

УДК 665.61.014(268.45)

С. Р. Деркач, Г. И. Берестова, В. Ю. Новиков,
Д. С. Колотова, К. М. Бричка, G. Simonsen

Химический состав нефти шельфа Печорского моря

Исследованы физико-химические свойства нефти шельфа Печорского моря и выделенных из нее компонентов с использованием рефрактометрии, титриметрии, вискозиметрии, реометрии и стандартных методов анализа нефти и нефтепродуктов. Проведено фракционирование нефти при атмосферном давлении, выделено несколько фракций, кипящих при температуре ниже и выше 211 °С. Химический структурно-групповой состав нефти и выделенных из нее компонентов исследован с помощью Фурье-ИК-спектроскопии (инфракрасной спектроскопии). Плотность нефти шельфа Печорского моря в градусах API составляет 24,2. Анализ химического состава показал, что содержание воды в исследуемом образце нефти – около 0,03 мас.%. Нефть содержит углеводороды (включая алканы, нафтены, арены) и смолисто-асфальтеновые вещества (соответственно 89 и 10 мас.%); алканы – около 66 %, в том числе алканы нормального строения – около 37 %. Низкая температура застывания исследованного образца нефти, равная –43 °С, косвенно свидетельствует о низком содержании твердых алканов (парафинов). По содержанию смолисто-асфальтеновых веществ нефть можно отнести к типу смолистых нефтей. На основании анализа спектральных коэффициентов ароматичности и алифатичности исследуемую нефть можно отнести к типу нафтеновых нефтей. По данным Фурье-ИК-спектроскопии, нафтены и арены составляют соответственно 5,9 и 17,8 мас.%. Таким образом, данные структурно-группового состава нефти и нефтяных фракций позволяют отнести исследованный образец к типу тяжелых смолистых нафтеновых нефтей. Полученные в условиях сдвиговых деформаций реологические параметры характеризуют нефть как вязко-пластичную среду.

Ключевые слова: нефть, фракционный состав, парафины, нафтены, арены, смолы, асфальтены, плотность, вязкость.

Введение

В настоящее время традиционные запасы сырой нефти истощаются по всему миру. Поэтому внимание ученых и промышленных компаний обращается в сторону нетрадиционных нефтяных месторождений, и прежде всего находящихся на шельфе в труднодоступных арктических регионах, характеризующихся повышенной чувствительностью к экологическим рискам. Освоение таких месторождений требует новых методов добычи и транспортировки сырой нефти в условиях низких температур и присутствия ледяного покрова. Неизбежно возникает необходимость повышения текучести нефти и сохранности трубопроводов.

Особые трудности возникают при работе с нефтями, в состав которых входят парафины, асфальтены, а также сформировавшиеся гидраты – твердые соединения, включающие газ, воду и по своей консистенции напоминающие лед. Парафиновые и смолисто-асфальтеновые отложения создают проблемы при разработке скважин и при транспортировке нефтей, богатых этими веществами. Не меньшие трудности создают и гидраты, которые образуются в условиях низких температур и повышенных давлений. Именно они блокируют работу подводных транспортных систем, образуя так называемые гидратные пробки [1]. Для предотвращения формирования гидратных пробок разрабатываются специальные реагенты – кинетические ингибиторы гидратов [2] и антиагломераты [3], которые демонстрируют свою эффективность при их применении уже в малых дозах [4; 5] в процессе добычи на шельфе.

Для работы в высоких северных широтах необходима разработка новых технологий удаления гидратов из нефти, безопасных для окружающей среды. Физико-химические свойства нефти и ее химический состав во многом определяют выбор способа решения этой задачи.

Нефть с точки зрения ее химического состава представляет собой сложную смесь алканов (насыщенных углеводородов нормального и разветвленного строения), циклоалканов (нафтенов), ароматических углеводородов (аренов) различной молекулярной массы, а также гетероатомных кислородных, сернистых, азотистых соединений и высокомолекулярных соединений (смол и асфальтенов), находящихся в нефти в виде коллоидных образований [6].

Химический состав нефти значительно изменяется в различных месторождениях, более того, каждое месторождение характеризуется индивидуальным, только ему присущим составом сырой нефти. Свойства нефти зависят от ее состава – соотношения различных групп углеводородов, гетероатомных соединений, смол и асфальтенов. Именно от состава зависят технологии добычи и транспортировки нефти [7]. В то же время данные по химическому структурно-групповому составу и по физико-химическим характеристикам нефти позволяют идентифицировать источник загрязнения водной акватории при возможных нештатных ситуациях на промыслах и при транспортировке нефти. Одним из методов, который с успехом применяется для анализа элементного состава [8; 9] и структурно-группового состава нефтей, является Фурье-ИК-спектроскопия [10; 11].

В настоящей работе проведено исследование физико-химических свойств и химического состава нефти шельфа Печорского моря и выделенных из нее компонентов. Необходимость такого исследования обусловлена расширением совместных работ Мурманского государственного технического университета

(МГТУ) и Норвежского университета науки и технологии (NTNU) в области повышения эффективности транспортировки сырой нефти в условиях Арктики.

