

ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫЕ НЕФТИ ВОЛГО-УРАЛЬСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ПРОВИНЦИИ

Проведен обзор закономерностей изменений физико-химических свойств тяжелых высоковязких нефтей Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. Приведены данные статистического анализа свойств тяжелых высоковязких нефтей (ТВВН) в зависимости от литологической характеристики нефтемещающих пород. Установлено уменьшение плотности (ρ) и вязкости (μ) нефтей с увеличением глубины залегания. Показано, что максимальное значение ρ и μ ТВВН наблюдается в нефтемещающих породах нижней перми, а минимальное – в отложениях девона. По физико-химическим свойствам тяжелые высоковязкие нефти в среднем являются сернистыми, высокосмолистыми, среднеасфальтенистыми, со средним содержанием фракции н.к. 300 °С и малопарафинистыми.

1. Введение

Вследствие существенного истощения залежей нефтей малой и средней плотности и вязкости, в мире остро встает проблема повышения объемов добычи нефти путем вовлечения в разработку трудноизвлекаемых запасов, в том числе и запасов тяжелых высоковязких нефтей (ТВВН). Запасы тяжелых высоковязких нефтей велики и специалистами оцениваются в 810 млрд. т (Джавадян и др., 1998; Дорохин, Палий, 2004; Максutow и др., 2005). Роль тяжелых высоковязких нефтей в мировой нефтедобыче постоянно возрастает, и в настоящее время объемы ее добычи составляют около 22 % (Дорохин, Палий, 2004). В России сосредоточены значительные запасы ТВВН в более чем 500 месторождениях, из которых четвертая часть находится на территории Волго-Уральской нефтегазоносной провинции (ВУНГП). Их суммарные запасы составляют более 34 % (Максutow и др., 2005) от общероссийских запасов ТВВН (Табл. 1).

Регион	Запасы ТВВН, млрд. т	Доля от суммарных запасов ТВВН России, %
Респ. Татарстан	1,163	18,7
Респ. Удмуртия	0,285	4,6
Самарская обл.	0,284	4,6
Пермская обл.	0,237	3,8
Респ. Башкортостан	0,151	2,4

Табл. 1. Распределение основных запасов ТВВН на территории Волго-Уральской провинции.

Тяжелые высоковязкие нефти являются значительным резервом наращивания добычи нефти в России, что особенно актуально для Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. На остроту проблемы их разработки указывает принятая «Программа освоения ресурсов природных битумов Республики Татарстан» (21.08.2001) с последующей ее реализацией до 2020 г. (Муслимов, 2005; Муляк, Чертенков, 2006).

Волго-Уральский регион, являющийся старейшим нефтедобывающим районом страны, характеризуется объективной ориентацией на разработку и эксплуатацию месторождений с тяжелыми и высоковязкими нефтями, и вопросы повышения объемов добычи нефти и поиска оптимальных технологий, направленных на повышение эффективности разработки зале-

жей с ТВВН, являются весьма актуальными (Муляк, Чертенков, 2006; Муслимов, 2005). Как известно, эффективность разработки и добычи ТВВН обуславливается, главным образом, глубиной залежи, коллекторской характеристикой продуктивных пластов и физико-химическими свойствами тяжелых высоковязких нефтей, изучение которых и определило цель данной работы.

2. Общая характеристика ТВВН и методы их анализа

Трудноизвлекаемые нефти определяются достаточно большим числом геолого-физических, геологопромысловых и физико-химических характеристик нефтей и условий их залегания. Одним из первых факторов определения трудноизвлекаемых нефтей рассматривается аномальность их физических свойств, в частности, высокая вязкость (μ) и плотность (ρ) нефтей. К тяжелым нефтям принято относить образцы нефтей с $\rho = 0,88$ г/см³ и выше, к высоковязким - нефти с $\mu = 35$ мм²/с и выше (Антониади и др., 1999; Назьев, 2000; Халимов, 2004; Гаврилов, 2005; Запывалов, 2005). Здесь и далее рассматривается μ при 20 °С. Приведенные значения ρ и μ нефти соответствуют пределу, за которым начинаются осложнения при добыче, транспортировке и переработке нефти и рост ее себестоимости.

