

ISSN 1561-8331 (Print)

ISSN 2524-2342 (Online)

УДК 541.183, 544.576; 543.54

<https://doi.org/10.29235/1561-8331-2022-58-1-17-25>

Поступила в редакцию 30.11.2021

Received 30.11.2021

О. Н. Опанасенко, О. В. Лукша, Н. П. Крутько*Институт общей и неорганической химии Национальной академии наук Беларуси, Минск, Беларусь*

ВЯЗКОУПРУГИЕ И ТЕРМОДИНАМИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ РАЗЛИЧНОЙ СТЕПЕНИ ОБВОДНЕННОСТИ

Аннотация. Установлены зависимости вязкоупругих и термодинамических свойств высоковязкой нефти из нефтесборного коллектора Н-Кореневского и Денисовского месторождений от степени обводненности и температуры. В условиях сдвиговых деформаций и при сопоставимых температурах характер процессов структурообразования нефти при низкой степени обводненности обусловлен фазовыми переходами парафинов, что согласуется с экспериментальными данными, описанными в литературе для необводненных нефтей, указывая на идентичность характера межмолекулярных взаимодействий необводненной нефти и нефти с низкой степенью обводненности. Максимальный эффект при термическом способе снижения вязкости нефти с низкой степенью обводненности можно достичь при ее нагреве до температуры плавления парафинов $T_{пл}^*$, определенной с использованием зависимости $\ln(\eta) = f(1/T)$. Особенность реологического поведения высокообводненной нефти обусловлена ростом энергии межмолекулярного взаимодействия, которая во всем температурном интервале практически сопоставима с $E_{акт1}$ низкообводненной нефти при $T < T_{пл}^*$, что связано с образованием инвертных эмульсий, стабилизированных межфазными слоями из молекул асфальтенов. Показано, что снижению значений эффективной вязкости низко- и высокообводненной нефти способствует повышение температуры и сдвиговых деформаций, однако разрушения их коллоидной структуры во всем исследуемом интервале не происходит. Потеря агрегативной и кинетической устойчивости высоковязкой обводненной нефти достигается в присутствии поверхностно-активной композиции на основе Сорбиталь С-20 и натриевой соли алкилбензолсульфокислоты, вызывающей десорбцию «природных стабилизаторов» с межфазной границы раздела нефть–вода и, как следствие, коалесценцию капелек воды.

Ключевые слова: обводненная нефть, реология, энергия активации, поверхностно-активное вещество, асфальтены, парафины

Для цитирования. Опанасенко, О. Н. Вязкоупругие и термодинамические свойства высоковязкой нефти различной степени обводненности / О. Н. Опанасенко, О. В. Лукша, Н. П. Крутько // Вест. Нац. акад. навук Беларусі. Сер. хім. навук. – 2022. – Т. 58, № 1. – С. 17–25. <https://doi.org/10.29235/1561-8331-2022-58-1-17-25>

O. N. Opanasenko, O. V. Luksha, N. P. Krut'ko*Institute of General and Inorganic Chemistry of the National Academy of Sciences of Belarus, Minsk, Belarus*

VISCOELASTIC AND THERMODYNAMIC PROPERTIES OF HIGH-VISCOSITY OIL WITH DIFFERENT WATER CUT

Abstract. Dependencies of the viscoelastic and thermodynamic properties of high-viscosity oil from the oil-gathering reservoir of the N-Korenevskoye and Denisovskoye fields on the degree of water cut and temperature have been established. Under the conditions of shear deformations and at comparable temperatures, the nature of the processes of structure formation of oil at a low degree of water cut is due to phase transitions of paraffins, which is consistent with the experimental data described in the literature for non-watered oils, indicating the identity of the nature of intermolecular interactions between non-watered oil and oil with a low degree of water cut. The maximum effect of the thermal method for reducing the viscosity of oil with a low degree of water cut can be achieved when it is heated to the paraffin melting point T_m^* , determined using the $\ln(\eta) = f(1/T)$ dependence. The peculiarity of the rheological behavior of high-water-cut oil is due to an increase in the energy of intermolecular interaction, which in the entire temperature range is practically comparable to E_{act1} of low-water cut oil at $T < T_m^*$, which is associated with the formation of invert emulsions stabilized by interphase layers of asphaltene molecules. It is shown that an increase in temperature and shear deformations contribute to a decrease in the values of the effective viscosity of low and high water cut oil; however, the destruction of their colloidal structure does not occur in the entire range investigated. The loss of aggregate and kinetic stability of high-viscosity watered oil is achieved in the presence of a surfactant composition based on Sorbital C-20 and a sodium salt of alkylbenzenesulfonic acid, which causes the desorption of “natural stabilizers” from the oil-water interface and, as a consequence, the coalescence of water droplets.

Keywords: water cut oil, rheology, activation energy, surfactant, asphaltenes, paraffins

For citation. Opanasenko O. N., Luksha O. V., Krut'ko N. P. Viscoelastic and thermodynamic properties of high-viscosity oil with different water cut. *Vestsi Natsyyanal'nai akademii navuk Belarusi. Seryya khimichnyh navuk = Proceedings of the National Academy of Science of Belarus. Chemical series*, 2022, vol. 58, no. 1, pp. 17–25 (in Russian). <https://doi.org/10.29235/1561-8331-2022-58-1-17-25>

