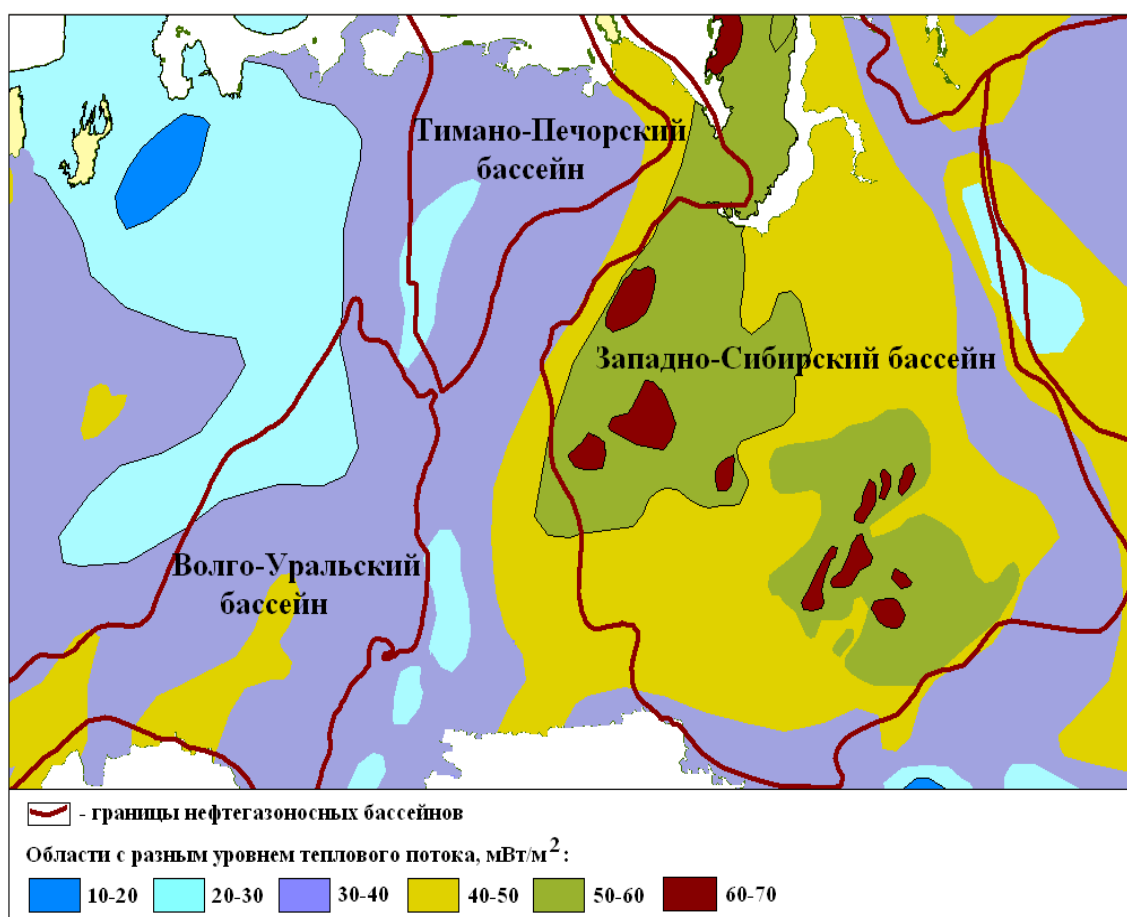


Рисунок 1. Геозонирование территорий Волго-Уральского, Западно-Сибирского и Тимано-Печорского бассейнов по уровню теплового потока

3. Анализ пространственного распределения тяжелых нефтей в зависимости от уровня теплового потока

На рис. 2 приведено распределение нефтей на территориях Волго-Уральского, Западно-Сибирского и Тимано-Печорского НГБ по значению плотности в зонах с разным УТП путем анализа около 5300 образцов по классификации [9]. На этом рисунке в каждой из зон штриховкой обозначены тяжелые (плотность более $0,88 \text{ г/см}^3$) нефти.

