ВЛИЯНИЕ ПОВЕРХНОСТНО-АКТИВНЫХ ВЕЩЕСТВ НА РЕОЛОГИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА СЫРОЙ НЕФТИ СЕВЕРО-КОМСОМОЛЬСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

THE INFLUENCE OF SURFACTANTS ON THE RHEOLOGICAL PROPERTIES
OF CRUDE OIL OF NORTH-KOMSOMOLSKOYE FIELD

Исследовано влияние стеариновой кислоты, 2-[бис(2-гидроксиэтил) амино] этилового эфира стеариновой кислоты, 2-[бис(2-гидроксиэтил)амино]этилового эфира олеиновой кислоты, N-(2-гидроксиэтил)амида стеариновой кислоты, N-(2-гидроксиэтил)амида олеиновой кислоты, триглицерида олеиновой кислоты чистотой 98 % и неонолов АФ 9-6, АФ 9-10 на реологию сырой нефти Северо-Комсомольского месторождения с целью разработки методов регулирования её вязкости, установления закономерностей образования в ней пространственных структур коагуляционно-кристаллизационного типа при различных температурах. Изучение зависимости эффективной вязкости от скорости сдвига показало, что в исследованном интервале температур от -10 до $+50$ °С течение сырой нефти подчиняется закону Ньютона, т.е. эмульсия в интервале ведет себя как ньютоновская жидкость. При температуре выше 16 °С в водно-нефтяной эмульсии происходит разрушение низкоэнергетичных парафино-асфальтеновых структур на границе раздела фаз (средняя энергия их стабильности $14,4$ кДж/моль), в которых, вероятно, принимают участие парафиновые углеводороды, смоло-асфальтеновые соединения и минерализованная вода. Установлено, что поверхностно-активные вещества на основе стеариновой и олеиновой кислот, содержащие фрагменты моноэтаноламина и триэтаноламина, повышают эффективную вязкость водонефтяной эмульсии, а триглицерид олеиновой кислоты и неонолы АФ 9-6, АФ 9-10 снижают её. Полученные результаты показали, что неонол АФ 9-10 снижает вязкость сырой тяжелой нефти Северо-Комсомольского месторождения в 25 раз. С использованием технологии Turbiscan, позволяющей анализировать стабильность дисперсных систем, установлено, что снижение эффективной вязкости сырой нефти в присутствии неонолов АФ 9-10 происходит в результате потери стабильности водонефтяной эмульсии, о чем свидетельствует повышение индекса стабильности Turbiscan в ~ 15 раз. Методом лазерного сканирования показано, что при 5 %-й концентрации неонолов АФ 9-10 в течение 20–30 ч в нефти формируются более 20 стабильных эмульсионных форм различной плотности, без выделения водной фазы в результате адсорбции неонолов на границе раздела фаз и его взаимодействия с асфальтенами и смолами нефти при формировании сольватных слоев дисперсной фазы.

The present work analyses the effects of stearic acid, 2-bis(2-hydroxyethyl) amino ethyl stearate, 2-bis (2-hydroxyethyl) amino ethyl oleate, N-(2-hydroxyethyl) stearamide, N-(2-hydroxyethyl) oleamide, triglyceride of oleic acid with purity of 98 % and neonols AF 9-6, AF 9-10 on crude oil rheology of North-Komsomolskoye field aimed at development of oil viscosity regulatory methods, consistency setting of spatial structures of coagulator - crystallization type formation within different temperatures. The study of the effective viscosity dependence on shearing rate showed that in the investigated temperature range -10 — $+50$ °C crude oil floods according to the law of Newton, i.e. the emulsion is in the range behaves as a Newtonian liquid. At temperatures above 16 °C in a water-oil emulsion appears the destruction of low-energy paraffin- asphaltene structures at the border of phase separation (the average energy stability 14.4 kJ/mol), in which paraffin hydrocarbons, resin- asphaltene compounds and mineralized water probably take part. It has been established that surfactants based on stearic and oleic acids which contain fragments of monoethanolamine and triethanolamine increase the effective viscosity of the water-oil emulsion, and the triglyceride of oleic acid and neonols AF 9-6 and AF 9-10 reduce it. The results showed that neonol AF 9-10 reduces the viscosity of crude heavy oil in the North-Komsomolskoye deposit by 25 times. The use of the Turbiscan technology which allows us to analyze the stability of dispersed systems helps us to determine that the decreasing of the crude oil effective viscosity in the presence of neonol AF 9-10 is the result of the loss of stability of oil-water emulsion, which is evidenced by the increase in the Turbiscan stability index in ~ 15 times. The laser scanning method shows that at a 5 % neonol concentration of AF 9-10 within 20-30 h, more than 20 stable emulsion forms of different density are evolving as a result of adsorption of neonol AF 9-10 at the edge of phase separation and its interaction with asphaltene and oil resins in the formation of solvate layers of the dispersed phase.