Материалы и методы

В ходе исследования использовались образцы нефти арктического происхождения – шельфа Печорского моря. Плотность нефти определяли с использованием ареометра при температуре 22 °С (в соответствии с ГОСТ 3900). Пересчет плотности для температур 20 и 15,6 °С проводили по формуле

$$\rho_t = \rho_{20} - \gamma(t - 20),$$

где ρ_t – плотность при температуре анализа; ρ_{20} – плотность при 20 °С; γ – коэффициент объемного температурного расширения, град⁻¹; t – температура анализа, °С.

Кинематическую вязкость ν измеряли методом капиллярной вискозиметрии (в соответствии с ГОСТ 33–82) с использованием вискозиметра ВПЖ-2 (внутренний диаметр капилляра 1,77 мм, $K = 0,9164 \text{ мм}^2/\text{с}^2$ при $20,00 \pm 0,05 \text{ °С}$), динамическую вязкость η рассчитывали, используя значения кинематической вязкости и плотности:

$$\eta = \nu \rho.$$

Изменение эффективной вязкости при сдвиговых деформациях исследовали методом реометрии с использованием ротационного вискозиметра Brookfield DV-II+Pro (шпindelь SC4-21) при $t = 20,0 \pm 0,5 \text{ °С}$ в диапазоне скоростей сдвига от 1 до 140 с⁻¹.

Фракции нефти с заданным шагом температурных интервалов были получены методом простой перегонки при атмосферном давлении. Легкие фракции отгоняли до температуры 211 °С. Молекулярную массу фракций определяли криоскопическим методом, показатель преломления – рефрактометрическим методом с использованием рефрактометра ИРФ-22. Содержание алканов нормального строения в нефти и в ее фракциях определяли карбамидным методом, основанным на способности алкановых углеводородов (с числом углеродных атомов больше шести) образовывать с мочевиной клатратные комплексы. Содержание смол и асфальтенов определяли по ГОСТ 11858–66. Сущность используемого метода заключается в выделении асфальтенов н-гептаном или петролейным эфиром и последующем отделении их фильтрованием. Кислотное число нефти определяли титриметрическим методом, температуру застывания – по ГОСТ 20287–91, содержание воды – по ГОСТ 2477.

Исследования химического структурно-группового состава нефтяных фракций проводили методом инфракрасной спектроскопии с использованием ИК Фурье-спектрометра IRTracer 100 (Shimadzu Corp., Япония). Для получения ИК-спектров образцы помещали в кювету, изготовленную из оптического стекла KRS-5, оптическая толщина слоя 0,05 мм. Спектры снимали в диапазоне 4000–400 см⁻¹ с разрешением 2 см⁻¹. Приборное время измерения одного спектра не превышало двух минут. Для корректировки искажений при очень сильном поглощении спектры снимали также в тонких пленках, нанесенных на оптическое стекло KRS-5.

Результаты и обсуждение

Характеристики нефти шельфа Печорского моря приведены в табл. 1. Одними из основных физико-химических параметров, характеризующих нефть, являются ее плотность ρ (кг/м³) или относительная плотность S (безразмерная величина) как отношение плотности нефти к плотности воды при той же температуре. Именно плотность лежит в основе классификации, в соответствии с которой нефти подразделяют на несколько классов: легкие ($\rho < 830 \text{ кг/м}^3$), средние ($830 < \rho < 860 \text{ кг/м}^3$), тяжелые ($860 < \rho < 917 \text{ кг/м}^3$) и сверхтяжелые ($\rho > 917 \text{ кг/м}^3$). Плотность нефти главным образом определяется ее химическим составом, поскольку плотности различных углеводородов, гетероатомных и высокомолекулярных соединений, входящих в ее состав, значительно различаются. Плотность, определяющая качество сырой нефти, является параметром, необходимым для пересчета измеренных объемов в объемы при стандартной температуре в ходе расчетных операций при поставках на экспорт нефти и нефтепродуктов.

Таблица 1. Физико-химические свойства нефти шельфа Печорского моря
Table 1. Physicochemical properties of the Pechora Sea shelf oil

Плотность ρ при 20 °С, кг/м ³	905,3
Плотность ρ при 15,6 °С, кг/м ³	908,5
Плотность, градусы API	24,2
Температура застывания, °С	-43,0
Содержание воды, мас.%	0,03
Кислотное число, мгКОН/г	0,036
Средняя молекулярная масса, г/моль	231,0
Кинематическая вязкость ν при 20 °С, мм ² /с	107,2
Динамическая вязкость η при 20 °С, мПа·с	97,0

Цены на сырую нефть за рубежом часто указывают рядом со значениями плотности в градусах API. Эта единица измерения разработана Американским институтом нефти. Плотность в градусах API и относительная плотность S_{60} при температуре 60 °F (15,6 °C) связаны между собой соотношением, которое позволяет легко преобразовать их друг в друга:

$$API = \frac{141,5}{S_{60}} - 131,5.$$

Как видно из табл. 1, исследуемый образец нефти характеризуется плотностью 905,3 кг/м³ (при 20 °C) и 908,5 кг/м³ (при 15,6 °C), плотность в градусах API составляет 24,2. Таким образом, в соответствии с существующей классификацией она является тяжелой нефтью.