Как видно из рис. 2, в разных зонах распределение нефтей по плотности неодинаково. Например, в 1^{-ой} зоне с очень высоким УТП количество ТН минимально и составляет всего 4,5 % от общего количества нефтей в данной зоне, а количество очень легких (плотность до $0,80 \text{ г/см}^3$) и легких (плотность от $0,80$ до $0,84 \text{ г/см}^3$) нефтей является максимальным и составляет больше половины (56 %) от общего их количества в зоне. И далее количество тяжелых нефтей от зоны к зоне увеличивается, так во 2^{-ой} зоне их 10,7 %, в 3^{-ей} – почти 23 %. В 4^{-ой} и 5^{-ой} зонах тяжелые нефти составляет большинство и их доля равна более 52 % от общего количества нефтей, а доля очень легких и легких нефтей в этих двух зонах составляет всего 16 %. Или, как видно из рис. 2, количество тяжелых нефтей в 1^{-й} зоне с очень высоким УТП, равное 13 образцам, увеличилось до 1258 образцов в зонах с низким и самым низким УТП. Таким образом, количество ТН в 4^{-ой} и 5^{-ой} зонах увеличилось более чем в 96 раз - по сравнению с их количеством в 1^{-ой} зоне. Следовательно, можно заключить, что с понижением уровня теплового потока увеличивается количество ТН, а количество легких нефтей уменьшается.

Рассмотрим далее распределение месторождений с тяжелыми нефтями на территориях Волго-Уральского, Западно-Сибирского и Тимано-Печорского бассейнов. Общее число месторождений на территории трех бассейнов составляет 566, которые распределяются по зонам с разным УТП следующим образом: в 1^{-ой} зоне с очень высоким УТП, которая располагается только на территории Западно-Сибирского НГБ, выделено всего 9 месторождений с ТН. Наиболее тяжелыми в этой зоне являются нефти Северного (Томская область) и Айторского (Тюменская область) месторождений. Во 2^{-ой} зоне с высоким УТП, которая (аналогично 1^{-ой} зоне) располагается только в Западной Сибири, количество таких месторождений увеличилось и составило 50 месторождений. Самыми тяжелыми в этой зоне

являются нефти Мегионского и Ван-Еганского (Ханты-Мансийский авт. округ) месторождений. В 3-ей зоне, располагающейся на территории ВУНГБ и ЗСНГБ, выявлено 96 таких месторождений. Самыми тяжелыми здесь являются нефти Карпенского (Саратовская область), Бавлинского (Татарстан) и Айяунского (Тюменская область). А в 4-ой и 5-ой зонах с низким и очень низким уровнем теплового потока (территории ВУНГБ и ТПНГБ) количество месторождений с ТН увеличилось уже до 345 месторождений. Самыми тяжелыми нефтями в этих зонах являются нефти Усинского и Ярегского месторождений (Коми) и Беркет-Ключевского (Татарстан). Обобщая выше изложенное, отметим, что в зонах с высоким и очень высоким УТП установлено всего 59 месторождений с ТН, что составляет около 12 % от общего количества месторождений с тяжелыми нефтями, в 3-ей зоне со средним уровнем теплового потока доля таких месторождений составляет чуть более 19 % от их общего количества, а в зонах с низким и очень низким УТП (4-ая и 5-ая зоны) — 69 % от общего количества месторождений с тяжелыми нефтями.