Основу проведения исследований закономерностей пространственных и временных изменений свойств ТВВН составила созданная в Институте химии нефти СО РАН глобальная база данных (БД) по физико-химическим свойствам нефти, включающая описания более 15700 образцов нефти (Полищук и др., 2001; Полищук, Яценко, 2004 а,б).

На рисунках 1 и 2 приведены гистограммы распределения нефтей Волго-Уральской провинции по значению

Нефтегазоносная область	Объем выработки из БД	Количество образцов ТВВН в НГО (% от общего количества нефтей в НГО)	Количество месторождений с ТВВН в НГО (% от общего количества месторождений в НГО)	Средняя плотность нефтей НГО, г/см ³ , (доверительный интервал)	Средняя вязкость нефтей НГО, мм ² /с, (доверительный интервал)
Верхнекамская	198	128 (64,6)	27 (26,0)	0,8976 (0,003)	79,93 (10,44)
Мелекесско-Абдулинская	155	67 (43,2)	31 (35,2)	0,8967 (0,007)	104,23 (19,10)
Нижевожская	389	25 (6,4)	3 (3,5)	0,8445(0,007)	26,22 (6,20)
Пермско-Башкирская	688	163 (23,7)	46 (26,1)	0,8712 (0,002)	34,15 (3,92)
Средневожская	630	47 (7,5)	26 (10,2)	0,8444 (0,003)	20,06 (3,23)
Татарская	511	135 (26,4)	50 (25,5)	0,8871 (0,003)	51,14 (5,31)
Уфимско-Оренбургская	111	15 (13,5)	11 (8,5)	0,8695 (0,011)	83,29 (19,10)
Южно-Предуральская	73	-	-	0,8246 (0,013)	4,70 (0,74)

Табл. 2. Распределение тяжелых высоковязких нефтей по нефтегазоносным областям Волго-Уральской провинции.

Рис. 1.
Распределение нефтей ВУНГП по значению плотности.

плотности и вязкости путем анализа из БД

около 2400 и 2000 образцов нефтей ВУНГП с известными ρ и μ , соответственно. На рисунках выделены области тяжелой ($\rho > 0,88$ г/см³) и высоковязкой ($\mu > 35$ мм²/с) нефти, включающие в себя около 42 % (Рис. 1) и 32 % (Рис. 2) соответствующих нефтей от общего объема выборок.

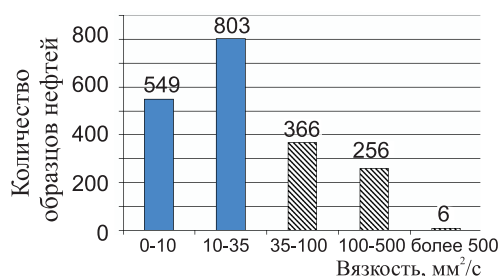


Рис. 2.
Распределение нефтей ВУНГП по значению вязкости при 20 °С.

Как видно из рисунков 1 и 2, плотность и вязкость Волго-Уральских нефтей изменяются в весьма широких диапазонах – от очень легких (ρ до 0,80 г/см³) до сверхтяжелых ($\rho > 0,96$ г/см³) нефтей и от маловязких (μ до 10 мм²/с) до сверхвязких ($\mu > 500$ мм²/с). На территории ВУНГП больше всего находится нефтей со средними значениями плотности (от 0,84 до 0,88 г/см³) и вязкости (от 10 до 35 мм²/с), их количество равно 36 и 41 % соответственно. Тяжелые нефти (Рис. 1) распределились следующим образом: ρ от 0,88 до 0,92 г/см³ – 32,1% нефтей от общего количества Волго-Уральских нефтей, ρ от 0,92 до 0,6 г/см³ – 8,6 % и $\rho > 0,96$ г/см³ – 1,2 %. На Рис. 2 распределение высоковязких нефтей следующее: μ от 35 до 100 мм²/с – 18,5 % нефтей, μ от 100 до 500 мм²/с – 12,9 % и $\mu > 500$ мм²/с – 0,3 %.

Для исследования закономерностей пространственных и временных изменений свойств тяжелых высоковязких нефтей был сформирован на основе информации из описанной выше БД массив данных тяжелых высоковязких нефтей бассейна общим объемом 612 образцов. По всем образцам ТВВН средняя плотность нефтей равна 0,908 г/см³ (доверительный интервал равен 0,001), а вязкость нефтей равна 113,78 мм²/с (дов. интервал – 8,39). Доверительные интервалы определены для вероятности 95 %.