Температура застывания (кристаллизации), характеризующая фазовый переход из жидкого состояния в твердое, определяет некий температурный интервал, в котором нефть сохраняет текучесть, что чрезвычайно важно при разработке технологий ее транспортировки, особенно в условиях низких температур арктических регионов. Температура застывания исследуемой нефти равна –43 °C. Низкое значение температуры застывания косвенным образом свидетельствует о низком содержании твердых парафинов (н-алканов с длиной углеводородной цепи больше 19) и присутствии легких фракций.

Результаты разделения нефти и физико-химические свойства нефтяных фракций приведены в табл. 2, компонентный состав – в табл. 3. Результаты показывают, что легкие фракции, температура кипения которых меньше 211 °C, составляют 12,6 мас.%, а тяжелые фракции, кипящие при температуре выше 211 °C, – 87,4 мас.%. Средние молекулярные массы нефтяных фракций составляют от 87 до 325 г/моль и увеличиваются по мере возрастания температуры кипения.

Таблица 2. Фракционный состав ω нефти шельфа Печорского моря, средняя молекулярная масса ММ и коэффициент преломления n (при 20 °C) фракций, кипящих в различных температурных интервалах

Table 2. Fraction composition ω of the Pechora Sea shelf crude oil, the average molecular weight MW and the refractive index at 20 °C n of the oil fractions boiling at the different temperature ranges

Фракция нефти, °C	ω , мас.%	ММ, г/моль	n
51–95	1,0	87	1,404
95–122	1,1	101	1,415
122–150	2,8	114	1,422
150–175	2,9	123	1,434
175–200	3,6	135	1,444
200–211	1,2	155	1,448
Более 211	87,4	325	1,404

Таблица 3. Компонентный состав нефти шельфа Печорского моря
Table 3. Chemical composition of the Pechora Sea shelf crude oil

Компонент	ω , мас.%
Алканы	65.6
в том числе н-алканы	36.7
Нафтены	5.9
Арены	17.8
Окисленные продукты	0.6
Асфальтены	1.2
Карбены и карбоиды	1.1
Смолы	7.7
Вода	0.03
Всего	100.0

Содержание н-алканов в нефти составляет 36,7 %, в нефтяных фракциях, выкипающих до температуры 211 °C, – 15,5 %.

Основными составными частями тяжелых фракций нефти являются масла, смолы и асфальтены. По содержанию смолисто-асфальтеновых веществ нефти подразделяют на три группы: малосмолистые (до 5 %), смолистые (от 5 до 15 %), высокосмолистые (выше 15 %). Полученные результаты показывают (табл. 3), что смолисто-асфальтеновые вещества (смолы, асфальтены, карбены и карбоиды) в исследуемом образце нефти составляют 10 мас.%. Таким образом, нефть шельфа Печорского моря относится к типу смолистых нефтей.

Как показывает практика, все сернистые (к которым относится исследуемая нефть шельфа Печорского моря) и высокосернистые нефти одновременно являются высокосмолистыми с высоким содержанием асфальтенов. Смолы и асфальтены определяют ингибирующую активность нефтей, так как они являются природными антиокислителями, проявляющими свойства ингибиторов цепных радикальных процессов.

При этом присутствие смолисто-асфальтеновых веществ вызывает ряд сложностей при разработке, добыче, подготовке, транспорте и переработке нефти. В ходе разработки нефтяных месторождений они закупоривают призабойную зону продуктивного пласта. При добыче могут возникать смолисто-асфальтеновые отложения, которые (вместе с отложениями парафинов) вызывают закупорку скважины. К тому же смолисто-асфальтеновые компоненты, являясь природными поверхностно-активными веществами, стабилизируют нежелательные эмульсии типа "вода-в-нефти". Данные обстоятельства приводят к увеличению энергозатрат при транспортировке нефти.

Как общее правило принимается, что наиболее богаты смолисто-асфальтеновыми веществами нефти с высоким содержанием ароматических углеводородов (аренов). Содержание аренов в исследуемом образце нефти определяли методом Фурье-ИК-спектроскопии (рис. 1, табл. 4).