Введение. Нефтяные месторождения, переходя в позднюю стадию разработки, характеризуются высокой степенью обводненности вследствие насыщения порового пространства водой через систему поддержания пластового давления, прорыва подземных вод и использования внутриконтурного заводнения. Остаточная (тяжелая) нефть хаотично рассредоточена внутри порового объема пласта в виде структурированных слоев, характеризующихся вязкостью и плотностью, превышающими эти показатели для природной нефти. Процесс вытеснения нефти из трещинато-пористой неоднородной среды затруднен вследствие аномалии ее реологического поведения, в значительной степени осложненной межфазными взаимодействиями, возникающими на границе раздела совместно движущихся фаз нефть–вода [1–3]. Для улучшения реологических характеристик добываемой тяжелой высоковязкой нефти используется целый ряд технологий: термическая обработка, разбавление легкими фракциями нефти или органическими растворителями, а также введение присадок, регулирующих вязкоупругие свойства нефти, наибольшее распространение среди которых получили высокомолекулярные полимерные соединения различных типов [4]. Одним из недостатков имеющихся присадок является слабая эффективность их действия для обводненных высоковязких нефтей. В связи с этим поиск альтернативных органических соединений, являющихся высокоэффективными регуляторами реологических свойств обводненных нефтей, является актуальной научной и прикладной задачей, решение которой позволит разработать принципы и критерии для целенаправленного регулирования агрегативной и кинетической устойчивости обводненной нефти в процессе заводнения, в трубопроводном транспорте, при ликвидации разливов нефти [4–11].

Цель работы – установление зависимости вязкоупругих и термодинамических свойств высоковязкой нефти от степени обводненности и температуры и оценка возможности регулирования ее реологических параметров композицией, проявляющей высокую поверхностную активность на границе раздела модельной системы углеводород–вода, на основе Сорбиталь С-20 и натриевой соли алкилбензолсульфокислоты.

Объекты и методы. В качестве объектов исследования были приготовлены образцы обводненной нефти с использованием нефти из нефтесборного коллектора Н-Кореневского и Денисовского месторождений. Физико-химические свойства исходной нефти представлены в таблице. По показателю плотности ($\rho = 0,935 \text{ г/см}^3$) исходная нефть относится к типу «битуминозная» [12].

Физико-химические свойства исходной нефти

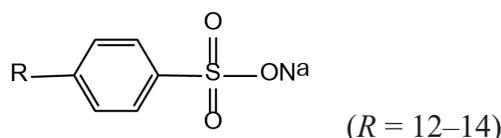
Physico-chemical properties of original oil

| Плотность, г/см^3 | Содержание воды, % | Содержание механических примесей, % |
|----------------------------|--------------------|-------------------------------------|
| 0,935 | 1,34 | Отсутствует |

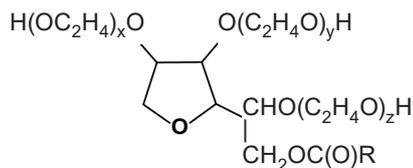
Методика приготовления нефти с различной степенью обводненности – H_{10} (10 % воды) и H_{50} (50 % воды). При перемешивании на четырехлопастной мешалке со скоростью 700 об/мин в течение 5–10 мин к нефти добавляли рассчитанное количество водопроводной воды, после чего скорость увеличивали до 900 об/мин и перемешивали еще в течение 5 мин.

В качестве поверхностно-активной композиции для регулирования вязкости обводненной нефти использовали смесь ПАВ:

ПАВ анионного типа – линейный алкилбензолсульфонат натрия (АБСNa). Получен путем растворения алкилбензолсульфокислоты (ООО «ПО Киришинефтеоргсинтез», РФ) в водном растворе гидроксида натрия с рН 11,0–11,25.



ПАВ неионогенного типа Сорбиталь С-20 (завод «Полимир», ОАО «Нафтан», РБ, ТУ РБ 300041455.050). По химической структуре представляет собой оксиэтилированный сложный эфир ангидросорбита и жирных кислот (далее ОСЭЖК).



($R = 17$, степень оксиэтилирования – 20)

Микрофотографии эмульсий получены с использованием микроскопа Микмед-5, оснащенного видеоокуляром ДСМ-130, и компьютерной программы ArcSoft WebCam Companion. Исследование структурно-реологических свойств обводненной нефти проводили с использованием ротационного вискозиметра Brookfield типа HBDV-E, текущее значение вязкости (мПа·с) при различных скоростях сдвига ($0,3\text{--}100\text{ с}^{-1}$) отображалось на ЖК-дисплее. Зависимость эффективной вязкости от температуры подчиняется уравнению Аррениуса:

$$\eta = A \cdot \exp\left(\frac{E_a}{RT}\right), \tag{1}$$

где η – эффективная вязкость, мПа·с; A – предэкспоненциальный множитель; E_a – энергия активации вязкого течения, кДж/моль; R – газовая постоянная, кДж/(моль·К); T – абсолютная температура, К.

На кривой зависимости логарифма вязкости от обратной абсолютной температуры в координатах $\ln(\eta) - (1/T)$ проводили линию тренда и рассчитывали энергию активации.

Результаты и их обсуждение. Анализ реологических кривых (рис. 1) свидетельствует о том, что в исследуемом диапазоне температур $T = 10\text{--}50\text{ }^\circ\text{C}$ характер течения как исходной нефти, так и после ее обводнения не подчиняется закону Ньютона, т.е. с реологической точки зрения они не являются ньютоновскими жидкостями, проявляя аномалии вязкости. Согласно представленным зависимостям для исходной нефти и нефти с низкой обводненностью (10 %) H_{10} (рис. 1, *a, b*) наблюдается немонотонное снижение вязкости η^* при низких скоростях сдвига и температурах 10 и 30 $^\circ\text{C}$, что, по всей видимости, обусловлено фазовыми переходами парафинов нефти, в частности кристаллизацией при 10 $^\circ\text{C}$ и плавлением при 30 $^\circ\text{C}$.

