

УДК 550.361:553.982

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

И.Г. Яценко, Ю.М. Полищук

Институт химии нефти СО РАН, г. Томск

E-mail: sric@ipc.tsc.ru

Проведен анализ изменений основных свойств тяжелых нефтей Волго-Уральского, Западно-Сибирского и Тимано-Печорского нефтегазоносных бассейнов в зависимости от уровня теплового потока. Исследована зависимость между уровнем теплового потока и вязкостью нефтей. Показано, что с увеличением уровня теплового потока вязкость тяжелых нефтей уменьшаются. Изучены взаимосвязи химического состава нефтей с изменением уровня теплового потока. Установлено, что на исследуемых территориях с увеличением уровня теплового потока содержание серы, смол и асфальтенов в тяжелых нефтях уменьшается, а содержание парафинов остается практически неизменным. Установлено, что с увеличением уровня теплового потока в среднем возрастает глубина залегания тяжелых нефтей, относительное число их залежей в палеозойских отложениях сокращается, а в мезозойских – возрастает. Показано, что в зонах с высоким уровнем теплового потока тяжелые нефти находятся в пластах с повышенными пластовыми температурой и давлением.

Ключевые слова:

База данных, тяжелые нефти, тепловой поток, химический состав нефтей, физико-химические свойства нефтей, нефтегазоносный бассейн, литология продуктивных пластов, глубина залегания, возраст нефтемещающих пород.

Введение

Согласно [1] мировые запасы тяжелых нефтей по различным оценкам составляют от 250 до 800 млрд т. В настоящее время объем добычи этих нефтей по данным [2] составляет около 12 % и их доля в мировой добыче постоянно возрастает. Поэтому в последние годы во всех нефтедобывающих странах наблюдается повышенный интерес нефтяных компаний к поиску и разработке месторождений тяжелой нефти. Как показывает анализ [2, 3], в России значительные запасы тяжелых нефтей сосредоточены в более чем 650 месторождениях, 86 % которых находятся на территориях трех основных российских нефтегазоносных бассейнов (НГБ) – Волго-Уральском, Западно-Сибирском и Тимано-Печорском.

Основной целью настоящей работы является изложение результатов анализа изменений физико-химических свойств тяжелых нефтей (ТН) в зависимости от уровня теплового потока (УТП), как одного из важнейших факторов нефтегазообразования. Основу проведения исследований составила информация из созданной в Институте химии нефти СО РАН глобальной базы данных (БД) по физико-химическим свойствам нефти, включающей в настоящее время описания более 18200 образцов нефти [4, 5]. Некоторые результаты изучения пространственных изменений физико-химических свойств тяжелых нефтей изложены в ряде наших работ, например, [6–8]. Отдельные результаты изучения изменений физико-химических свойств в зависимости от уровня теплового потока опубликованы в наших работах [9–14].

Для удобства представления и интерпретации результатов анализа на исследуемой территории были выделены зоны с разным уровнем теплового потока, характеристики которых представлены в табл. 1. Карто-схема геоzonирования территории Волго-Уральского, Западно-Сибирского и Тимано-

Печорского нефтегазоносных бассейнов, приведенная в [13], показывает расположение 5 видов зон на исследуемой территории. Как видно из табл. 1, суммарные площади зон с самым высоким и с самым низким УТП (зоны 1 и 5) незначительны, составляя соответственно 2,27 и 3,61 % от общей площади территории трех рассматриваемых НГБ. А самую большую территорию занимают зоны со средним УТП (от 40 до 50 мВт/м²), суммарная доля которых составляет почти половину от всей территории рассматриваемых бассейнов.

Таблица 1. Характеристика зон с различным уровнем теплового потока

Номер зоны	УТП зоны	Диапазон изменения УТП, мВт/м ²	Относительная суммарная площадь зон, %
1	Очень высокий	более 60	2,27
2	Высокий	от 50 до 60	20,08
3	Средний	от 40 до 50	47,64
4	Низкий	от 30 до 40	26,40
5	Очень низкий	от 20 до 30	3,61

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

На рис. 1 в качестве примера приведена гистограмма распределения числа нефтей по указанным зонам с разным УТП в зависимости от плотности нефти. В анализе использована выборка из 5300 образцов нефтей, отобранных на территориях Волго-Уральского, Западно-Сибирского и Тимано-Печорского НГБ. На этом рисунке в каждой зоне штриховкой показано число образцов тяжелой (плотность более 0,88 г/см³) нефти. Во всех рассматриваемых зонах суммарное число тяжелых нефтей составляет 35,8 % от общего объема выборки.