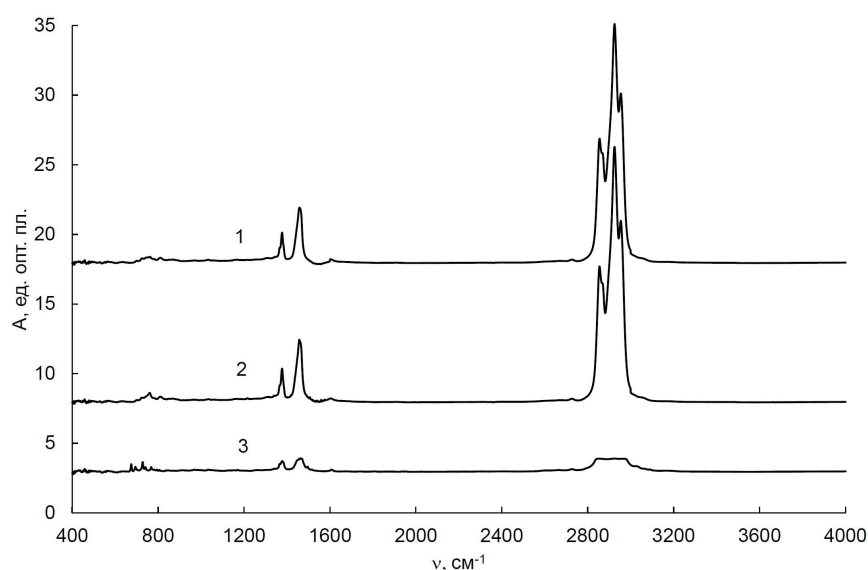


Рис. 1. ИК-спектр поглощения нефти шельфа Печорского моря и ее фракций в кювете KRS-5, толщина оптического пути 0,05 мм: 1 – нефть; 2 – тяжелая фракция ($t_{\text{кип}} > 211\text{ }^{\circ}\text{C}$); 3 – легкая фракция ($t_{\text{кип}} < 211\text{ }^{\circ}\text{C}$)

Fig. 1. The IR spectrum of the Pechora sea shelf oil and its fractions (the cuvette KRS-5, the thickness of the optical path is 0.05 mm): 1 – oil; 2 – heavy fraction ($t_{\text{boiling}} > 211\text{ }^{\circ}\text{C}$); 3 – light fraction ($t_{\text{boiling}} < 211\text{ }^{\circ}\text{C}$)

Таблица 4. Показатели нефти шельфа Печорского моря и ее фракций
Table 4. Characteristics of the Pechora Sea shelf oil and its fractions

Показатель	Нефть	Фракция нефти	
		тяжелая ($t_{\text{кип}} > 211\text{ }^{\circ}\text{C}$)	легкая ($t_{\text{кип}} < 211\text{ }^{\circ}\text{C}$)
Степень разветвленности C_p	0.11	0.11	0.74
Степень алифатичности $C_{\text{ал}}$	7.30	7.59	10.42
Степень ароматичности $C_{\text{ар}}$	0.85	0.83	0.20
Степень осерненности $C_{\text{сер}}$	0.08	0.06	0.11
Степень окисленности $C_{\text{ок}}$	0.01	0.01	0.00

Анализ ИК-спектров нефти проводили, используя следующие характеристические полосы поглощения [12; 13]: 1600 см^{-1} (характеризует наличие ароматических углеводородов); 720 , 1380 и 1460 см^{-1} (характеризуют содержание метиленовых ($-\text{CH}_2-$) и метильных ($-\text{CH}_3$) групп в алкановых углеводородах).

По соотношению оптических плотностей характеристических полос поглощения рассчитаны спектральные коэффициенты:

- разветвленности $C_p = A_{720}/A_{1460}$;
- алифатичности $C_{\text{ал}} = A_{720+1380}/A_{1600}$;
- ароматичности $C_{\text{ар}} = A_{1600}/A_{720}$;
- осерненности $C_{\text{сер}} = A_{1030}/A_{1460}$;
- окисленности $C_{\text{ок}} = A_{1700}/A_{1460}$.

Коэффициенты $C_{ар}$ и $C_{ал}$ характеризуют соотношение в нефти ароматических и насыщенных алифатических углеводородов, C_p – строение алкановых фрагментов. По величине коэффициента ароматичности определяется тип нефти [13]. При $0.6 < C_{ар} < 1.2$ нефть нафтеновая. Для нашего образца $C_{ар} = 0.85$; $C_{ал} = 7.30$; $C_p = 0.11$. Таким образом, по коэффициенту ароматичности исследуемая нефть относится к нафтеновому типу.

Анализ полученных результатов с учетом опубликованных данных [13] показывает, что исследуемая нефть по трем коэффициентам близка к образцам месторождения Медын-море Тимано-Печорского бассейна ($C_{ар} = 0.72$; $C_{ал} = 6.50$; $C_p = 0.11$) и Южно-Филипповского месторождения в Поволжье на северо-востоке Ульяновской области ($C_{ар} = 0.86$; $C_{ал} = 8.01$; $C_p = 0.09$). Сходство по составу с месторождением Медын-море может быть обусловлено близким расположением месторождений в Печорском море (рис. 2).