**Манауре Д. А., Мачадо Р. А.,
Хасанова Г. И., Волошин А. И.,
Гусаков В. Н., Бахтизин Р. Н.,
Докичев В. А.**

ФГБОУ ВО «Уфимский
государственный авиационный
технический университет»,
г. Уфа, Российская Федерация
Венесуэльский институт научных
исследований,
г. Миранда, Венесуэла
ООО «РН-УфаНИПИнефть»,
г. Уфа, Российская Федерация
Уфимский государственный
нефтяной технический
университет,
ФГБУН Уфимский
Институт химии РАН,
г. Уфа, Российская Федерация

**D. A. Manaure, R. A. Machado,
G. I. Khasanova, A. I. Voloshin,
V. N. Gusakov, R. N. Bakhtizin,
V. A. Dokichev**

FSBEI HE «Ufa State Aviation
Technical University»,
Ufa, Russian Federation
Venezuelan Institute of Scientific
Researches, Miranda, Venezuela
«RN-UfaNIPIneft» LLC,
Ufa, Russian Federation
Ufa State Petroleum
Technological University,
Ufa Institute of Chemistry of the
Russian Academy of Sciences,
Ufa, Russian Federation

Ключевые слова:

нефтедобыча, сырая нефть, водно-
нефтяная эмульсия, поверхностно-
активные вещества (ПАВ),
эффективная вязкость.

Key words:

oil development, crude petroleum,
water-oil emulsion, surface-active
reagents, SAR, effective viscosity.

По оценкам мировых экспертов запасы трудноизвлекаемых нефтей в мире превышают 1 трлн т и в развитых промышленных странах они рассматриваются не только как резерв, но и как стратегическое направление развития добычи нефти на ближайшие годы [1, 2]. Россия входит в первую десятку стран с крупнейшими запасами трудноизвлекаемых нефтей, уступая по этому показателю только государствам Ближнего Востока и Венесуэле. Отнесение запасов к категории трудноизвлекаемых часто связано либо с условиями залегания, с низкой проницаемостью продуктивных коллекторов, их высокой неоднородностью, либо со свойствами нефти, как правило, ее высокой вязкостью. В процессах добычи, транспорта и хранения таких нефтей с понижением температуры существенно ухудшаются реологические свойства и гидродинамические характеристики, что приводит к осложнениям в технологических процессах. Поэтому добыча и транспортировка высоковязкой трудноизвлекаемой нефти требуют разработки новых экономически обоснованных технологий и реагентов, обеспечивающих течение многофазного потока и снижение вязкости сырой нефти, представляющих собой водонефтяные эмульсии (ВНЭ) типа «вода в масле», которые стабилизированы присутствующими в больших количествах липофильными природными поверхностно-активными веществами (ПАВ) — асфальтенами, смолами, нафтеновыми кислотами и др. [3–5]. Одним из перспективных, эффективных и технологичных способов добычи высоковязких нефтей является применение поверхностно-активных веществ (ПАВ) для улучшения их реологических свойств [3, 6, 7]. Большое разнообразие нефтей и образующихся из них эмульсий существенно усложняет выявление взаимосвязи, позволяющей прогнозировать влияние ПАВ на реологические свойства стабильных ВНЭ. Поэтому качественный подбор ПАВ требует изучения его влияния на вязкостно-температурные и реологические свойства практически для каждого вида нефти. Следует отметить, что данные о величине вязкости и её температурной зависимости могут быть использованы для предсказания стабильности водно-нефтяной эмульсии в процессе заводнения, при транспортировке и служить в качестве способа выявления внутренней структуры эмульсии и установления практически важных изменений этой структуры.