3. Закономерности пространственного размещения ТВВН на территории Волго-Уральской провинции

Рассмотрим распределение месторождений с тяжелыми высоковязкими нефтями на территории Волго-Уральской провинции (Рис. 3), где выделено 194 месторождения с ТВВН. Из рисунка 3 видно, что месторождения с ТВВН распространены практически на всей территории бассейна, но больше всего их находится в центральных и северных областях – в Верхнекамской, Мелекесско-Абдулинской, Пермско-Башкирской и Татарской нефтегазоносных областях (НГО). Это подтверждается и данными Табл. 2.

В Таблице 2 дана общая информация о распределении тяжелых высоковязких нефтей по НГО бассейна, включаю-

щая объем выборки информации по области, количество ТВВН, количество месторождений с тяжелыми высоковязкими нефтями в каждой НГО, а также средние значения плотности и вязкости нефтей по нефтегазоносной области. Как видно из Табл. 2, практически во всех НГО (кроме Южно-Предуральской) Волго-Уральской провинции встречаются месторождения с ТВВН, а в трех из них средние по НГО значения ρ и μ нефтей превышают уровень 0,88 г/см³ и

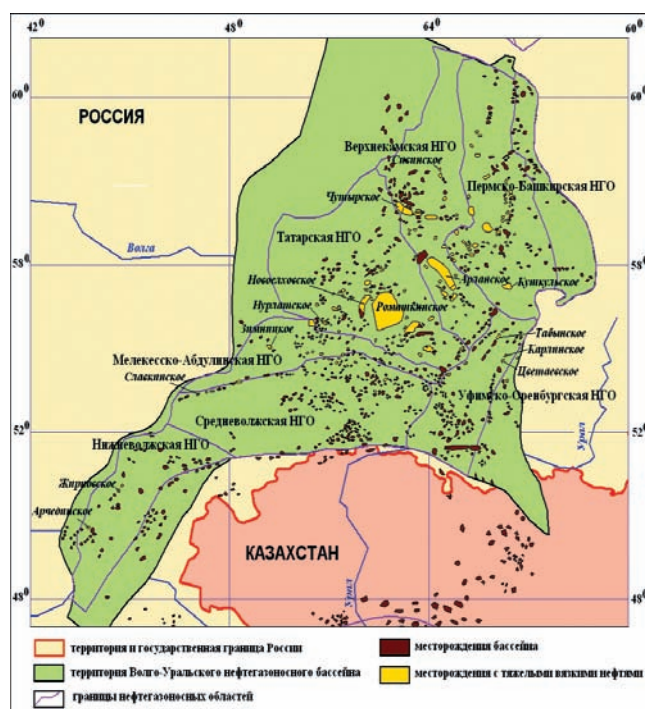


Рис. 3. Распределение месторождений с тяжелыми высоковязкими нефтями на территории Волго-Уральской провинции.

35 мм²/с, соответственно, – это в Верхнекамской, Мелекесско-Абдулинской и Татарской нефтегазоносных областях. Самыми тяжелыми и высоковязкими в среднем в ВУНГП являются нефти Мелекесско-Абдулинской области. На территории Волго-Уральского бассейна месторождение Аксубаево-Мокшинское Татарской НГО обладает в среднем наиболее тяжелыми и высоковязкими нефтями.

4. Анализ взаимосвязи плотности и вязкости ТВВН с показателями их химического состава

Трудноизвлекаемые нефти имеют широкий диапазон изменения физико-химических свойств, обуславливающих наряду с такими показателями, как глубина залегания и коллекторские характеристики залежей, эффективность применения различных методов добычи ТВВН. В Табл. 3 при-

Показатели нефти	Объем выборки	Среднее значение	Довер. интервал
Содержание серы, % мас.	533	2,93	0,08
Содержание парафинов, % мас.	473	3,86	0,13
Содержание смол, % мас.	401	19,78	0,77
Содержание асфальтенов, % мас.	441	5,68	0,32
Содержание ванадия, % мас.	25	0,033	0,01
Содержание никеля, % мас.	22	0,010	0,004
Содержание кокса, % мас.	334	7,22	0,17
Фракция н.к. 200 °С, % мас.	159	15,60	0,69
Фракция н.к. 300 °С, % мас.	158	33,51	0,78
Фракция н.к. 350 °С, % мас.	77	38,04	0,94
Газосодержание в нефти, м ³ /т	238	19,02	1,59

Табл. 3. Средние значения показателей химического состава тяжелых высоковязких нефтей.