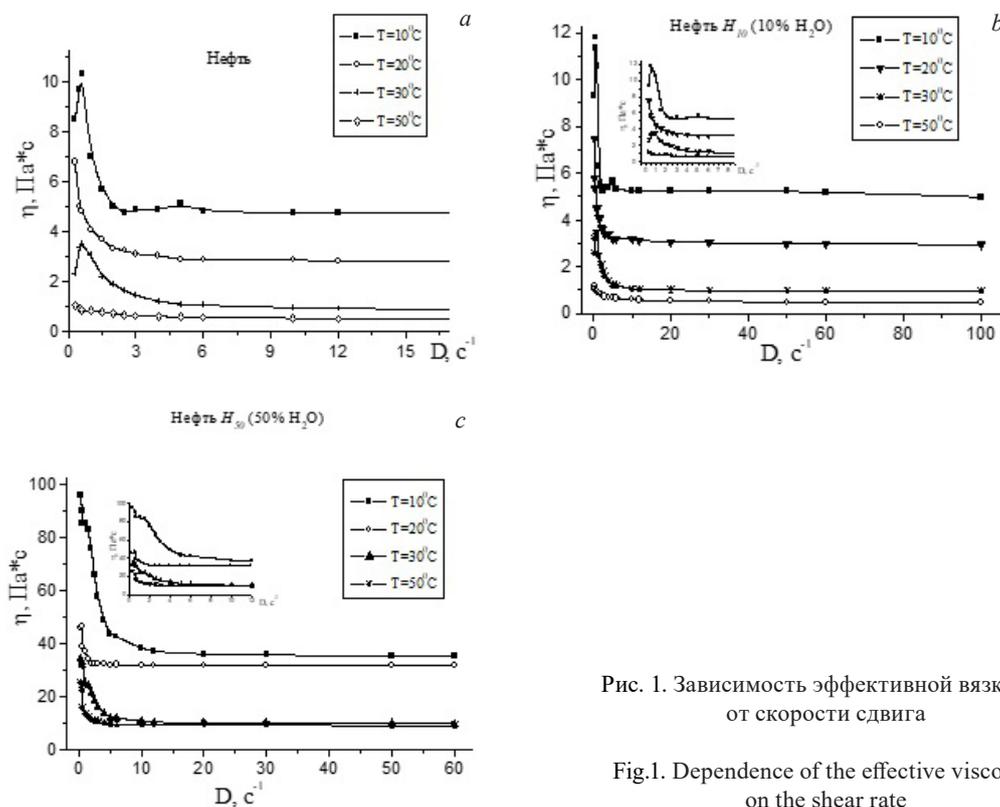


Рис. 1. Зависимость эффективной вязкости от скорости сдвига

Fig.1. Dependence of the effective viscosity on the shear rate

При этом для нефти H_{50} наличие максимумов при низких деформациях наблюдается во всем исследуемом температурном интервале, что позволяет сделать предположение об образовании в коллоидной системе нефти H_{50} новых структурных элементов, оказывающих определяющее действие на реологическое поведение нефти H_{50} . Это предположение подтверждается значительным ростом вязкости H_{50} по сравнению со значениями исходной нефти и H_{10} . Так, при степени обводненности 10 % значения η^* повышаются в среднем в 1,2 раза по сравнению с вязкостью нефти, в то время как при 50 %-ном содержании воды значения η^* в интервале температур 20–50 °С возрастают в среднем в 10 раз. Для всех исследуемых образцов нефти по мере увеличения сдвиговых деформаций показатель η^* уменьшается плавно, выходя на асимптоту, что обусловлено ослаблением межмолекулярных взаимодействий в нефтяных дисперсиях. Наряду с механическим воздействием значительному снижению значений эффективной вязкости нефти способствует повышение температуры от 10 до 50 °С. Снижение вязкости исходной нефти при термическом воздействии происходит следующим образом: от 10 до 20 °С – в 1,7 раза, от 20 до 30 °С – в 2,5 раза, от 30 до 50 °С – в 2,3 раза, максимальное снижение значения η^* достигается при повышении температуры от 20 до 30 °С, аналогичная тенденция просматривается и для нефти H_{10} . В то же время с увеличением степени обводненности до 50 % термический эффект снижения вязкости проявляется менее эффективно: для H_{50} значения η^* снижаются: 10–20 °С – в 1,6 раза, 20–30 °С – в 2,3 раза, 30–50 °С – в 1,5 раза. Важно отметить, что разрушения структуры тяжелой и обводненных нефтей не происходит ни под действием сдвиговых деформаций в исследуемом диапазоне, ни при повышении температуры до 50 °С. Зависимость $\ln(\eta) = f(1/T)$ обводненной нефти H_{10} (рис. 2) в диапазоне температур 10–50 °С с достоверностью $R^2 \sim 0,98$ нельзя представить в виде одной прямой, для демонстрации этого их линии тренда продлены в область более высоких и низких температур соответственно.