Авторами исследовано влияние стеариновой кислоты, 2-[бис(2-гидроксиэтил)амино]этилового эфира стеариновой кислоты, 2-[бис(2-гидроксиэтил)амино]этилового эфира олеиновой кислоты, N-(2-гидроксиэтил)амида стеариновой кислоты, N-(2-гидроксиэтил)амида олеиновой кислоты, триглицерида олеиновой кислоты чистотой 98% и неололов АФ 9–6, АФ 9–10 на реологию сырой нефти Северо-Комсомольского месторождения с целью разработки методов регулирования

её вязкости, установления закономерностей образования в ней пространственных структур коагуляционно-кристаллизационного типа при различных температурах. Физико-химические свойства сырой нефти Северо-Комсомольского месторождения (скважина № 603, дата отбора 05.02. 2012): плотность, определённая пикнометрически, — $946,4 \text{ кг/м}^3$ при 20°C ; плотность выделенной из сырой нефти воды — $1002,8 \text{ кг/м}^3$; определённая по методу Дина-Старка обводненность — 31,4%. Очевидно, что такая обводненность ВНЭ будет определять более высокую вязкость по сравнению с вязкостью обезвоженной нефти. Компонентный состав: парафины — 6,96 %, асфальтены — 0,73 %, смолы — 4,34 %. Пластовая вода Северо-Комсомольского месторождения принадлежит к хлоркальциевому типу и имеет следующие характеристики: минерализация — 13,2 г/л; плотность — 1010 кг/м^3 ; pH — 8,1; ионный состав — Ca^{2+} — 210,4; Mg^{2+} — 79,0; $\text{Na}^+ + \text{K}^+$ — 4662,9; Cl^- — 7927,9; HCO_3^- — 292,8; SO_4^{2-} — 7,4 мг/л.

В работе использовали стеариновую кислоту (ПАВ-1), 2-[бис(2-гидроксиэтил)амино]этиловый эфир стеариновой кислоты (ПАВ-2), 2-[бис(2-гидроксиэтил)амино]этиловый эфир олеиновой кислоты (ПАВ-3), N-(2-гидроксиэтил)амид стеариновой кислоты (ПАВ-4), N-(2-гидроксиэтил)амид олеиновой кислоты (ПАВ-5), триглицерид олеиновой кислоты (ПАВ-6) чистотой 98 % и неололы АФ 9-6 (ПАВ-7), АФ 9-10 (ПАВ-8) (ОАО «Нижнекамскнефтехим»). Вязкость и реологические характеристики определяли на ротационном вискозиметре Haake Viscotester i Q, представляющего собой аппаратно-программный комплекс, состоящий из измерительного устройства (ротационный вискозиметр с цифровым интерфейсом) и персонального компьютера, снабженного программным обеспечением для управления измерительным устройством и обработки данных. Для изучаемых образцов применялся сдвиговой тест, при котором определялось напряжение сдвига и вязкость в зависимости от скорости сдвига в диапазоне от 1 до 300 с^{-1} . Каждый эксперимент проводился по три раза. Влияние ПАВ на стабильность водонефтяной эмульсии (сырой нефти) изучали на инструментальном комплексе для измерения дисперсионной стабильности «Turbiscan Tower» (Formulation SA). Технология Turbiscan основана на многократном оптическом сканировании вials с образцом по высоте с регистрацией двух профилей: пропускания и обратного рассеивания ИК-излучения.