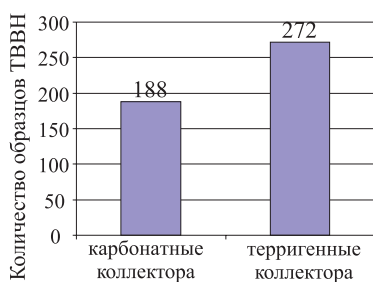


Рис. 4. Распределение ТВВН по литологии.

Как видно из Табл. 3, ТВВН в среднем являются тяжелыми ($\rho > 0,88 \text{ г/см}^3$), высоковязкими ($\mu > 35 \text{ мм}^2/\text{с}$), сернистыми ($1 \div 3 \%$), высокосмолистыми ($> 13 \%$), среднеасфальтенистыми ($3 \div 10 \%$), со средним содержанием фракции н.к. $300 \text{ }^\circ\text{C}$ ($25 \div 50 \%$), но малопарафинистыми ($< 5 \%$), с низким значением газосодержания в нефтях и фракции н.к. $200 \text{ }^\circ\text{C}$ ($< 20 \%$) и низкими пластовыми температурой и давлением (Полищук, Яценко, 2004).

Выбор показателей в Табл. 3 для определения химических свойств тяжелых высоковяз-

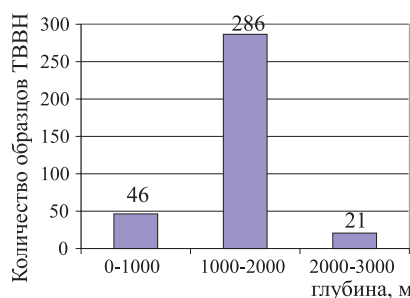


Рис. 5. Распределение ТВВН по глубине залегания.

ких нефтей ВУНГП не случаен. Такой анализ позволяет решать вопросы поиска оптимальных технологий повышения эффективности разработки залежей ТВВН, математического моделирования процессов извлечения таких нефтей и расчета технологического оборудования. Как видно из Табл. 3, тяжелые высоковязкие нефти являются малоподвижными, что выявляет необходимость их фильтрации по пласту. Вязкость и плотность нефти во многом определяются содержанием парафинов, смол и асфальтенов. Так, парафины даже при незначительном количестве образуют при определенных условиях кристаллические структуры, а асфальтены – комплексы, обладающие механической прочностью, смолы способствуют увеличению вязкости нефти. В рассматриваемых нефтях низкое содержание легких фракций, газосодержание для ТВВН относительно невелико, что объясняется условиями залегания, а именно, сравнительно небольшими глубинами залегания нефтей и умеренными пластовыми давлениями и температурами. Содержание ванадия также определяет в некоторой мере ρ и μ нефтей и, более того, присутствие ванадия в нефтях является причиной отравления катализаторов и коррозии деталей в процессе нефтепереработки. Содержание кокса взаимосвязано с плотностью, вязкостью, содержанием асфальтенов и серы (Веревкин, Дияшев, 1982; Скороваров и др., 1985; Татьяна, Губайдулина, 2006).

5. Распределение ТВВН по разным типам коллекторов

Выбор и эффективность различных методов добычи тяжелых высоковязких нефтей обуславливаются не только физико-химическими свойствами нефтей, но и коллекторской характеристикой продуктивных пластов. В Волго-Уральской НГП основными объектами добычи ТВВН были зале-

ведена общая характеристика информации из БД о физико-химических свойствах тяжелых высоковязких нефтей ВУНГП и пластовых условиях их залегания, полученная по результатам статистической обработки данных более 600 образцов.