Рис. 2. Месторождения нефти на шельфе Печорского моря [http://iv-g.livejournal.com/557715.html]

Fig. 2. Oil fields in the Pechora Sea shelf

Групповой состав углеводородов рассчитывали, используя значения оптической плотности полос поглощения (рис. 1), характеризующих деформационные колебания С-Н и С-С-связей: 1450 , 1370 и 720 см^{-1} (алканы); 1030 и 970 см^{-1} (нафтены); 1600 , 870 , 810 , и 750 см^{-1} (арены); $\sim 1700 \text{ см}^{-1}$ (продукты окисления) [12]. Содержание ω (%) алкановых, нафтеновых, ароматических и окисленных углеводородов рассчитывали как отношение суммы оптических плотностей полос, отнесенных к соответствующему типу углеводородов, к общей сумме оптических плотностей всех углеводородов по формулам:

$$\omega_{ал} = \frac{\Sigma A_{пар}}{\Sigma (A_{ал} + A_{ар} + A_{наф} + A_{ок})} \cdot 100 \% = \frac{A_{1450 + 1370 + 720}}{(A_{1450 + 1370 + 720} + A_{1600 + 870 + 810 + 750} + A_{1300 + 970} + A_{1700})} \cdot 100 \%,$$

$$\omega_{наф} = \frac{\Sigma A_{наф}}{\Sigma (A_{ал} + A_{ар} + A_{наф} + A_{ок})} \cdot 100 \% = \frac{A_{1300 + 970}}{(A_{1450 + 1370 + 720} + A_{1600 + 870 + 810 + 750} + A_{1300 + 970} + A_{1700})} \cdot 100 \%,$$

$$\omega_{ар} = \frac{\Sigma A_{ар}}{\Sigma (A_{ал} + A_{ар} + A_{наф} + A_{ок})} \cdot 100 \% = \frac{A_{1600 + 870 + 810 + 750}}{(A_{1450 + 1370 + 720} + A_{1600 + 870 + 810 + 750} + A_{1300 + 970} + A_{1700})} \cdot 100 \%,$$

$$\omega_{ок} = \frac{\Sigma A_{ок}}{\Sigma (A_{ал} + A_{ар} + A_{наф} + A_{ок})} \cdot 100 \% = \frac{A_{1700}}{(A_{1450 + 1370 + 720} + A_{1600 + 870 + 810 + 750} + A_{1300 + 970} + A_{1700})} \cdot 100 \%,$$

где $\omega_{пар}$, $\omega_{наф}$, $\omega_{ар}$ и $\omega_{ок}$ – содержание алкановых, нафтеновых, ароматических и окисленных углеводородов в нефти соответственно, %; $A_{ал} = A_{1450 + 1370 + 720}$ – сумма оптических плотностей полос поглощения алкановых структур (алканов) на длинах волн 1450 , 1370 и 720 см^{-1} ; $A_{наф} = A_{1300 + 970}$ – сумма оптических плотностей полос поглощения нафтеновых структур на длинах волн 1300 и 970 см^{-1} ; $A_{ар} = A_{1600 + 870 + 810 + 750}$ – сумма оптических плотностей полос поглощения ароматических структур (аренов) на длинах волн 1600 , 870 , 810 и 750 см^{-1} ; $A_{ок} = A_{1700}$ – сумма оптических плотностей полос поглощения окисленных структур на длине волны 1700 см^{-1} .

Результаты расчета группового состава углеводородов исследуемой нефти представлены в табл. 5.

Таблица 5. Групповой состав углеводородов тяжелой нефти Печорского моря и ее фракций
Table 5. Composition of hydrocarbons of the Pechora Sea crude oil and its fractions

Показатель	Нефть	Фракция нефти	
		тяжелая ($t_{кип} > 211$ °С)	легкая ($t_{кип} < 211$ °С)
Сумма оптических плотностей полос поглощения углеводородов:			
алкановых $A_{ал}$	0.294	0.217	2.349
ароматических $A_{ар}$	0.080	0.051	0.292
нафтеновых $A_{наф}$	0.026	0.006	0.192
окисленных $A_{ок}$	0.003	0.004	0.004
Групповой состав углеводородов, %, (по [4]):			
алканы $\omega_{пар}$	72.8	78.2	82.8
нафтены $\omega_{наф}$	6.6	2.0	6.8
арены $\omega_{ар}$	19.8	18.2	10.3
окисленные продукты $\omega_{ок}$	0.7	1.6	0.2

Для исследованного образца нефти $\omega_{ар} = 19.87$ %.

Химический состав определяет сложное реологическое поведение сырой нефти, ее вязкостные свойства. Вязкость является одним из важнейших физико-химических параметров нефти, она учитывается во всех гидродинамических расчетах, связанных с движением нефти, в том числе в трубопроводах. В нефтехимической промышленности сложилась ГОСТированная система определения кинематической вязкости при определенной температуре, в основном с использованием стеклянных вискозиметров. Исследования показали, что кинематическая вязкость при 20 °С нефти шельфа Печорского моря составляет 107,2 мм²/с, а динамическая вязкость при той же температуре – 97,0 мПа·с (напомним, что вязкость воды равна 1 мПа·с). Многочисленные исследования в области реологии нефтей показывают [14], что в общем случае нефть, являясь сложной многокомпонентной системой, представляет собой вязко-пластичную среду. Реологические свойства такой системы вполне удовлетворительно описываются известной моделью Бингама:

$$\tau = \tau_0 + \eta^* \dot{\gamma},$$

где τ – напряжение сдвига; τ_0 – предел текучести; η^* – пластическая вязкость; $\dot{\gamma}$ – скорость сдвига.