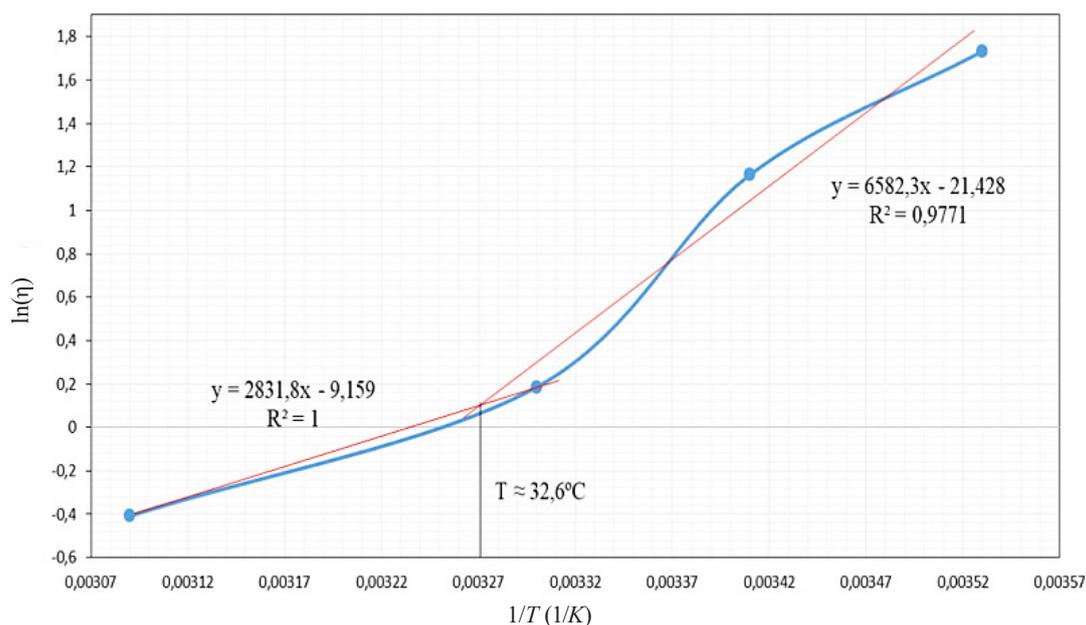


Рис. 2. Зависимость логарифма эффективной вязкости от температуры для H_{10}

Fig. 2. Dependence of the logarithm of the effective viscosity on the temperature for H_{10}

В результате выделяются два линейных участка, хорошо согласуемых с уравнением Аррениуса для вязкого течения с точкой перегиба при $T^* = 32,6$ °С, что может соответствовать температуре фазового перехода, близкой к температуре плавления парафинов в нефти ($T_{пл}^*$). Первый участок кривой описывается уравнением $\ln(\eta) = 2831,8 \cdot T^{-1} - 9,159$; второй участок – уравнением $\ln(\eta) = 6582,3 \cdot T^{-1} - 21,428$. До точки перегиба при $T > T_{пл}^*$ значение энергии активации вязкого течения $E_{акт1}$ составляет 23,06 кДж/моль, что в 2,3 раза ниже значения энергии активации

вязкого течения на втором участке при $T < T_{пл}^*$ ($E_{акт2} = 53,61$ кДж/моль). Таким образом, обнаружено, что максимальный эффект при термическом способе снижения вязкости исследуемой нефти с низкой степенью обводненности (10 %) можно достичь при ее нагреве до $T = T_{пл}^*$. Наличие перегиба на зависимости $\ln(\eta) = f(1/T)$, указывающего на значительное различие энергий активации вязкого течения $E_{акт1}$ и $E_{акт2}$ в области низких ($T < T_{пл}^*$) и высоких ($T > T_{пл}^*$) температур, хорошо согласуется с экспериментальными данными для необводненных нефтей, описанными в литературе [13]. Полученный результат указывает на идентичность характера межмолекулярных взаимодействий между наноагрегатами асфальтенов, смол и парафинов необводненной нефти и нефти с низкой степенью обводненности (10 %).

Особенности реологического поведения нефти с увеличением степени обводненности (рис. 1, с) проявляются в существенном росте значений их эффективной вязкости $\eta^* H_{50}$ (рис. 1, с) по сравнению со значениями для нефти с содержанием воды 10 %. Зависимость $\ln(\eta) = f(1/T)$ для H_{50} , представленная на рис. 3, несмотря на наличие незначительного перегиба, с достоверностью $R^2 = 0,9783$ можно представить в виде одной прямой линии. Во всем температурном интервале энергия активации вязкого течения для H_{50} составляет 42,05 кДж/моль, что почти в 2 раза превышает $E_{акт1}$ для H_{10} при $T > T_{пл}^*$ и практически сопоставима с $E_{акт1} H_{10}$ при $T < T_{пл}^*$.

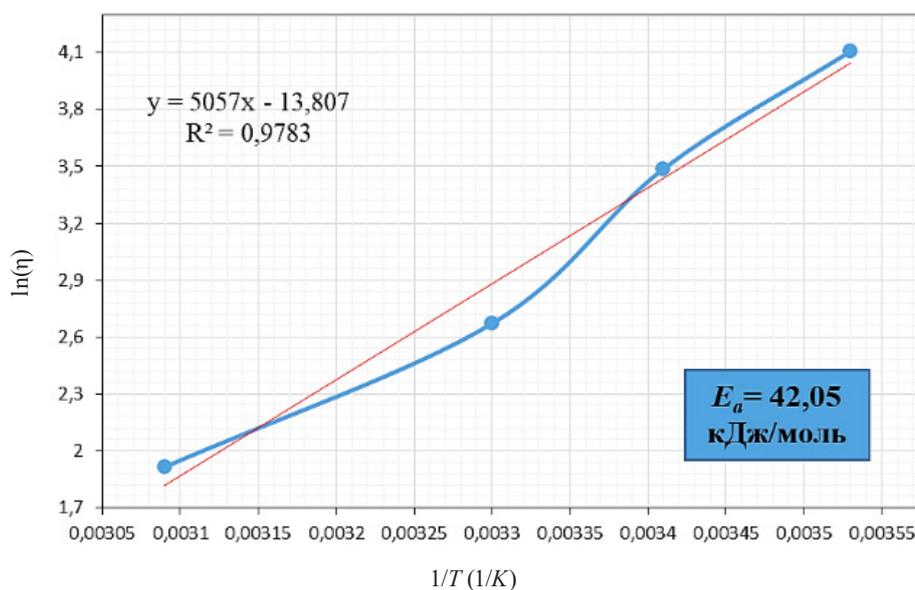


Рис. 3. Зависимость логарифма эффективной вязкости от температуры для H_{50}

Fig. 3. Dependence of the logarithm of the effective viscosity on the temperature for H_{50}

Увеличение энергии активации вязкого течения для нефти со степенью обводненности 50 % по сравнению нефтью с 10 %-ным содержанием воды обусловлено образованием инвертных эмульсий, стабилизированных межфазными слоями из молекул асфальтенов [14, 15]. Результаты микроскопических исследований границы контакта нефть–вода (рис. 4) свидетельствуют, что процесс эмульгирования воды в нефти наблюдается при совмещении фаз уже в статических условиях (самоэмульгирование).