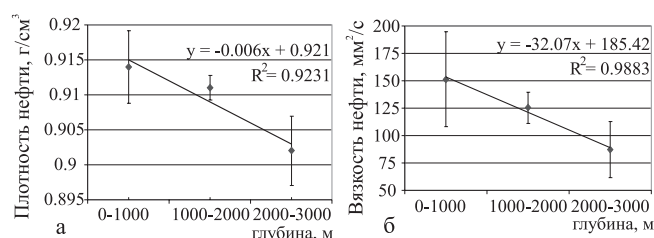


Рис. 6. Зависимость плотности (а) и вязкости (б) ТВВН от глубины залегания.

жи в слабопроницаемых терригенных коллекторах, в настоящее время все большее внимание уделяется разработке залежей тяжелых высоковязких нефтей в сложнопостроенных карбонатных пластах (Муслимов, 2005).

В настоящем разделе приводятся данные статистического анализа параметров ТВВН в зависимости от литологической характеристики пород. Как известно, различия в литологии коллекторов тяжелых высоковязких нефтей требуют применения и различных методов увеличения нефтеотдачи, например терригенные коллектора обычно осваиваются с применением гидравлического разрыва пласта, а карбонатные – с применением кислотных технологий или потокоотклоняющих методов (Муслимов, 2005).

На рисунке 4 представлено распределение количества Волго-Уральских ТВВН из БД по литологии продуктивных пластов. К карбонатным коллекторам нами отнесены породы, соответствующие карбонатам, аргиллитам, известнякам, доломитам, глинам и др. К терригенным коллекторам приурочены виды пород, относящиеся к терригенам, алевролитам, песчаникам и др. Как видно из Рис. 4, основная часть ТВВН содержится в отложениях, представленных терригенными породами, она составляет около 60 % от всей выборки образцов ТВВН с известной литологией, а более 40 % нефтей – к карбонатным коллекторам. Следует отметить, что распределение образцов ТВВН по разным типам коллекторов на Рис. 4 совпадает с распределением запасов высоковязких нефтей России из работы (Максутов и др., 2005), в которой 64 % запасов высоковязких нефтей содержится в терригенных отложениях. Данное совпадение является показателем репрезентативности информации из БД.

6. Анализ зависимости физико-химических свойств ТВВН от типа коллекторов

В Таблице 4 приведена общая характеристика информации из БД о физико-химических свойствах тяжелых высоковязких нефтей ВУНГП и пластовых условиях их залегания в зависимости от литологической характеристики пород. Нефти, сконцентрированные в карбонатных породах, в среднем являются более тяжелыми и вязкими, с большим содержанием смол, асфальтенов и кокса, но с меньшим содержанием серы, парафинов, фракций, растворенных газов, никеля. Пластовые температура (Т) и давление (Р) в карбонатных отложениях в среднем также ниже по сравнению с Т и Р в терригенных отложениях.

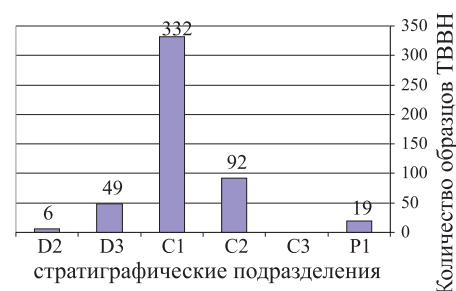


Рис. 7. Распределение ТВВН по стратиграфическим подразделениям палеозоя.

7. Зависимость плотности и вязкости ТВВН от глубины залегания

Анализ изменений плотности нефтей в зависимости от глубины залегания (h) основан на исследовании 354 образцов тяжелых высоковязких нефтей Волго-Уральской нефтегазоносной провинции с известной h (Рис. 5). Как видно из Рис. 5, тяжелые высоковязкие нефти в основном (около 81 %) залегают на глубине от 1000 до 2000 м, а оставшаяся 1/5 нефтей распределилась по глубинам следующим образом: до 1000 м – 13 % ТВВН, в интервале 2000 – 3000 м – около 6 %.

Рассмотрим изменения ρ и μ ТВВН в зависимости от h . На рисунке 6 приведены зависимости средней плотности тяжелых высоковязких нефтей (Рис. 6а) и вязкости (Рис. 6б) от глубины залегания и уравнения их линейной аппроксимации. Ромбами показаны значения ρ и μ , усредненные в указанном интервале глубин. Отрезки вертикальных прямых обозначают доверительные интервалы, определенные для вероятности 95 %. Как видно из рис. 6, наиболее тяжелые и вязкие нефти на территории Волго-Уральской провинции находятся в среднем на глубине до 1000 м. С ростом h наблюдается тенденция уменьшения в среднем ρ и μ нефтей.