Как видно из рис. 1, относительное количество тяжелых нефтей в различных зонах неодинаково и увеличивается с уменьшением уровня теплового потока.

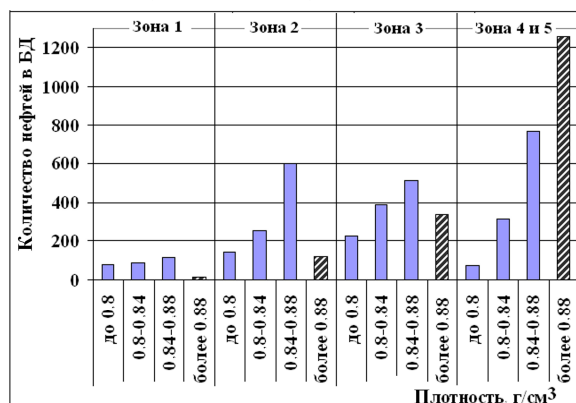


Рис. 1. Распределение числа нефтей по зонам с различным УТП в зависимости от их плотности

Например, в зоне с очень высоким УТП (более 60 мВт/м²) количество ТН не превышает 4,5 % от общего количества нефтей в данной зоне, а количество ТН в 4-й и 5-й зонах составляет более 52 % от их общего количества в этих зонах. Таким образом, количество ТН в 4-й и 5-й зонах увеличилось почти на 2 порядка по сравнению с их количеством в 1-й зоне. Следовательно, можно заключить, что территории с пониженным УТП характеризуются увеличением количества ТН по сравнению с их количеством в зонах с высоким тепловым потоком.

Рассмотрим далее распределение месторождений с тяжелыми нефтями в зависимости от УТП 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-й зоне, которая располагается только на территории Западно-Сибирского НГБ, выделено всего 9 месторождений с ТН, самыми тяжелыми нефтями в этой зоне являются нефти Северного (Томская область) и Айторского (Тюменская область) месторождений. В зоне с высоким УТП, которая аналогично 1-й зоне располагается только в Западной Сибири, количество таких месторождений увеличилось и составило 50 месторождений и самыми тяжелыми нефтями в этой зоне являются нефти Мегионского и Ван-Еганского (Ханты-Мансийский авт. округ) месторождений. В 3-й зоне, располагающейся на территориях уже двух бассейнов, а именно Волго-Уральского и Западно-Сибирского НГБ, выявлено 96 таких месторождений и самыми тяжелыми являются нефти Карпенского (Саратовская область), Бавлинского (Татарская Республика) и Айяунского (Тюменская область). А в зонах с низким и очень низким уровнем теплового потока (территории Волго-Уральского и Тимано-Печорского НГБ) количество месторождений с ТН увеличилось уже до 345 месторождений и самыми тяжелыми нефтями в этих зонах являются нефти Усинского и Ярегского

месторождений (Республика Коми) и Беркет-Ключевского (Татарская Республика).

Таким образом, на основании выше изложенного можно заключить, что в зонах с высоким и очень высоким УТП располагается 59 месторождений с ТН, что составляет около 12 % от общего количества месторождений с тяжелыми нефтями, в 3-й зоне со средним уровнем теплового потока доля таких месторождений составляет уже более 19 % от их общего количества, а в зонах с низким и очень низким УТП (4-я и 5-я зоны) – 69 % от общего количества месторождений с тяжелыми нефтями. Следовательно, относительное число месторождений с ТН увеличивается с уменьшением УТП.

Анализ изменений условий залегания тяжелых нефтей в зависимости от уровня теплового потока

Рассмотрим влияние литологии нефтемещающих пород на взаимосвязь условий залегания тяжелых нефтей и уровня теплового потока. Литологические особенности коллекторов влияют на выбор методов увеличения нефтеотдачи, например, терригенные коллектора обычно осваиваются с применением гидравлического разрыва пласта, а карбонатные – с применением кислотных технологий и потокоотклоняющих методов.