Наличием подобного рода участков с микроструктурной упорядоченностью, образованных при совмещении фаз, можно объяснить и незначительное повышение значений вязкости H_{10} (рис. 1, b) в 1,2 раза по сравнению со значениями для обезвоженной нефти (рис. 1, a). Кроме того, при низких температурах (в случае H_{10} температуре ниже $T_{пл}^*$) дополнительное стабилизирующее действие межфазному адсорбционному слою на

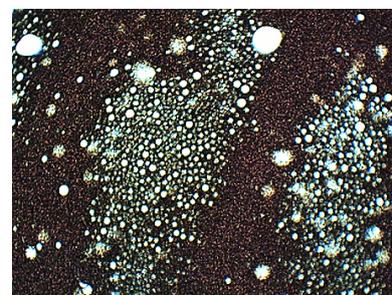


Рис. 4. Микрофотографии границы контакта нефти с водой в статических условиях

Fig. 4. Micrographs of the oil-water interface in static conditions

поверхности глобул воды могут оказывать микрокристаллы парафина, а при повышении T (в случае H_{10} выше $T_{пл}^*$) способствовать дестабилизации адсорбционного слоя вследствие диффузионного перехода парафинов в растворенное молекулярное состояние внутри дисперсионной нефтяной среды.

С целью усиления эффекта термического снижения вязкости обводненной нефти и последующего ее разрушения представляет интерес изучить влияние композиций, обладающих высокой поверхностной активностью на границе раздела нефть–вода. Как было показано нами в работах [16, 17], продукты сульфирования алкилбензола – АБСNa (натриевая соль алкилбензолсульфо кислоты) и АБСК (алкилбензолсульфо кислота) (таблица) проявляют высокую поверхностную активность на границе раздела модельной системы углеводород–вода и образуют при определенных концентрациях вязкоупругие растворы, подобные полимерным цепям в полуразбавленных растворах. В реальных условиях с целью снижения способности АПАВ к высаливанию в минерализованных средах и их адсорбционной способности на гидрофильных участках пор используют НПАВ. Специфические взаимодействия между ионами/молекулами ПАВ различных типов могут приводить к усилению или ослаблению действия смеси в отношении какого-либо свойства системы [17]. На основании анализа коллоидно-химических характеристик АПАВ на границе раздела углеводород–вода [16]) и их композиций с НПАВ после контакта с породообразующими минералами было установлено, что максимальной поверхностной активностью на границе раздела углеводород–вода обладает бинарная смесь АБСNa/ОСЭЖК (соотношение компонентов 4:1). В связи с вышеизложенным представляло интерес изучить влияние данной композиции на изменение вязкоупругих и термодинамических свойств межфазных слоев в обводненной «тяжелой» нефти. Анализ вязкоупругих свойств проведен при температуре 30 °С, т.е. в пограничных условиях проявления ассоциированными структурными единицами нефти межмолекулярных взаимодействий, характеризующихся максимальными значениями $E_{акт}^*$ (рис. 5).

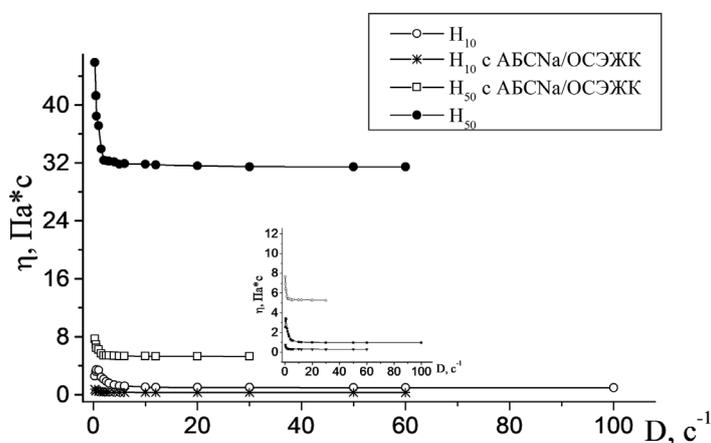


Рис. 5. Зависимость эффективной вязкости от скорости сдвига нефти

Fig. 5. Dependence of the effective viscosity on the shear rate

Показано, что значения вязкости обводненных нефтей в присутствии АБСNa/ОСЭЖК снижаются в среднем в 4,5 (для H_{10}) – 6 (для H_{50}) раз, практически достигая значений вязкости необводненной нефти, при этом рассчитанные величины напряжения сдвига P_m для H_{10} /АБСNa/ОСЭЖК и H_{50} /АБСNa/ОСЭЖК свидетельствуют о том, что в присутствии ПАВ-композиции обрыв кривых течения (разрушение структуры композиций) происходит при меньших деформациях. Так, разрушение структуры H_{10} /АБСNa/ОСЭЖК происходит при значении напряжения сдвига $P_m \approx 54$ Па, а для H_{50} /АБСNa/ОСЭЖК при $P_m \approx 23$ Па, при этом, как было показано ранее (рис. 1), для немодифицированных обводненных нефтей H_{10} и H_{50} разрушения структур не происходит в этом интервале сдвиговых деформаций. Как свидетельствуют результаты микроскопических исследований (рис. 6), в присутствии АБСNa/ОСЭЖК происходит увеличение раз-