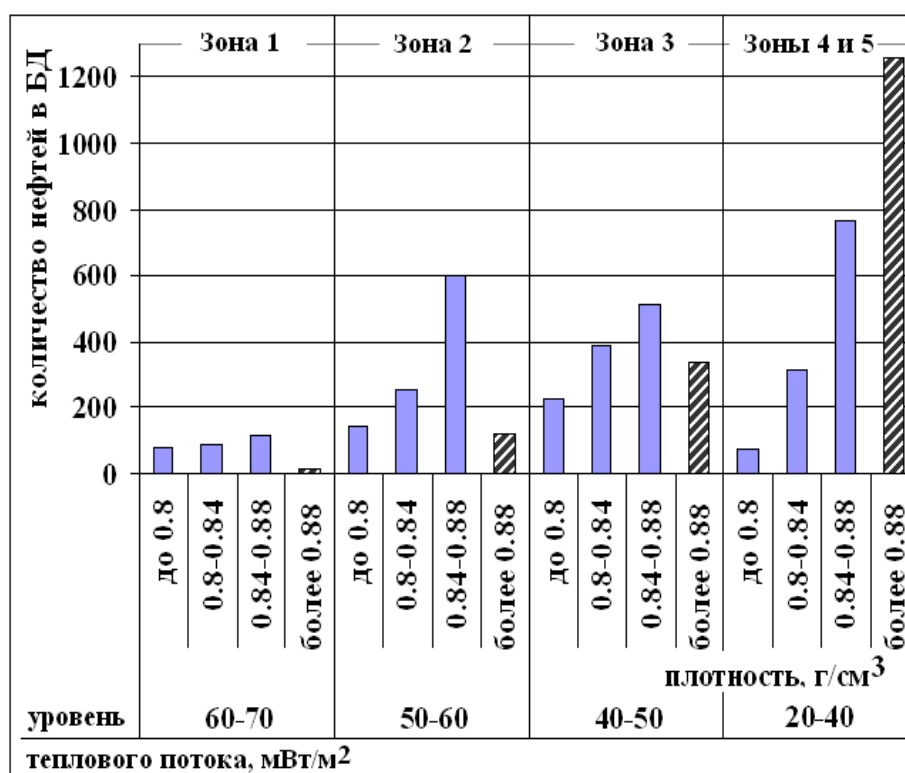


Рисунок 2. Распределение нефтей по плотности в зонах с различным УТП

4. Анализ взаимосвязи физико-химических характеристик тяжелых нефтей и уровня теплового потока на территории нефтегазоносных бассейнов

Рассмотрим изменение плотности тяжелых нефтей на рассматриваемых территориях с различным тепловым потоком по уровню.

На рис. 3 представлен график изменения плотности тяжелых нефтей в зависимости от уровня теплового потока. На оси абсцисс показаны интервалы изменения УТП в пяти указанных выше зонах. Как видно из рис. 3, плотность ТН увеличивается с уменьшением уровня теплового потока при переходе от 1-ой зоны к 5-ой в среднем от значения $0,90 \text{ г/см}^3$ в 1-ой зоне до $0,94 \text{ г/см}^3$ в 5-й зоне, т.е. приблизительно на 4 %. На рис. 3 приведено уравнение линейной аппроксимации, характеризующее тенденцию изменения плотности тяжелых нефтей с изменением уровня теплового потока (достоверность аппроксимации 0,67). Доверительные интервалы для средних значений плотности на рис. 3 рассчитаны для вероятности 95 %.