В основу реологической модели Бингама положено представление о формировании в системе, находящейся в покое, трехмерной структуры. Эта структура разрушается при некотором напряжении сдвига τ_0 , называемом пределом текучести, и при $\tau > \tau_0$ система приобретает способность к течению.

На рис. 3 приведена кривая течения исследованной нефти шельфа Печорского моря. Для сравнения приведена кривая течения тяжелой ($\rho = 934$ кг/м³) нефти Северного моря. Как показывают экспериментальные данные, реологические свойства образцов могут быть описаны реологической моделью для вязко-пластичной среды.

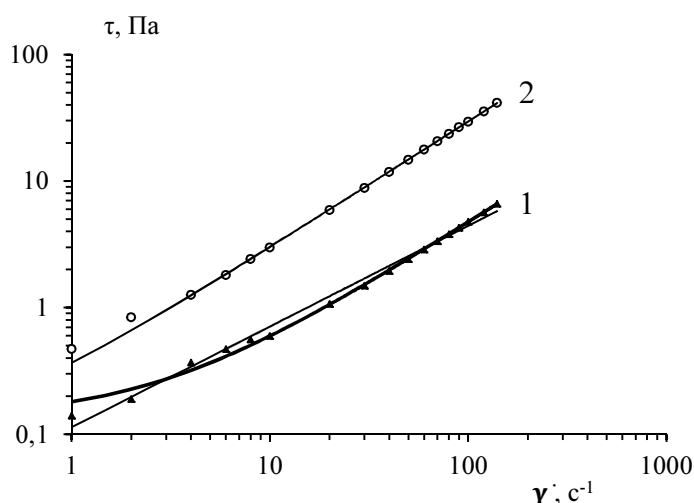


Рис. 3. Кривые течения (при 20 °С): 1 – нефти шельфа Печорского моря; 2 – тяжелой нефти Северного моря
Fig. 3. Flow curves (at 20 °С): 1 – crude oil from the Pechora Sea shelf; 2 – crude oil from the North Sea

При этом, как и ожидалось, вязкость тяжелой нефти Северного моря с более высокой плотностью превышает вязкость нефти шельфа Печорского моря.

Заключение

Таким образом, тяжелая нефть шельфа Печорского моря содержит углеводороды (алканы, нафтены, арены) и смолисто-асфальтеновые вещества, содержание которых составляет 89 и 10 мас.% соответственно. Содержание воды в исследуемом образце нефти – около 0.03 мас.%. Групповой состав углеводородов проанализирован с использованием ИК-спектров нефти. Показано, что основная доля – около 73 % – приходится на алкановые углеводороды. На ароматические и нафтеновые углеводороды приходится около 20 и 7 % соответственно. Анализ химического и компонентного состава позволяет отнести нефть шельфа Печорского моря к типу тяжелых смолистых нафтеновых нефтей. В условиях сдвиговых деформаций при 20 °C исследованный образец нефти проявляет свойства вязко-пластичной среды.

Работа выполнена при поддержке гранта РФФИ, проект № 16-58-20008.

Библиографический список

1. Мусакаев Н. Г., Уразов Р. Р. Превентивные методы борьбы с гидратообразованием в трубопроводах // Нефть и газ. 2006. № 1. С. 50–56.
2. Lederhos J. P. et al. Effective kinetic inhibitors for natural gas hydrates // Chemical Engineering Science. 1996. V. 51, N 8. P. 1221–1229.
3. Huo Z. et al. Hydrate plug prevention by anti-agglomeration // Chemical Engineering Science. 2001. V. 56, N 17. P. 4979–4991.
4. Frostman L. M., Przybylinski J. L. Successful applications of anti-agglomerant hydrate inhibitors // SPE International Symposium on Oilfield Chemistry. Society of Petroleum Engineers. 2001. <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-65007-MS>.
5. Fu S. B., Cenegy L. M., Neff C. S. A summary of successful field applications of a kinetic hydrate inhibitor // SPE International Symposium on Oilfield Chemistry. Society of Petroleum Engineers. 2001. <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-65022-MS>.
6. Задимова Н. М., Скворцова З. Н., Траскин В. Ю., Ямпольская Г. П., Миронова М. В., Френкин Э. И., Куличихин В. Г., Малкин А. Я. Тяжелая нефть как эмульсия: состав, структура и реологические свойства // Коллоидный журнал. 2016. Т. 78, № 6. С. 675–687.
7. Malkin A., Rodionova G., Sebastien S., Il'in S., Arinina M., Kulichikhin V., Sjoblom J. Some compositional viscosity correlations for crude oils from Russia and Norway // Energy and Fuels. 2016. V. 30, N 11. P. 9322–9328.
8. Bartłomiej Gawęł, Mona Eftekhardakhah, Gisle Øye. An elemental composition and FT-IR spectroscopy analysis of crude oils and their fractions // Energy and Fuels. 2014. V. 28, N 2. P. 997–1003.
9. Batina N., Reyna-Cordova A., Trinidad-Reyes Y., Quintana-Garcia M., Buenrostro-Gonzalez E., Lira-Galeana C., Andersen S. I. Qualitative analysis of thin films of crude oil deposits on the metallic substrate by Fourier transform infrared (FTIR) microscopy // Energy and Fuels. 2005. V. 19. P. 2001–2005.
10. Мурадов А. Н., Анисимов А. В. Химический состав лечебной нафталанской нефти // Вестник Московского университета. Сер. Химия. 2006. Т. 47, № 3. С. 226–229.
11. Купцов А. Х., Арбузова Т. В. Исследование тяжелых фракций нефти методом Фурье спектроскопии КР ближнего ИК диапазона // Нефтехимия. 2011. Т. 51, № 3. С. 214–222.
12. Koshelev V. N., Gordadze G. N., Ryabov V. D., Chernova O. B. Transformations of crude oils in in-situ combustion and prolonged contact with the environment // Chemistry and Technology of Fuels and Oils. 2005. V. 41, N 2. P. 104–107.
13. Иванова Л. В., Кошелев В. Н., Буров Е. А., Стоколос О. А. Применение ИК-спектрометрии в исследовании нефтей // Труды Российского государственного университета нефти и газа им. И. М. Губкина. 2010. № 2. С. 76–80.
14. Малкин А. Я., Хаджиев С. Н. О реологии нефти (обзор) // Нефтехимия. 2016. Т. 56, № 4. С. 303–314.