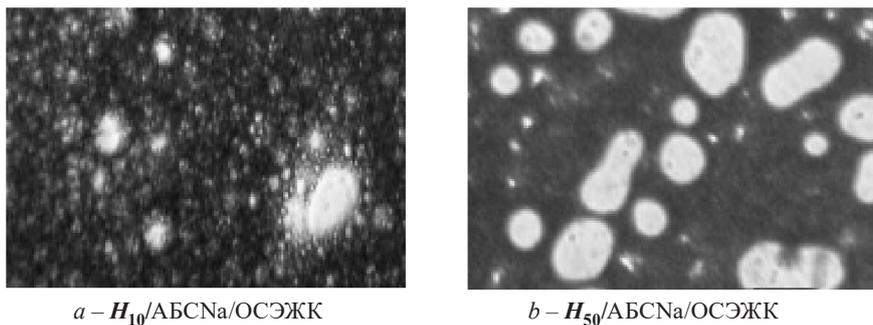
*a* – H_{10} /ABCNa/OCЭЖК*b* – H_{50} /ABCNa/OCЭЖК

Рис. 6. Микрофотографии обводненных нефтей

Fig. 6. Micrographs of water cut oil

мера (коалесценция) капель воды, что соответственно и обуславливает снижение агрегативной устойчивости обводненных нефтей.

Расчет активационных параметров вязкого течения с использованием зависимостей $\ln(\eta) = f(1/T)$, представленных на рис. 7, свидетельствует о значительном снижении энергии межмолекулярных взаимодействий в H_{10} /ABCNa/OCЭЖК и H_{50} /ABCNa/OCЭЖК до значений, соответствующих $E_{\text{акт}} H_{10}$ в температурном интервале $T > T_{\text{пл}}^*$, и коррелирует с результатами микроскопических исследований.

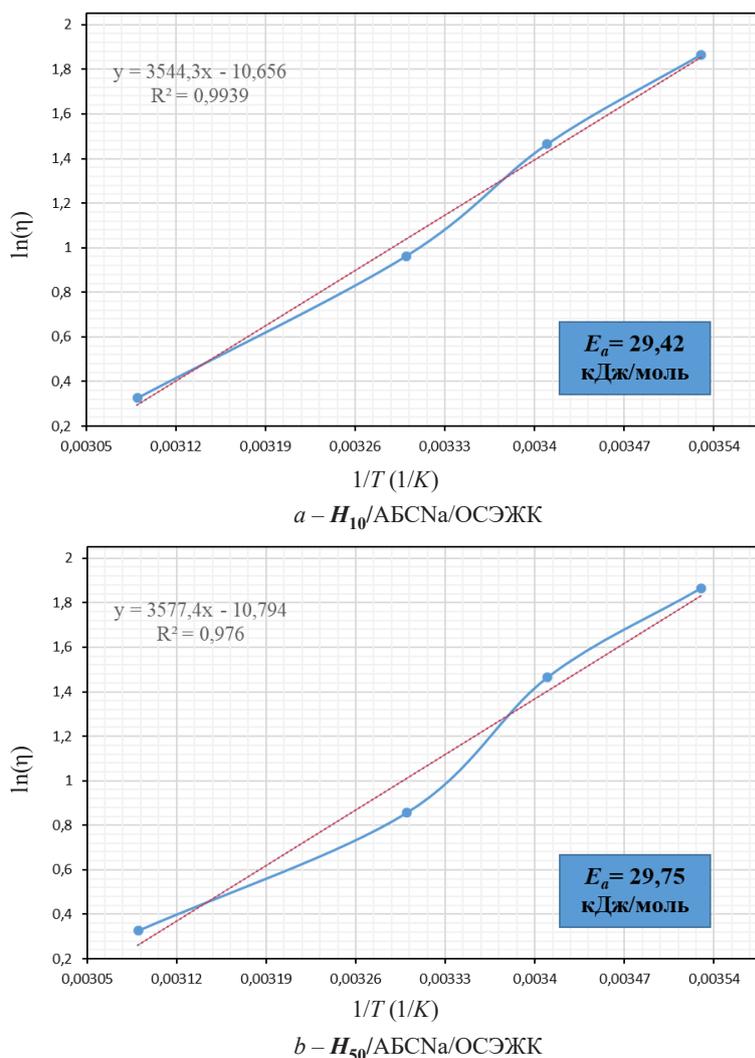


Рис. 7. Зависимость эффективной вязкости от температуры для обводненных нефтей с ПАВ

Fig. 7. Dependence of the logarithm of the effective viscosity on the temperature of water cut oil with surfactant

Таким образом, проведенный комплекс исследований подтверждает эффективность модифицирующего действия композиции АБСNa/ОСЭЖК на границе раздела нефть–вода, которое оказывает существенное влияние не только на вязкоупругие характеристики низко- и высокообводненных тяжелых нефтей, но и приводит к снижению агрегативной и кинетической устойчивости под действием сдвиговых деформаций вследствие коалесценции капель воды. Процесс коалесценции обусловлен изменением пространственной структуры межфазного слоя вследствие внедрения молекул АБСNa/ОСЭЖК на границу раздела нефть–вода и вытеснения (десорбции) асфальтенов, парафинов и смол, выполняющих функцию «природных» стабилизаторов водонефтяных эмульсий.