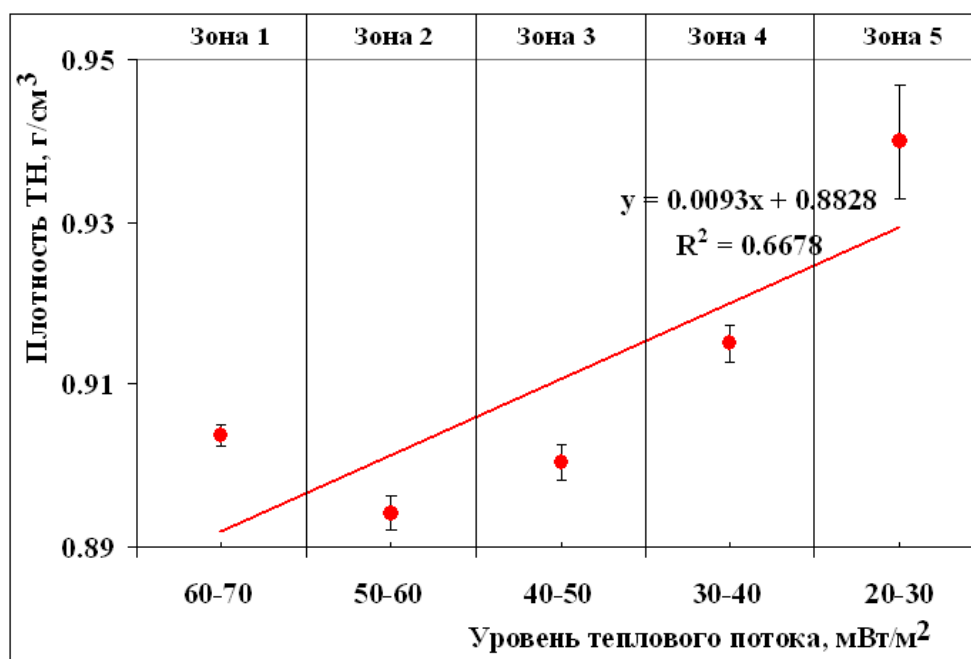


Рисунок 3. Изменение плотности ТН в зависимости от УТП

Проведены исследования изменения вязкости при 20 °С тяжелых нефтей рассматриваемых бассейнов в зависимости от уровня теплового потока. Установлено, аналогично увеличению плотности ТН с уменьшением УТП (рис. 3) вязкость тяжелых нефтей также уменьшается с увеличением уровня теплового потока, причем это уменьшение значительно - практически более чем в 500 раз при переходе от 1-ой к 5-ой зоне, что видно из рис. 4, где ось ординат дана в логарифмическом масштабе. На рис. 4 точки и отрезки вертикальных линий показывают соответственно средние значения и доверительные интервалы (рассчитанные для вероятности 95 %) вязкости ТН. На рис. 4 приведено уравнение экспоненциальной аппроксимации зависимости вязкости тяжелых нефтей от уровня теплового потока (с достоверностью аппроксимации 0,81).

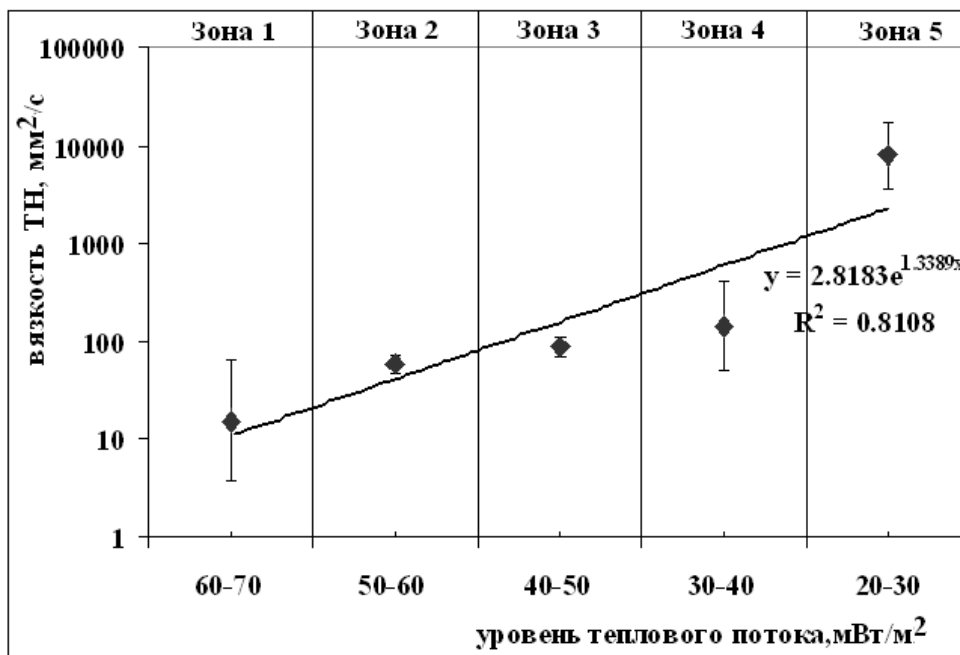


Рисунок 4. Изменение вязкости тяжелых нефтей в зависимости от уровня

Проведены исследования взаимосвязи показателей химического состава тяжелых нефтей и уровня теплового потока. Изменение содержания серы, парафинов, смол и асфальтенов в ТН в зависимости от уровня теплового потока в зонах с различным УТП показано на рис. 5. Установлено, что с увеличением уровня теплового потока содержание серы, смол и асфальтенов в тяжелых нефтях на рассматриваемой территории уменьшается, а содержание парафинов, наоборот,