References

1. Musakaev N. G., Urazov R. R. Preventivnye metody borby s gidratoobrazovaniem v truboprovodah [Preventive methods of strife with hydrates formation in pipe lines] // Neft i gaz. 2006. N 1. P. 50–56.
2. Lederhos J. P. et al. Effective kinetic inhibitors for natural gas hydrates // Chemical Engineering Science. 1996. V. 51, N 8. P. 1221–1229.

3. Huo Z. et al. Hydrate plug prevention by anti-agglomeration // *Chemical Engineering Science*. 2001. V. 56, N 17. P. 4979–4991.
4. Frostman L. M., Przybylinski J. L. Successful applications of anti-agglomerant hydrate inhibitors // *SPE International Symposium on Oilfield Chemistry*. Society of Petroleum Engineers. 2001. <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-65007-MS>.
5. Fu S. B., Cenegy L. M., Neff C. S. A summary of successful field applications of a kinetic hydrate inhibitor // *SPE International Symposium on Oilfield Chemistry*. Society of Petroleum Engineers. 2001. <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-65022-MS>.
6. Zadymova N. M., Skvortsova Z. N., Traskin V. Yu., Yampolskaya G. P., Mironova M. V., Frenkin E. I., Kulichihin V. G., Malkin A. Ya. Tyazhelaya neft kak emulsiya: sostav, struktura i reologicheskie svoystva [Heavy oil as an emulsion: composition, structure, rheological properties] // *Kolloidnyi zhurnal*. 2016. V. 78, N 6. P. 675–687.
7. Malkin A., Rodionova G., Sebastien S., Il'in S., Arinina M., Kulichihin V., Sjoblom J. Some compositional viscosity correlations for crude oils from Russia and Norway // *Energy and Fuels*. 2016. V. 30, N 11. P. 9322–9328.
8. Bartłomiej Gaweł, Mona Eftekhardakhah, Gisle Øye. An elemental composition and FT-IR spectroscopy analysis of crude oils and their fractions // *Energy and Fuels*. 2014. V. 28, N 2. P. 997–1003.
9. Batina N., Reyna-Cordova A., Trinidad-Reyes Y., Quintana-Garcia M., Buenrostro-Gonzalez E., Lira-Galeana C., Andersen S. I. Qualitative analysis of thin films of crude oil deposits on the metallic substrate by Fourier transform infrared (FTIR) microscopy // *Energy and Fuels*. 2005. V. 19. P. 2001–2005.
10. Muradov A. N., Anisimov A. V. Himicheskiy sostav lechebnoy naftalanskoj nefti [Chemical composition of Naftalan oil] // *Vestnik Moskovskogo universiteta. Ser. Himiya*. 2006. V. 47, N 3. P. 226–229.
11. Kuptsov A. H., Arbuzova T. V. Issledovanie tyazhelyh fraktsiy nefti metodom Fure spektroskopii KR blizhnego IK diapazona [Study of heavy oil fractions by Fourier-transform Near-Infrared Raman Spectroscopy] // *Neftehimiya*. 2011. V. 51, N 3. P. 214–222.
12. Koshelev V. N., Gordadze G. N., Ryabov V. D., Chernova O. B. Transformations of crude oils in in-situ combustion and prolonged contact with the environment // *Chemistry and Technology of Fuels and Oils*. 2005. V. 41, N 2. P. 104–107.
13. Ivanova L. V., Koshelev V. N., Burov E. A., Stokolos O. A. Primenenie IK-spektrometrii v issledovanii neftey [Applying IR-spectrometry to study oils] // *Trudy Rossiyskogo gosudarstvennogo universiteta nefti i gaza im. I. M. Gubkina*. 2010. N 2. P. 76–80.
14. Malkin A. Ya., Hadzhiev S. N. O reologii nefti (obzor) [On rheology of oil (review)] // *Neftehimiya*. 2016. V. 56, N 4. P. 303–314.