На рис. 2 представлено распределение количества тяжелых нефтей Волго-Уральского, Западно-Сибирского и Тимано-Печорского бассейнов по зонам с различным УТП в зависимости от литологических особенностей строения продуктивных пластов. Заметим, что к карбонатным нами отнесены породы, соответствующие собственно карбонатам, аргиллитам, известнякам, доломитам, глинам и т. п. К терригенным породам, кроме собственно терригенов, относят алевролиты, песчаники и т. п.

Как видно из рис. 2, если в зонах с низким и очень низким УТП относительное количество ТН приблизительно одинаковое в карбонатных и терригенных отложениях, то с ростом УТП число тяжелых нефтей в терригенных породах увеличивается, а в карбонатных – уменьшается. Так, в 1-й зоне с очень высоким УТП на территории Западной Сибири практически все ТН (около 100 %) содержатся в отложениях, представленных терригенными породами, при переходе ко 2-й зоне лишь около 80 % тяжелых нефтей связаны с терригенными коллекторами, а 20 % относятся к карбонатным коллекторам. Далее в 4-й и 5-й зонах 51 % от объема выборки образцов ТН в этих зонах относится к карбонатным породам, а 49 % нефтей – к терригенным.

Рассмотрим влияние уровня теплового потока на давление и температуру в пластах, где находятся тяжелые нефти. На рис. 3 представлены графики зависимости пластовых давления и температуры в пластах от уровня теплового потока. Как видно из рис. 3, с увеличением уровня теплового потока пластовое давление и пластовая температура также увеличиваются, а именно: пластовое давление уве-

личивается приблизительно в 2 раза, а пластовая температура – более чем в 6 раз. Таким образом, четко прослеживается взаимосвязь пластовых давлений и температуры с тепловым потоком недр. Это является подтверждением выводов [21] о том, что образование и поддержание давления и температуры в пластах контролируется геотермическим режимом недр.

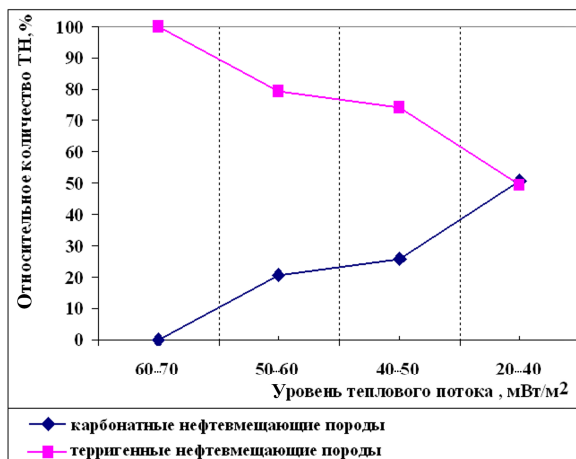


Рис. 2. Распределение тяжелых нефтей в зонах с различным уровнем теплового потока в зависимости от литологии нефтемещающих пород

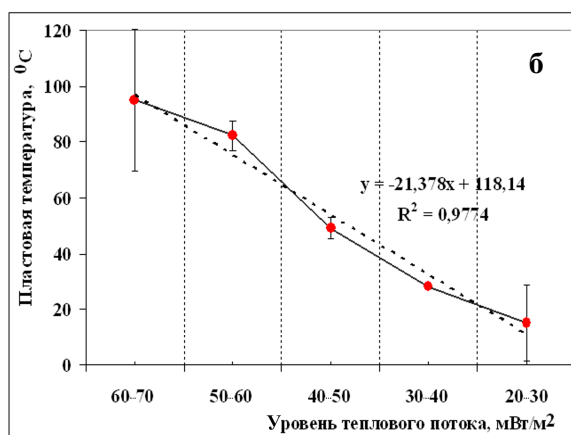
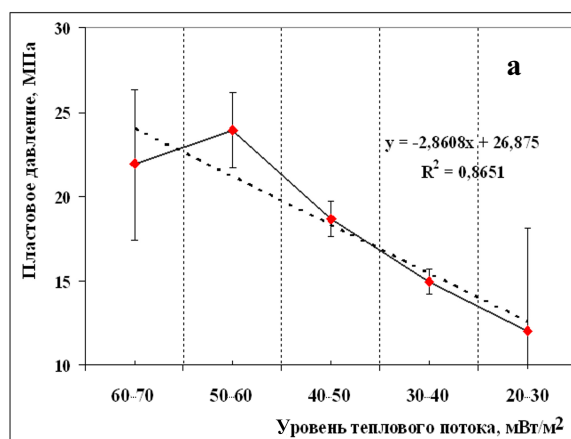