Микрофотографии водонефтяных эмульсий снимали на микроскопе МЕТАМ ЛВ-34 с цифровой видеокамерой. Дисперсной средой водонефтяных эмульсий (ВНЭ) в добывающих скважинах на начальных этапах разработки и эксплуатации нефтяных месторождений при невысокой обводненности является нефть. При относительно малой

объемной концентрации частиц дисперсной фазы в нефти эффективная вязкость такой дисперсной системы по сравнению с вязкостью нефти возрастает, сохраняя свойства ньютоновской жидкости [3]. В обзорах [8–10] рассмотрены взаимосвязь состава и структуры, современные физико-химические, химические и физические подходы к исследованию структурных особенностей эмульсий, которые определяют их реологические свойства.

Объектом нашего исследования являлась сырая нефть Северо-Комсомольского месторождения, вязкость которой составляла 1234 мПа·с при обводненности 31,4 %. Данная нефть имеет показатель API 19,5, рассчитанный по формуле $141,5 \times \rho_{\text{в}} / \rho_{\text{н}} - 131,5$, где $\rho_{\text{в}} = 1010 \text{ кг/м}^3$ плотность пластовой воды и по классификации Американского института нефти относится к тяжелым нефтям [11]. Анализ кривых зависимости эффективной вязкости от скорости сдвига показал, что в исследованном интервале температур течение сырой нефти подчиняется закону Ньютона, т.е. эмульсия в интервале $-10 \text{ }^{\circ}\text{C}$ — $+50 \text{ }^{\circ}\text{C}$ ведет себя как ньютоновская жидкость (рисунок 1).

Следует отметить, что при низких скоростях сдвига и температуре выше $30 \text{ }^{\circ}\text{C}$ наблюдается не монотонное изменение вязкости, что, по-видимому, связано с разрушением кристаллической структуры парафинов (плавлением) и/или со структурными изменениями в асфальтеновом «бронирующем» слое на межфазной границе нефть/вода, т. к. асфальтены, являясь дифильными веществами, могут образовывать на поверхности

капель воды прочные пленки толщиной 2–10 нм, состоящие из смол и асфальтенов [3,12]. При температуре более $40 \text{ }^{\circ}\text{C}$ и скорости сдвига 9 с^{-1} эффективная вязкость не зависит от скорости сдвига выходит на асимптоту, что связано с окончательным разрушением пространственной коагуляционно-кристаллизационной структуры высокомолекулярных соединений нефти. Для ньютоновских жидкостей зависимость эффективной вязкости от температуры хорошо согласуется с уравнением Аррениуса для вязкого течения

$$\mu = A \cdot \exp\left(-\frac{E_a}{RT}\right) \quad (1)$$

где μ — эффективная вязкость, мПа·с;

A — предэкспоненциальный множитель, мПа·с;

E_a — энергия активации вязкого течения, кДж/моль;

R — газовая постоянная, кДж/(моль·К);

T — абсолютная температура, К.

На кривой зависимости логарифма вязкости сырой нефти от обратной абсолютной температуры в координатах $\ln(\mu) - 1/T$ наблюдается излом при температуре соответствующей $16 \text{ }^{\circ}\text{C}$ (рисунок 2) и температурные зависимости в интервалах температур от -10 до $+16 \text{ }^{\circ}\text{C}$ и от $+16$ до $+50 \text{ }^{\circ}\text{C}$ подчиняются уравнению Аррениуса $\ln(\mu) = 7311,7 \cdot T^{-1} + 18,03$ и $\ln(\mu) = 5583,5 \cdot T^{-1} + 12,0$ соответственно. Так в интервале температур от -10 до $+16 \text{ }^{\circ}\text{C}$ энергия активации вязкого течения составляет $60,9 \text{ кДж/моль}$, а в интервале от $+16$ до $+50 \text{ }^{\circ}\text{C}$ — $46,5 \text{ кДж/моль}$.

Рисунок 1.

Зависимость эффективной вязкости сырой нефти от скорости сдвига при температурах $-10, 0, 10, 20, 30, 40$ и $50 \text{ }^{\circ}\text{C}$, μ — эффективная вязкость (Па·с), γ — скорость сдвига ($1/\text{с}$)

Рисунок 2.