8. Зависимость плотности и вязкости ТВВН от возраста нефтемещающих пород

Анализ изменений плотности нефтей от геологического возраста нефтемещающих пород основан на исследовании 498 образцов тяжелых высоковязких нефтей с известным возрастом. Следует заметить, что ТВВН Волго-Уральской провинции приурочены только к палеозойским отложениям, а распределение фактического материала по стратиграфическим системам палеозоя (пермская (P), каменноугольная (C) и девонская (D)) приведено на Рис. 7. Как видно из Рис. 7, наиболее представительными по количеству образцов волго-уральских ТВВН оказываются нефти каменноугольной (нижней и средней) системы, для которой объем информации равен 85 % от общего количества тяжелых высоковязких нефтей бассейна. Оставшиеся 15 % этих нефтей распределились следующим образом: в девонской системе более 11 % ТВВН, в пермской – около 4 %.

На рисунке 8 приведены зависимости средней плотности тяжелых высоковязких нефтей и вязкости от возраста нефтемещающих пород и уравнения их линейной аппроксимации. Ромбами показаны значения ρ и μ , усредненные в указанном интервале геологического времени.

Показатели нефти	Карбонатные коллекторы		Терригенные коллектора	
	Объем выборки	Среднее значение (доверительный интервал)	Объем выборки	Среднее значение (доверительный интервал)
Плотность, г/см ³	188	0,9126 (0,002)	272	0,9057 (0,002)
Вязкость при 20 °С, мм ² /с	188	136,85 (21,95)	272	102,27 (8,65)
Содержание серы, % мас.	160	3,01 (0,17)	232	3,96 (0,09)
Содержание парафинов, % мас.	134	3,75 (0,28)	212	3,96 (0,18)
Содержание смол, % мас.	112	20,61 (1,50)	187	19,43 (0,93)
Содержание асфальтенов, % мас.	126	5,58 (0,55)	194	5,47 (0,35)
Фракция н.к. 200 °С, % мас.	29	14,22 (1,39)	40	15,72 (1,22)
Фракция н.к. 300 °С, % мас.	23	30,30 (1,91)	39	31,36 (1,01)
Фракция н.к. 350 °С, % мас.	26	36,82 (1,92)	37	38,97 (1,22)
Содержание ванадия, % мас.	5	0,01 (0,004)	11	0,01 (0,002)
Содержание никеля, % мас.	3	0,004 (0,002)	10	0,009 (0,008)
Коксуемость, % мас.	108	7,27 (0,30)	151	7,08 (0,25)
Газосодержание в нефти, м ³ /т	85	18,21 (2,89)	144	19,93 (1,96)
Температура пласта, °С	80	26,49 (1,02)	148	29,43 (1,25)
Пластовое давление, МПа	77	14,901 (2,47)	143	15,07 (0,67)

Табл. 4. Физико-химические свойства ТВВН в карбонатных и терригенных коллекторах.

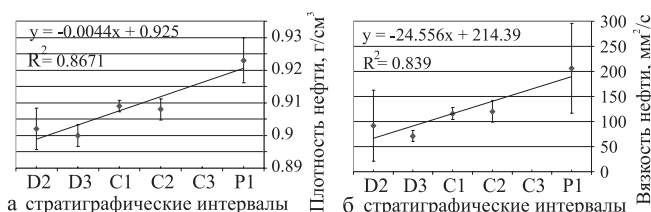


Рис. 8. Изменение плотности (а) и вязкости (б) ТВВН в зависимости от возраста пород по стратиграфическим подразделениям палеозоя.

Как видно из Рис. 8, наиболее тяжелые и вязкие нефти на территории Волго-Уральской провинции находятся в отложениях нижней перми, и далее с увеличением возраста наблюдается тенденция уменьшения в среднем ρ и μ нефтей.

Заключение

В статье приведены результаты исследований пространственных и временных изменений свойств тяжелых высоковязких нефтей, расположенных на территории Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. Пространственный анализ изменений свойств ТВВН, проведенный с использованием средств геоинформационных систем, показал, что месторождения с ТВВН распространены практически на всей территории бассейна, но больше всего их находится в центральных и северных областях, а наиболее тяжелыми и вязкими являются Аксубаево-Мокшинского месторождения Татарской НГО.