увеличивается. Среднее содержание серы увеличивается от значения 0,75 % в 1-й зоне с очень высоким УТП до 1,38 % в 5-й зоне с очень низким УТП, т.е. примерно в 2 раза. Среднее содержание смол увеличивается от 1-й к 5-й зоне также примерно в 2 раза. Аналогично среднее содержание асфальтенов увеличивается в 4 раза, а содержание парафинов уменьшается от 1-й к 5-й зоне почти на 15 %. На рис. 5 отрезки вертикальных линий показывают доверительные интервалы средних значений показателей химического состава ТН, рассчитанные для вероятности 95 %. Тенденции изменения содержания серы, парафинов, смол и асфальтенов отображены линейными трендами на рис. 5 и описываются уравнениями вида:

$$y = ax + b,$$

где a , b – коэффициенты уравнений линейной аппроксимации (табл. 1).

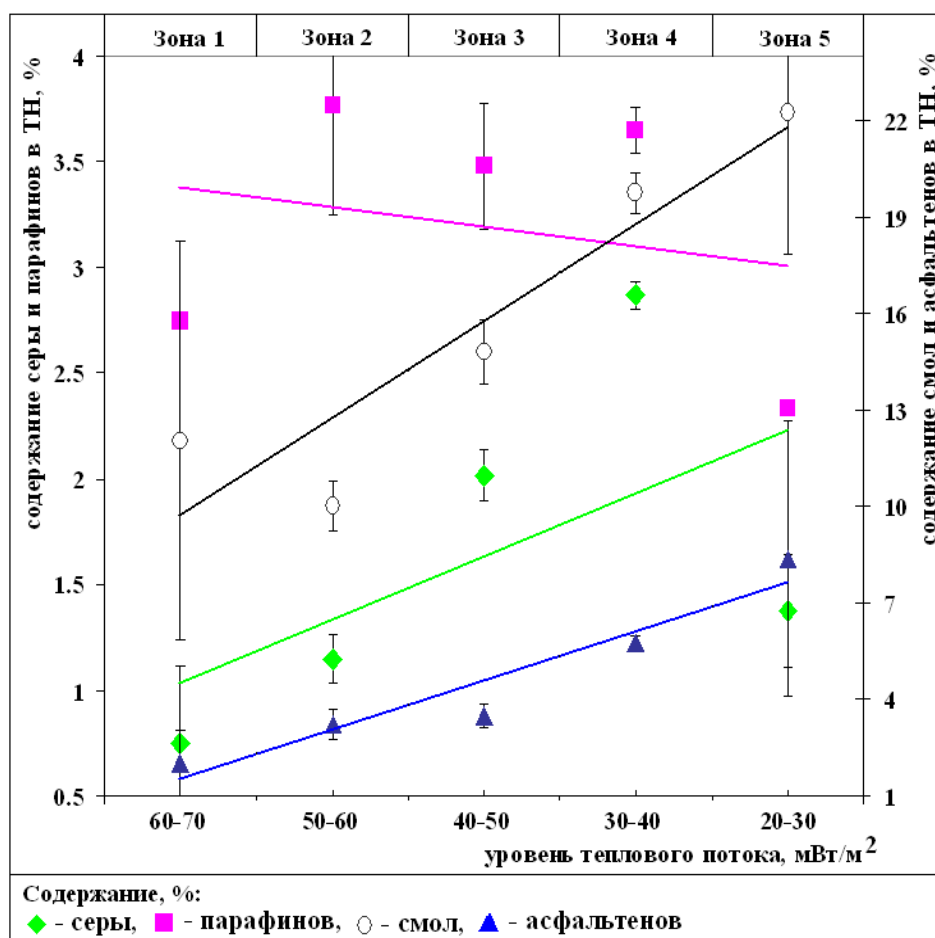


Рисунок 5. Изменение содержания серы, смол, асфальтенов и парафинов в тяжелых нефтях в зависимости от уровня теплового потока