Сведения об авторах

Деркач Светлана Ростиславовна – ул. Спортивная, 13, г. Мурманск, Россия, 183010; Мурманский государственный технический университет, Естественно-технологический институт, кафедра химии, д-р хим. наук, профессор; e-mail: derkachsr@mstu.edu.ru

Derkach S. R. – 13, Sportivnaya Str., Murmansk, Russia, 183010; Murmansk State Technical University, Institute of Natural Science and Technology, Department of Chemistry, Dr of Chem. Sci., Professor; e-mail: derkachsr@mstu.edu.ru

Берестова Галина Ивановна – ул. Спортивная, 13, г. Мурманск, Россия, 183010; Мурманский государственный технический университет, Естественно-технологический институт, кафедра химии, канд. техн. наук, доцент; e-mail: berestovagi@mstu.edu.ru

Berestova G. I. – 13, Sportivnaya Str., Murmansk, Russia, 183010; Murmansk State Technical University, Institute of Natural Science and Technology, Department of Chemistry, Cand. of Tech. Sci., Associate Professor; e-mail: berestovagi@mstu.edu.ru

Новиков Виталий Юрьевич – ул. Академика Книповича, 6, г. Мурманск, Россия, 183038; Полярный научно-исследовательский институт морского рыбного хозяйства и океанографии им. Н. М. Книповича, канд. хим. наук, ст. науч. сотрудник; e-mail: nowitaly@yandex.ru

Novikov V. Yu. – 6, Academician Knipovich Str., Murmansk, Russia, 183038; Knipovich Polar Research Institute of Marine Fisheries and Oceanography, Cand. of Chem. Sci., Senior Researcher; e-mail: nowitaly@yandex.ru

Колотова Дарья Сергеевна – ул. Спортивная, 13, г. Мурманск, Россия, 183010; Мурманский государственный технический университет, Естественно-технологический институт, кафедра химии, аспирант; e-mail: danny_kolotova@mail.ru

Kolotova D. S. – 13, Sportivnaya Str., Murmansk, Russia, 183010; Murmansk State Technical University, Institute of Natural Science and Technology, Department of Chemistry, PhD Student; e-mail: danny_kolotova@mail.ru

Бричка Ксения Михайловна – ул. Спортивная, 13, г. Мурманск, Россия, 183010; Мурманский государственный технический университет, факультет арктических технологий, магистрант; e-mail: xeniabrichka@gmail.com

Brichka K. M. – 13, Sportivnaya Str., Murmansk, Russia, 183010; Murmansk State Technical University, Faculty of Arctic Technologies, Master Student; e-mail: xeniabrichka@gmail.com

Galina Simonsen – Тронхейм, Норвегия; Норвежский университет науки и технологии, лаборатория Угелстад, канд. наук, науч. сотрудник; e-mail: galina.rodionova@ntnu.no

Galina Simonsen – Trondheim, Norway; Norwegian University of Science and Technology, Ugelstad Laboratory, PhD, Researcher; e-mail: galina.rodionova@ntnu.no

S. R. Derkach, G. I. Berestova, V. Yu. Novikov,
D. S. Kolotova, K. M. Brichka, G. Simonsen

Chemical composition of Pechora Sea crude oil

The physicochemical properties of the Pechora Sea shelf oil and its chemical composition have been studied using the methods of refractometry, titrimetry, viscometry, rheometry and standard methods for the analysis of oil and petroleum products. The fractionation of oil is held at atmospheric pressure, some fractions boiling at the temperature below and above 211 °C have been received. Chemical structural-group composition of oil and its components has been investigated using a Fourier infrared (IR) spectroscopy method. The density of oil has been obtained, it is equal to 24.2 API. The chemical composition analysis shows that water content in the investigated oil sample is about 0.03 % (by weight). The oil sample contains hydrocarbons (including alkanes, naphthenes, arenes) and asphaltenes with resins; their content is equal to 89 and 10 % (by weight) respectively. Alkane content is about 66 %, including alkanes of normal structure – about 37 %. The solidification temperature of oil sample is equal to –43 °C. This low temperature testifies obliquely low content of solid alkanes (paraffin). Bearing in mind the content of asphaltenes with resins we can refer the investigated oil sample to resinous oils. On the other hand spectral coefficient values (aromaticity quotient and aliphaticity quotient) show that oil sample belongs to naphthenic oils. According to the data of Fourier IR spectroscopy contents of naphthenes and arenes are 5.9 and 17.8 % respectively. Thus, the obtained data of chemical structural-group composition of crude oil and its fractions indicate that this oil belongs to the heavy resinous naphthenic oils. The rheological parameters obtained at the shear deformation conditions characterize the crude oil as a visco-plastic medium.

Key words: oil, fraction composition, paraffins, naphthenes, arenes, resins, asphaltenes, density, viscosity.