Установлено, что ТВВН на территории Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, в среднем, являются сернистыми, высокосмолистыми, среднеасфальтенистыми, со средним содержанием фракции н.к. 300 °С, но малопарафинистыми, с низким значением газосодержания в нефтях и низкими пластовыми температурой и давлением.

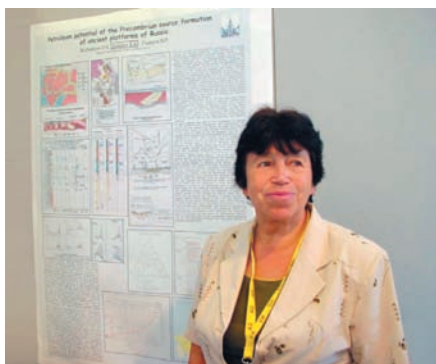
Показано, что нефти в карбонатных породах в среднем являются более тяжелыми и вязкими, с большим содержанием смол, асфальтенов и кокса, но с меньшим содержанием серы, парафинов, фракций, растворенных газов, никеля.

Анализ изменения плотности и вязкости тяжелых высоковязких нефтей в зависимости от глубины залегания показал, что ρ и μ нефтей в среднем уменьшается с увеличением глубины, и наиболее тяжелые и вязкие нефти на территории Волго-Уральской провинции находятся в среднем на глубине до 1000 м. Также установлено, что все ТВВН располагаются в палеозойских отложениях, и с увеличением возраста ρ и μ уменьшаются, а максимальные значения ρ и μ наблюдаются в среднем в отложениях нижней перми.

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

Литература

- Антониади Д.Г., Валуйский А.А., Гарушев А.Р. Состояние добычи нефти методами повышения нефтеизвлечения в общем объеме мировой добычи. *Нефтяное хозяйство*. № 1. 1999. 16-23.
- Веревкин К.И., Дьяшев Р.Н. Классификация углеводородов при выборе методов их добычи. *Нефтяное хозяйство*. № 3. 1982. 31-34.
- Гаврилов В.П. Концепция продления «нефтяной эры» России. *Геология нефти и газа*. № 1. 2005. 53-59.
- Джавадян А.А., Гавура В.Е., Сафронов В.И. Проблемы разработки месторождений с высоковязкими нефтями и пути их решения. *Нефтяное хозяйство*. № 6. 1998. 12-18.



16 сентября 2007 г. после тяжелой болезни ушла от нас профессор кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых геологического факультета Московского государственного университета, доктор геолого-минералогических наук Ольга Константиновна Баженова.

Ольга Константиновна была незаурядным, талантливым, широко эрудированным и необыкновенно доброжелательным человеком. После окончания университета она несколько лет проработала в Камчатском территориальном геологическом управлении, а затем навсегда связала свою жизнь с Московским университетом. В 1969–1971 гг. училась в очной аспирантуре, затем защитила кандидатскую (1971) и докторскую (1994) диссертации, прошла путь от младшего научного сотрудника до профессора.

О.К. Баженова была крупным ученым в области нефтяной геологии, выдающимся педагогом, подготовившим десятки специалистов в области поисков и разведки нефтяных и газовых месторождений. На ее становление как ученого, организатора научных исследований, преподавателя оказали влияние выдающиеся ученые – профессора геологического факультета И.О. Брод, Н.Б. Вассосвич, В.Б. Оленин, Ю.К. Бурлин, Б.А. Соколов и др.

Научные интересы О.К. Баженовой были связаны с геологией и геохимией нефти и газа. Концептуальный уровень ее исследований был посвящен разработке общей теории нефтегазообразования. На примере глинисто-кремнистых толщ окраинно-континентальных бассейнов она разработала раннекатагенетическую модель нефтеобразования, что послужило теоретической основой для оценки перспектив нефтеносности малых глубин в бассейнах складчатых областей и древних платформ. Региональные исследования она осуществляла для различных объектов: кайнозойских (бассейны Сахалина и Камчатки, Чукотка, Дальневосточные акватории), мезозойско-кайнозойских (Кавказско-Скифский регион), докембрийских отложений (Восточно-Европейская и Сибирская платформы). Результаты этих исследований нашли отражение в 4 монографиях (в соавторстве), статьях, докладах на всесоюзных и международных конгрессах

Дорохин В.П., Палий А.О. Состояние и перспективы добычи тяжелых и битуминозных нефтей в мире. *Нефтепромысловое дело*. № 5. 2004. 47-50.