Рис. 3. Изменения пластовых давлений (а) и температуры (б) для тяжелых нефтей в зависимости от УТП

На рис. 4 представлено распределение ТН по зонам с разным уровнем теплового потока в зависимости от глубины их залегания. Как видно из рис. 4, примерно 45,6 % тяжелых нефтей в зоне с очень высоким значением теплового потока (1-я зона) находится на глубине до 2000 м, а оставшаяся часть (54,6 %) – ниже 2000 м, при уменьшении уровня теплового потока изменяется и количество ТН, залегающих до 2000 м и после 2000 м. Так, во 2-й зоне с высоким УТП количество тяжелых нефтей, находящихся до 2000 м, составляет всего 14,9 %, в 3-й зоне – более 56 %, в 4-й зоне – тяжелых нефтей уже 93 %, а в 5-й зоне с самым низким уровнем теплового потока все тяжелые нефти находятся на глубине до 2000 м. Соответственно в зонах с различным УТП изменяется и количество ТН, залегающих на глубинах более 2000 м: 2-я зона – 85,1 %, 3-я зона – 43,9 %, 4-я зона – 7 % и они совсем отсутствуют в 5-й зоне. Полученные статистические закономерности, а именно – глубина залегания ТН уменьшается в зонах с пониженным уровнем теплового потока, адекватны изменению теплового потока с уменьшением глубины.

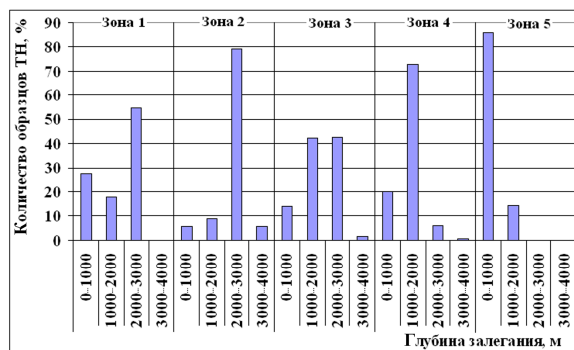


Рис. 4. Изменение количества тяжелых нефтей в зависимости от глубины залегания и УТП

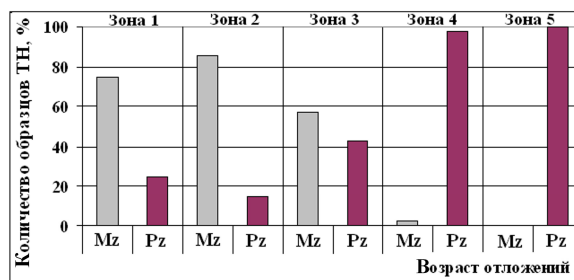


Рис. 5. Изменение количества тяжелых нефтей в зависимости от возраста нефтемещающих пород и уровня теплового потока

Рассмотрим взаимосвязь возраста нефтемещающих пород и уровня теплового потока. Известно [19, 21, 22], что с увеличением возраста отложений уменьшается интенсивность поступления тепла и, соответственно, снижается уровень теплового потока. И, наоборот, отложения, залегающие в более молодых толщах осадочного чехла, характеризуются более интенсивным геотермическим режимом. Поэтому представляет интерес исследовать взаимосвязь количества тяжелых нефтей различного возраста и уровня теплового потока. На рис. 5

представлена эмпирическая зависимость относительного количества ТН в зависимости от возраста нефтемещающих пород и уровня теплового потока, где обозначено: Mz – мезозойские отложения, Pz – палеозойские отложения.