Зависимость эффективной вязкости сырой нефти от температуры: $\ln(\mu)$ — логарифм эффективной вязкости; $1/T$ — обратная температура (1/K)

Рисунок 3.

Микрофотографии: а) сырая нефть; б) сырая нефть, содержащая 5 % неонла АФ 9-10

По-видимому, при температуре выше 16°C в ВНЭ Северо-Комсомольского месторождения происходит разрушение низкоэнергетичных парафино-асфальтеновых структур на границе раздела фаз (средняя энергия их стабильности $14,4$ кДж/моль), в которых, вероятно, принимают участие парафиновые углеводороды, смоло-асфальтеновые соединения и минерализованная вода. Микроскопический анализ сырой нефти показал, что это «упакованная» в оболочки эмульсия типа В/Н, содержащая капли воды преимущественно с размерами менее 135 мкм (рисунок 3). По-видимому, наблюдаемые оболочки являются «бронирующими» слоями асфальтенов, часто упоминаемыми в литературе [3, 13, 14].

Согласно литературным данным ПАВ могут способствовать разрушению «бронирующего» слоя

в результате внедрения в пространственную структуру, сформированную ассоциатами асфальтенов, смол и парафинов, обеспечивая снижение вязкости нефти [3]. Для исследования влияния ПАВ на эффективную вязкость сырой нефти использовали стеариновую кислоту, 2-[бис(2-гидроксиэтил)амино]этиловый эфир стеариновой кислоты, 2-[бис(2-гидроксиэтил)амино]этиловый эфир олеиновой кислоты, N-(2-гидроксиэтил)амид стеариновой кислоты, N-(2-гидроксиэтил)амид олеиновой кислоты, триглицерид олеиновой кислоты, неонолы АФ 9-6 и АФ 9-10, которые являются доступными промышленными реагентами. Реагенты вводили в нефть в 3 %-й концентрации. По результатам проведенных реологических испытаний нефти с добавлением ПАВ-1 — ПАВ-8 установлено, что наилучшие показатели по снижению вязкости

наблюдаются при использовании ПАВ-8 — неолола АФ 9–10. Эффективная вязкость при температуре 20 °С в исследуемых образцах сырой нефти снижается в 25 раз при его применении (рисунок 4). Вязкость сырой нефти и ее композиций с ПАВ при 20 °С зависит от напряжения сдвига. При малых значениях напряжения сдвига она возрастает, что, вероятно, связано с фазовыми переходами в низкоэнергетичных парафино-асфальтеновых структурах. При применении стеариновой кислоты (ПАВ-1), а также поверхностно-активных веществ, содержащих моноэтаноламинные и триэтаноламинные фрагменты, наблюдается значительное увеличение эффективной вязкости среды, что вероятно можно объяснить адсорбцией ПАВ на границе раздела фаз и взаимодействием с парафино-асфальтеновыми компонентами нефти с образованием более

прочных микрокристаллических структур повышающих вязкость [3, 4].

С использованием технологии Turbiscan [15], позволяющей анализировать стабильность дисперсных систем, установлено, что снижение эффективной вязкости сырой нефти в присутствии неолола АФ 9–10 происходит в результате потери стабильности водонефтяной эмульсии, о чем свидетельствует повышение индекса стабильности Turbiscan (TSI) в ~15 раз (рисунок 5). На микроскопическом снимке сырой нефти в присутствии неолола АФ 9-10 наблюдается существенное изменение вида оболочки эмульсии (рисунок 3).

Изучение влияния концентрации неионогенного поверхностно-активного вещества неолола АФ 9-10 показало, что при всех концентрациях вязкость значительно снижается, но характер

Рисунок 4.

Зависимость эффективной вязкости сырой нефти от скорости сдвига при 3 % концентрации ПАВ и 20 °С: μ — эффективная вязкость (Па·с); γ — скорость сдвига (1/с)

Рисунок 5.