Запывалов Н.П. Геолого-технологические особенности освоения трудноизвлекаемых запасов. *Нефтяное хозяйство*. № 6. 2005. 57-59.

Максутов Р., Орлов Г., Осипов А. Освоение запасов высоковязких нефтей в России. *Технологии ТЭК*. № 6. 2005. 36-40.

Муляк В.В., Чертенков М.В. Технология освоения залежей высоковязких нефтей (краткий обзор). *Нефтепромысловое дело*. № 1. 2006. 15-20.

Муслимов Р.Х. Нетрадиционные залежи нефти – существенный потенциал дальнейшего развития старых нефтедобывающих районов. *Георесурсы*. № 5. 2005. 2-8.

Назьев В. Остаточные, но не второстепенные. *Нефтегазовая вертикаль*. № 3. 2000. 21-22.

Полищук Ю.М., Яценко И.Г., Ан В.В., Козин Е.С. База данных по составу и физико-химическим свойствам нефти и газа (БД

Ольга Константиновна Баженова

(18.06.1938–16.09.2007)

и конференциях, более 200 трудов О.К. Баженовой опубликовано в российской и зарубежной печати.

На геологическом факультете Московского университета О.К. Баженова читала курсы лекций: “Структурная геология и геологическое картирование”, “Геология и геохимия горючих ископаемых”, “Модели нефтегазообразования” и др.; много лет работала преподавателем на Крымской геологической практике. Руководила курсовыми, дипломными, магистерскими работами. Под ее руководством защищено несколько кандидатских диссертаций. Она является автором 3 учебных пособий и соавтором учебника “Геология и геохимия нефти и газа”, вошедшем в серию “Классический университетский учебник”, которые широко используются в учебных заведениях России и СНГ.

Ольга Константиновна – академик РАЕН, соросовский профессор, ведущий специалист в области геологии и геохимии нефти и органического вещества, признанный и широко известный в России и за рубежом.

В течение многих лет она была ученым секретарем секции “Происхождение нефти и геохимия осадочных бассейнов” Научного совета РАН по проблемам нефти и газа, членом Европейской ассоциации органической геохимии (ЕАОГ) (1995) и Европейской ассоциации геофизиков и геоинженеров (ЕАГЕ), президиума секции УМО университетов России по классическому геологическому образованию, председателем ГАК по геологии (Сыктывкар).

В 2007 г. за научные и педагогические заслуги О.К. Баженовой было присвоено почетное звание “Заслуженный профессор МГУ”, ее труды неоднократно отмечались почетными знаками отраслевых министерств.

Геологический факультет МГУ, геологическая наука, сотрудники, студенты и аспиранты кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых понесли тяжелую утрату. Имя О.К. Баженовой надолго сохранится в памяти ее многочисленных учеников и соратников, в ее научных трудах.



нефти и газа). Офиц. бюллетень Росс. агентства по патентам... № 3. 2001. 340-341. Роспатент, свид. № 2001620067 от 16.05.2001.

Полищук Ю.М., Яценко И.Г. Геоэкономический анализ распределения нефтей по их физико-химическим свойствам. *Геоинформатика*. № 2. 2004. 18-28.

Полищук Ю.М., Яценко И.Г. Физико-химические свойства нефтей: статистический анализ пространственных и временных изменений. Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал «Гео». 2004.

Скороваров Ю.Н., Требин Г.Ф., Капырин Ю.В. Свойства высоковязких нефтей месторождений СССР. *Геология нефти и газа*. № 2. 1985. 24-27.

Татьянина О.С., Губайдуллина Ф.Р. Исследование причин вязкости продукции скважин НГДУ «Нурлатнефть». *Интервал*. № 2. 2006. 27-30.

Халимов Э.М. Концепция дифференцированной ставки налога на добычу полезных ископаемых. *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*. № 11. 2004. 44-50.