Заключение. С использованием реологического метода и на основании анализа зависимости $\ln(\eta) = f(1/T)$ установлено, что характер процессов структурообразования нефти из нефтесборного коллектора Н-Кореневского и Денисовского месторождений при низкой степени обводненности обусловлен фазовыми переходами парафинов нефти, в частности, их кристаллизацией при 10 °С и плавлением при 30 °С, что коррелирует с описанными в литературе экспериментальными данными для необводненных нефтей, и, как следствие, указывает на идентичность характера межмолекулярных взаимодействий необводненной нефти и нефти с низкой степенью обводненности в условиях сдвиговых деформаций при различных температурах. Показано, что максимальный эффект при термическом способе снижения вязкости нефти с низкой степенью обводненности можно достичь при ее нагреве до температуры плавления парафинов $T_{пл}^*$. Особенность реологического поведения высоковязкой нефти с увеличением обводненности до 50 % обусловлена ростом энергии межмолекулярного взаимодействия, которая во всем температурном интервале практически сопоставима с $E_{акт1}$ низкообводненной нефти при $T < T_{пл}^*$. Повышение температуры приводит к снижению значений эффективной вязкости в среднем в 5 раз, однако разрушения коллоидной структуры обводненных нефтей как под действием сдвиговых деформаций, так и под действием температурного фактора не происходит.

Расчет активационных параметров вязкого течения в низко- и высокообводненной нефти в присутствии оксиэтилированного сложного эфира ангидросорбита и жирных кислот и натриевой соли алкилбензолсульфокислоты свидетельствует о снижении энергии межмолекулярных взаимодействий, что обуславливает коалесценцию капелек воды и потерю их агрегативной и кинетической устойчивости.

Список использованных источников

1. Современные технологии повышения нефтеотдачи пластов на основе поверхностно-активных веществ / Д. Н. Мусина [и др.] // Вест. техн. ун-та. – 2016. – Т. 19, № 12. – С. 63–67.
2. Осложнения в нефтедобыче / Н. Г. Ибрагимов [и др.]; под общ. ред. Н. Г. Ибрагимова. – Уфа, 2003. – 302 с.
3. Разрушение водонефтяных эмульсий с применением реагентов-деэмульгаторов: метод. указания / А. А. Гречухина [и др.]. – Казань: Изд-во КГТУ, 2004. – 36 с.
4. Хуторянский, Ф. М. Разработка и внедрение высокоэффективных технологий подготовки нефти на электрообессоливающих установках НПЗ: дис. ... д-ра техн. наук: 05.17.07 / Ф. М. Хуторянский. – М., 2008. – 362 с.
5. Образование эмульсий и их классификация [Электронный ресурс] // Добыча нефти и газа. – 2013. – Режим доступа: <http://oilloom.ru/80-dobycha-i-promyslovaya-podgotovka-nefti/504-obrazovanie-emulsij-i-ikh-klassifikatsiya>. – Дата доступа: 09.04.2021.
6. Позднышев, Г. Н. Стабилизация и разрушение нефтяных эмульсий / Г. Н. Позднышев. – М.: Недра, 1982. – 221 с.
7. Эмульсии нефти с водой и методы их разрушения / Н. Д. Левченко [и др.]. – М.: Химия, 1967. – 200 с.
8. Schramm, L. L. Emulsions: Fundamentals and Applications in the Petroleum Industry / L. L. Schramm. – Washington DC: American Chemistry Society, 1992. – 231 с. <https://doi.org/10.1021/ba-1992-0231>
9. Schubert, H. Principles of Formation and Stability of Emulsions/ H. Schubert, H. Armbuster // Intl. Chemical Engineering. – 1992. – Vol. 32, N 1. – P. 14–28.
10. Пелевин, Л. А. О классификации и оценке эффективности методов подготовки нефти / Л. А. Пелевин, Г. Н. Позднышев, Р. И. Мансуров // Нефтяное хозяйство. – 1975. – № 3. – С. 40–42.
11. Виноградов, В. М. Образование, свойства и методы разрушения нефтяных эмульсий: метод. указания / В. М. Виноградов, В. А. Винокуров. – М.: ФГУП «Нефть и газ», РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2007. – 31 с.
12. Нефть. Общие технические условия : ГОСТ Р 51858-2002. – Введ. 07.01.2002. – Москва: Стандартинформ, 2006. – 15 с.
13. Кондрашева, Н. К. Исследование квазитермодинамических параметров активации вязкого течения многокомпонентных углеводородных систем / Н. К. Кондрашева, А. А. Бойцова // Успехи в химии и хим. технологии. – 2017. – Т. XXXI, № 4. – С. 16–18.

14. Ермаков, С. А. О влиянии асфальтенов на устойчивость водонефтяных эмульсий / С. А. Ермаков, А. А. Мордвинов // Нефтегазовое дело. – 2007. – № 1. – С. 1–9.
15. Доброскок, И. Б. Анализ природных стабилизаторов неразрушенной части нефтяной эмульсии в процессе подготовки нефти / И. Б. Доброскок, Л. А. Лапига, Л. З. Климова // Нефтепромысловое дело. – 1994. – № 7. – С. 17–18.
16. Межфазные взаимодействия на границе раздела нефть–вода в присутствии поверхностно-активных веществ / О. Н. Опанасенко [и др.] // Вест. Нац. акад. наук Беларусі. Сер. хім. навук. – 2017. – № 2. – С. 34–38.
17. Адсорбция бинарных смесей ПАВ на границе раздела с минеральными материалами различной природы / О. Н. Опанасенко [и др.] // Вест. Нац. акад. навук Беларусі. Сер. хім. навук. – 2018. – Т. 54, № 4. – С. 399–405. <https://doi.org/10.29235/1561-8331-2018-54-4-399-405>