Как видно из рис. 5, относительное количество ТН в разных зонах с различным УТП существенно зависит от возраста нефтемещающих пород и обнаруживается следующая закономерность: с уменьшением УТП относительное число тяжелых нефтей в мезозойских отложениях уменьшается, а в палеозойских – увеличивается. Так, мезозойские тяжелые нефти в 1-й зоне с очень высоким значением уровня теплового потока составляют примерно 3/4 от всех ТН в этой зоне, во 2-й зоне их количество несколько увеличилось до 85 %, а затем наблюдается стабильное уменьшение числа мезозойских ТН в 3-й и 4-й зонах до полного их отсутствия в 5-й зоне с очень низким УТП. И, наоборот, количество ТН в палеозойских отложениях в 1-й зоне составляет приблизительно четверть от их общего количества в этой зоне, а в 5-й зоне с очень низким УТП обнаруживаются только палеозойские ТН. Следовательно, тяжелые нефти мезозойских отложений преобладают в зонах с повышенным УТП, а палеозойские тяжелые нефти – в зонах с низким и очень низким УТП.

Анализ изменения физико-химических характеристик тяжелых нефтей в зависимости от уровня теплового потока

Рассмотрим взаимосвязь изменений плотности и вязкости тяжелых нефтей и уровня теплового потока. В табл. 2 представлены данные о средних значениях плотности и вязкости тяжелых нефтей в зонах с различным УТП и доверительные интервалы, рассчитанные для вероятности 0,95. Как видно из табл. 2, с увеличением уровня теплового потока плотность ТН незначительно уменьшается. Так, при переходе от 5-й к 1-й зоне УТП плотность нефтей снижается не более, чем на 4 %. Вязкость тяжелых нефтей рассматриваемых бассейнов с увеличением уровня теплового потока монотонно уменьшается, причем это уменьшение весьма значительно и составляет более чем 500 раз при переходе от 5-й к 1-й зоне УТП.

Проведем анализ взаимосвязи показателей химического состава тяжелых нефтей и уровня теплового потока. Данные об изменении содержания серы, парафинов, смол и асфальтенов в ТН рассматриваемых бассейнов в зависимости от уровня теплового потока представлены в табл. 3, из которой видно, что содержание серы, смол и асфальтенов в тяжелых нефтях на рассматриваемой территории проявляют тенденцию к уменьшению (в 2...4 раза при переходе от 5-й к 1-й зоне УТП) с увеличением уровня теплового потока. При этом не обнаружено явной закономерности в изменении содержания парафинов при изменении уровня теплового потока.

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

Зоны УТП	Плотность, г/см ³		Вязкость, мм ² /с	
	Среднее значение	Довер. интервал	Среднее значение	Довер. интервал
1	0,904	0,001	15,32	13,76
2	0,894	0,002	59,73	12,53
3	0,900	0,002	89,39	20,44
4	0,915	0,002	143,63	92,65
5	0,940	0,270	7981,23	163,87

Таблица 3. Изменение содержания серы, смол, асфальтенов и парафинов тяжелых нефтей в зависимости от уровня теплового потока

Зоны УТП	Содержание серы, мас. %		Содержание смол, мас. %		Содержание асфальтенов, мас. %		Содержание парафинов, мас. %	
	Среднее значение	Довер. интервал	Среднее значение	Довер. интервал	Среднее значение	Довер. интервал	Среднее значение	Довер. интервал
1	0,75	0,37	12,04	6,20	2,00	1,00	2,75	–
2	1,15	0,11	10,01	0,77	3,22	0,46	3,77	0,52
3	2,01	0,12	14,80	1,01	3,48	0,36	3,48	0,30
4	2,87	0,07	19,75	0,60	5,72	0,26	3,65	0,11
5	1,38	0,27	22,24	4,43	8,37	4,31	2,34	–

Заключение

На основе проведенного анализа данных о тяжелых нефтях на территории основных нефтедобывающих бассейнов России – Волго-Уральского, Западно-Сибирского и Тимано-Печорского установлено, что в зонах с уменьшенным уровнем теплового потока количество месторождений с тяжелыми нефтями увеличивается. На примере месторождений рассматриваемых бассейнов установлена взаимосвязь между вязкостью нефтей и уровнем теплового потока. Так, в зонах с высоким уровнем теплового потока нефти оказываются менее вязкими. Изучены взаимосвязи химического состава нефтей и уровня теплового потока. Установлено, что на исследуемых территориях с увеличением уровня теплового потока содержание серы, смол и асфальтенов в тяжелых нефтях уменьшается, а содержание парафинов остается практически неизменным. Показано, что в зонах с высоким уровнем теплового потока тяжелые нефти находятся в пластах с повышенными пластовыми температурой и давлением. Установлено, что в зонах повышенного уровня теплового потока в среднем возрастает глубина залегания тяжелых нефтей. Относительное число залежей тяжелых нефтей в палеозойских отложениях с увеличением уровня теплового потока сокращается, а в мезозойских – возрастает.