Таблица 1

Коэффициенты уравнения линейного аппроксимации
для изменения показателей химического состава тяжелых нефтей

Показатель	Коэффициенты аппроксимации	
	a	b
Содержание серы	0,30	0,74
Содержание парафинов	-0,09	3,48
Содержание смол	3,01	6,73
Содержание асфальтенов	1,52	-1,01

Заключение

На основе проведенного анализа установлено, что на территории основных нефтедобывающих бассейнов России - Волго-Уральского, Западно-Сибирского и Тимано-Печорского - количество месторождений с тяжелыми нефтями растет с уменьшением уровня теплового потока. Исследование взаимосвязи между плотностью и вязкостью тяжелых нефтей и уровнем теплового потока показало, что в зонах с высоким уровнем теплового потока нефти оказываются менее тяжелыми и менее вязкими, а с уменьшением уровня теплового потока в среднем плотность и вязкость тяжелых нефтей увеличиваются. Установлено, что с увеличением уровня теплового потока содержание серы, смол и асфальтенов в тяжелых нефтях этих территорий уменьшается, а содержание парафинов, наоборот, увеличивается.

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

Литература

1. Максutow Р.А., Орлов Г.И., Осипов А.В. Освоение запасов высоковязких нефтей в России // Технологии ТЭК. - № 6. - 2005. – С. 36–40.
2. Максutow Р.А., Орлов Г.И., Осипов А.В. Техничко-технологические комплексы для разработки залежей высоковязких нефтей и природных битумов // Нефтяное хозяйство. - № 2. - 2007. – С. 34–37.
3. 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.
4. Полищук Ю.М., Яценко И.Г. Статистический анализ вязкостных свойств нефти Евразии // Интервал. - 2003.- № 4. - С. 9-12.
5. 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.
6. 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.
7. Яценко И.Г. Анализ пространственных, временных и геотермических изменений высоковязких нефтей России // Известия ТПУ. - 2006. - Т. 309. - № 1. - С. 32 – 39.
8. Полищук Ю.М., Яценко И.Г. Изучение связи свойств нефтей с геотермическими характеристиками нефтеносных территорий // Вестник СВНЦ ДВО РАН. - 2005. - № 3. - С. 26 – 34.
9. 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.
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), зарегистрирована в Роспатенте, свидетельство № 2001620067 от 16.05.2001 г.

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

12. Гаврилов В.П. Концепция продления «нефтяной эры» России // Геология нефти и газа. - № 1. - 2005. – С. 53–59.

13. Запывалов Н.П. Геолого-технологические особенности освоения трудноизвлекаемых запасов // Нефтяное хозяйство. - № 6. - 2005. – С. 57–59.

14. Смыслов А.А., Суриков С.Н., Вайнблат А.Б. Геотермическая карта России. Масштаб 1:10 000 000 (объяснительная записка). – М. – СПб.: Изд-во Госкомвуз, СПбГГИ, Роскомнедра, ВСЕГЕИ, 1996. – 92 с.

15. Хуторской М.Д., Подгорных Л.В., Леонов Ю.Г. и др. Термотомография: новый метод изучения геотермического поля // Георесурсы. - № 2. – 2005. – С. 19 – 29.

16. Фомин А.Н., Красавчиков В.О., Истомин А.В. и др. Факторы катагенеза органического вещества в мезозойских отложениях Западно-Сибирского нефтегазоносного мегабассейна // Xinjiang Petroleum Geology. - 2006. - V. 27. - №2. - P. 251-259.

17. Свинцицкий С.Б. Природа зон АВПД в глубокопогруженных отложениях нефтегазоносных бассейнов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. - № 4. – 2007. – С. 58 – 64.

18. Тевелева Е.А., Поляк Б.Г., Хуторской М.Д. Анализ связи плотности кондуктивного теплового потока и изотопного состава гелия в подземных флюидах // Вестник Отделения наук о Земле РАН. – Т. 23. - № 1. – 2005. - http://www.scgis.ru/russian/cp1251/h_dgggms/1-2005/screp-5.pdf