References

1. Musina D. N., Vagapov B. R., Sladovskaya O. Yu., Ibragimova D. A., Ivanova I. A. Modern technologies for increasing oil recovery of reservoirs based on surfactants. *Vestnik tekhnicheskogo universiteta = Bulletin of the technical university*, 2016, vol. 19, no 12, pp. 63–67 (in Russian).
2. Ibragimov N. G., Hafizov A. R., Shaidakov V. V. [et al.]. *Complications in oil production*. Ufa, Monografiya Publ., 2003. 302 p. (in Russian).
3. Grechukhina A. A., Kabirova L. R., Elpidinsky A. A. *Destruction of oil-water emulsions using demulsifying reagents*. Kazan, KGTU Publ., 2004. 36 p. (in Russian).
4. Khutoryansky F. M. *Development and implementation of highly efficient oil treatment technologies at electric desalting plants of refineries*. Moscow, 2008. 362 p. (in Russian).
5. Formation of emulsions and their classification. *Oil and gas production*. Available at: <http://oilloom.ru/80-dobycha-i-promyslovaya-podgotovka-nefti/504-obrazovanie-emulsij-i-ikh-klassifikatsiya>. (accessed 09.04.2021) (in Russian).
6. Pozdnyshev G. N. *Stabilization and destruction of oil emulsions*. Moscow, Nedra Publ., 1982. 221 p. (in Russian).
7. Levchenko D. N., Bergstein N. V., Khudyakova A. D., Nikolaeva N. M. *Emulsions of oil with water and methods of their destruction*. Moscow, Khimiya Publ., 1967. 200 p. (in Russian).
8. Schramm L. *Emulsions: Fundamentals and Applications in the Petroleum Industry*. Washington DC: American Chemistry Society, 1992. 231 p. <https://doi.org/10.1021/ba-1992-0231>
9. Schubert H., Armbruster H. Principles of Formation and Stability of Emulsions. *International chemical engineering*, 1992, vol. 32, no. 1, pp. 14–28.
10. Pelevin L. A., Pozdnyshev G. N., Mansurov R. I. On the classification and assessment of the effectiveness of oil preparation methods. *Neftyanoe khozyaistvo = Oil industry*, 1975, no 3, pp. 40–42 (in Russian).
11. Vinogradov V. M., Vinokurov V. A. *Formation, properties and methods of destruction of oil emulsions: a guideline*. Moscow, Gubkin University, 2007. 31 p. (in Russian).
12. State Standard P 51858-2002 *Oil. General technical conditions*. Moscow, Standartinform Publ., 2006. 15 p. (in Russian).
13. Kondrasheva N. K., Boytsova A. A. Research of quasi-thermodynamic parameters of viscous flow activation of multi-component hydrocarbon systems. *Uspekhi v khimii i khimicheskoi tekhnologii = Advances in chemistry and chemical technology*, 2017, vol. XXXI, no 4, pp. 16–18 (in Russian).
14. Ermakov A. A., Mordvinov S. A. On the influence of asphaltenes on the stability of water-oil emulsions. *Neftgazovoe delo = Oil and gas business*, 2007, no. 1, pp. 1–9 (in Russian).
15. Dobroskok I. B., Lapiga L. A., Klimova L. Z. Analysis of natural stabilizers undestroyed part of oil emulsion process of oil treatment. *Neftpromyslovoe delo = Oil field engineering*, 1994, no. 7, pp. 17–18 (in Russian).
16. Opansenko O. N., Krutko N. P., Zhigalova O. L., Luksha O. V., Kozinets T. A. Interphase interactions at the oil-water interface in the presence of surfactants. *Vestsi Natsiyanal'nai akademii navuk Belarusi. Seryya khimichnykh navuk = Proceedings of the National Academy of Sciences of Belarus. Chemical series*, 2017, no. 2, pp. 34–38 (in Russian).
17. Opansenko O. N., Krutko N. P., Luksha O. V., Zhigalova O. L., Kozinets T. A. Adsorption of binary mixtures of surfactants at the interface with mineral materials of various nature. *Vestsi Natsiyanal'nai akademii navuk Belarusi. Seryya khimichnykh navuk = Proceedings of the National Academy of Sciences of Belarus. Chemical series*, 2018, vol. 54, no. 4, pp. 399–405 (in Russian). <https://doi.org/10.29235/1561-8331-2018-54-4-399-405>

Информация об авторах

Опанасенко Ольга Николаевна – д-р хим. наук.
Лукша Ольга Валерьевна – канд. хим. наук., зав. лаб.
Институт общей и неорганической химии НАН Беларуси (ул. Сурганова, 9/1, 220072, Минск, Республика Беларусь). E-mail: olga.l-75@mail.ru
Крутко Николай Павлович – академик НАН Беларуси, д-р хим. наук, зав. отделом. Институт общей и неорганической химии НАН Беларуси (ул. Сурганова, 9/1, 220072, Минск, Республика Беларусь). E-mail: krutko@igic.bas-net.by

Information about the authors

Opansenko Olga N. – D. Sc. (Chemistry).
Luksha Olga V. – Ph. D. (Chemistry), Head of the Laboratory. Institute of General and Inorganic Chemistry of the National Academy of Sciences of Belarus (9/1, Surganov str., 220072, Minsk, Republic of Belarus). E-mail: olga.l-75@mail.ru
Krut'ko Nicolay P. – Academician of the National Academy of Sciences of Belarus, D. Sc. (Chemistry), Head of the Department. Institute of General and Inorganic Chemistry of the National Academy of Sciences of Belarus (9/1, Surganov str., 220072, Minsk, Republic of Belarus). E-mail: krutko@igic.bas-net.by