Влияние ПАВ на стабильность сырой нефти при 20 °С: TSI — индекс устойчивости Turbiscan; τ — время (с)

течения не изменяется. Следует отметить, что если при 3 % содержании ПАВ-8 вязкость ВНЭ снизилась в 25 раз, то увеличение его концентрации до 5 %, напротив, приводит к увеличению вязкости (рисунок 6). Вероятно, этот эффект связан с эмульгированием и стабилизацией ВНЭ. Ярко выраженное, немонотонное изменение эффективной вязкости нефти в присутствии неолола АФ 9–10 обусловлено, по-видимому, структурными изменениями в асфальтеновом «бронирующем» слое на межфазной границе вода/нефть в результате внедрения молекул ПАВ и образованием различных эмульсионных форм, в том числе мицелл, т. к. критическая концентрация мицеллообразования неолола АФ 9–10 (0,082 ммоль/л) существенно меньше выбранных нами концентраций 0,5 % (7,6 ммоль/л), 1 % (15,2 ммоль/л), 3 % (22,8 ммоль/л), 5 % (38,0 ммоль/л) [16].

Результаты по исследованию динамики стабильности ВНЭ показали, что при 3 %-й концентрации неолола АФ 9–10 в течение 20–30 ч в ВНЭ формируются более 20 стабильных эмульсионных форм различной плотности (рисунок 7) без выделения водной фазы в результате адсорбции неолола АФ 9–10 на границе раздела фаз, что и приводит к значительному снижению вязкости.

Выявлена зависимость эффективной вязкости нефтяных эмульсий Северо-Комсомольского месторождения от структуры поверхностно-активных веществ.

Выводы

Таким образом, исследовано влияние стеариновой кислоты, 2-[бис(2-гидроксиэтил)амино] этилового эфира стеариновой кислоты, 2-[бис(2-гидроксиэтил)амино]этилового эфира олеиновой кислоты, N-(2-гидроксиэтил)амида стеарино-

Рисунок 6.

Влияние неолола АФ 9–10 на зависимость эффективной вязкости сырой нефти от скорости сдвига при различных концентрациях при 20 °С: μ — эффективная вязкость (Па·с); γ — скорость сдвига (1/с)

Рисунок 7.

Изменение обратного рассеяния ИК-излучения сырой нефтью, содержащей 3 % неолола АФ 9–10, по высоте исследуемого образца от времени

вой кислоты, N-(2-гидроксиэтил)амида олеиновой кислоты, триглицерида олеиновой кислоты, неонов АФ 9–6 и АФ 9–10 на эффективную вязкость сырой нефти Северо-Комсомольского месторождения. Установлено, что применение неонла АФ 9–10 в 3 % концентрации приводит к снижению эффективной вязкости сырой нефти Северо-Комсомольского месторождения. Полученные результаты могут быть использованы при подборе

глубинно-насосного оборудования и реагентных способов оптимизации его работы.

Результаты получены в рамках выполнения государственного задания Минобрнауки России (задание № 4.2703.2017/ПЧ).

Исследование выполнено на приборах, приобретенных за счет гранта Российского научного фонда (проект № 14-33-00022).

СПИСОК ИСПОЛЪЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1 Alboudwarej H., Felix J., Taylor S., Badry R., Bremner C., Brough B., Skeates C., Baker A., Palmer D., Pattison K., Beshry M., Krawchuk P., Brown G., Calvo R., Triana J. A. C., Hathcock R., Koerner K., Hughes T., Kundu D., de Cardenas J. L., West C. Highlighting Heavy Oil. *Oilfield Review*, 2006, vol. 18, no. 2, pp. 34–53.

2 Алтунина Л. К., Кувшинов В. А., Кувшинов И. В. Залежи с трудноизвлекаемыми запасами. Комплексная технология увеличения нефтеотдачи // *Oil & Gas J. (Russia)*. 2011. № 6. С. 110–116.

3 Тяжелая нефть как эмульсия: состав, структура и реологические свойства/ Н. М. Задымова, З. Н. Скворцова, В. Ю. Траскин и др. // *Коллоидный журнал*. 2016. Т. 78, № 6. С. 675–687.

4 Ганеева Ю. М., Юсупова Т. Н., Романов Г. В. Асфальтеновые наноагрегаты: структура, фазовые превращения, влияние на свойства нефтяных систем // *Успехи химии*. 2011. Т. 80, № 10. С. 1034–1050.