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

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Лорохин В.П., Палий А.О. Состояние и перспективы добычи тяжелых и битуминозных нефтей в мире // Нефтепромысловое дело. – 2004. – № 5. – С. 47–50.
2. Максудов 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.
3. Максудов Р.А., Орлов Г.И., Осипов А.В. Освоение запасов высоковязких нефтей в России // Технологии ТЭК. – № 6. – 2005. – С. 36–40.
4. 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.
5. Пат. 2001620067 РФ. База данных по составу и физико-химическим свойствам нефти и газа (БД нефти и газа) / Ю.М. Полищук, И.Г. Ященко, Е.С. Козин, В.В. Ан; заявитель и патентообладатель Институт химии нефти СО РАН. – № 2000620096; Заявл. 23.10.2000; Опубл. 16.05.2001. – 1 с.
6. Полищук Ю.М., Ященко И.Г. Тяжелые нефти: закономерности пространственного размещения // Нефтяное хозяйство. – 2007. – № 2. – С. 110–113.
7. Polishtchouk Y.M., Yashchenko I.G. Heavy oils of Russia // Progress in Oilfield Chemistry. – V. 7. – Smart Fields, Smart Wells and Smart Technologies. Ed. by Istvan Lakatos. – 2007. – P. 205–212.
8. Ященко И.Г., Полищук Ю.М. Трудноизвлекаемые нефти Волго-Уральской нефтегазоносной провинции // Георесурсы. – 2008. – № 1. – С. 16–20.
9. 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.
10. Ященко И.Г. Анализ пространственных, временных и геотермических изменений высоковязких нефтей России // Известия Томского политехнического университета. – 2006. – Т. 309. – № 1. – С. 32–39.
11. Полищук Ю.М., Ященко И.Г. Изучение связи свойств нефтей с геотермическими характеристиками нефтеносных территорий // Вестник Северо-Восточного научного центра ДВО РАН. – 2005. – № 3. – С. 26–34.
12. Полищук Ю.М., Ященко И.Г. Анализ статистической зависимости химического состава нефтей от уровня теплового потока на нефтеносных территориях России // Геология нефти и газа. – 2007. – № 4. – С. 39–42.
13. Ященко И.Г. Взаимосвязь свойств вязких нефтей и уровня теплового потока на территориях Волго-Уральского, Западно-Сибирского и Тимано-Печорского бассейнов // Известия Томского политехнического университета. – 2007. – Т. 311. – № 1. – С. 73–76.
14. Ященко И.Г., Полищук Ю.М. Анализ взаимосвязи физико-химических свойств тяжелых нефтей и уровня теплового потока на территориях Волго-Уральского, Западно-Сибирского и Тимано-Печорского бассейнов [Электронный ресурс, 271 Кб] // Нефтегазовое дело. – 2007. – http://www.ogbus.ru/authors/Yashchenko/Yashchenko_1.pdf.
15. 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.
16. Гаврилов В.П. Концепция продления «нефтяной эры» России // Геология нефти и газа. – 2005. – № 1. – С. 53–59.
17. Запывалов Н.П. Геолого-технологические особенности освоения трудноизвлекаемых запасов // Нефтяное хозяйство. – 2005. – № 6. – С. 57–59.
18. 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.
19. Хуторской М.Д., Подгорных Л.В., Леонов Ю.Г. и др. Термомография: новый метод изучения геотермического поля // Георесурсы. – 2005. – № 2. – С. 19–29.
20. 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.
21. Свиницкий С.Б. Природа зон АВПД в глубокопогруженных отложениях нефтегазоносных бассейнов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2007. – № 4. – С. 58–64.
22. Тевелева Е.А., Поляк Б.Г., Хуторской М.Д. Анализ связи плотности кондуктивного теплового потока и изотопного состава гелия в подземных флюидах [Электронный ресурс, 1190 Кб] // Вестник Отделения наук о Земле РАН. – Т. 23. – № 1. – 2005. – http://www.scgis.ru/russian/cp1251/h_dgggms/1-2005/screp-5.pdf.

Поступила 26.06.2008 г.