5 Гумеров К. О., Зейгман Ю. В., Гумеров О. А. Исследование физических свойств водонефтяных дисперсных систем в процессе их движения через погружные центробежные насосы // *Нефтегазовое дело*. 2013. Т. 11, № 4. С. 73–76.

6 Латыпов А. Г. Повышение эффективности физико-химического воздействия на нефтеводогазонасыщенный пласт с помощью нефте-, водо- и нефтеводорастворимых // *Нефтегазовое дело*. 2011. Т. 9, № 4. С. 40–46.

7 Башкирцева Н. Ю., Сладовская О. Ю. Особенности применения ПАВ в процессах транспортировки высоковязких нефтей // *Вестник Казанского технологического университета*. 2014. Т. 17, № 14. С. 449–450.

8 Derkach S. R. Rheology of emulsions. *Adv. Colloid Interface Sci.*, 2009, vol. 151, no. 1–2, pp. 1–23.

9 Foudazi R., Qavi S., Masalova I., Malkin A. Ya. Physical Chemistry of Highly Concentrated Emulsions. *Adv. Colloid Interface Sci.*, 2015, vol. 220, pp. 78–91.

10 Малкин А. Я., Куличихин В. Г. Структура и реологические свойства высококонцентрированных эмульсий. Современный взгляд // *Успехи химии*. 2015. Т. 84, № 8. С. 803–825.

11 Conaway C. F. The petroleum industry: a nontechnical guide. PennWell Publishing, Tulsa, Oklahoma. 1999. 289 p.

12 Alvarado V., Wang X., Moradi M. Stability Proxies for Water-in-Oil Emulsions and Implications in Aqueous-based Enhanced Oil Recovery. *Energies*, 2011, vol. 4, pp. 1058–1086.

13 McLean J. D., Kilpatrick P. K. Effects of Asphaltene Aggregation in Model Heptane-Toluene Mixtures on Stability of Water-in-Oil Emulsions. *Journal of Colloid and Interface Science*, 1997, vol. 196, pp. 23–34.

14 Li M., Xu M., Ma Y., et al. The effect of molecular parameters on the stability of water-in-crude oil emulsions studied by IR and UV spectroscopy. *Colloids Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*, 2002, vol. 197, pp. 193–201.

15 Mengual O., Meunier G., Cayre I. et al. Characterisation of instability of concentrated dispersions by a new optical analyser: the TURBISCAN MA 1000. *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*, 1999, vol. 152, pp. 111–123.

16 Тихова А. А., Глухарева Н. А., Колесникова Е. Н. Изучение агрегации в водных растворах оксигетилированных неионогенных поверхностно-активных веществ методом динамического светорассеяния // *Научные ведомости Белгород. гос. ун-та. Сер. Естественные науки*. 2010. № 21 (92). Вып. 13. С. 127–130.

REFERENCES

1 Alboudwarej H., Felix J., Taylor S., Badry R., Bremner C., Brough B., Skeates C., Baker A., Palmer D., Pattison K., Beshry M., Krawchuk P., Brown G., Calvo R., Triana J. A. C., Hathcock R., Koerner K., Hughes T., Kundu D., de Cardenas J. L., West C. Highlighting Heavy Oil. *Oilfield Review*, 2006, vol. 18, no. 2, pp. 34–53.

2 Altunina L. K., Kuvshinov V. A., Kuvshinov I. V. Complex technology to enhance oil recovery from problematic beds. *Neft' i Gaz (Rossija) — Oil & Gas J. Russia*, 2011, no. 6, pp. 110–116. [in Russian].

3 Zadyмова N. M., Skvortsova Z. N., Traskin V. Yu. et al. Heavy oil as an emulsion: composition, structure and rheological properties. *Kolloidnyi zhurnal — Colloid Journal*, 2016, vol. 78, no. 6, pp. 735–746. [in Russian].

4 Ganeeva Yu. M., Yusupova T. N., Romanov G. V. Asphaltene nano-aggregates: structure, phase transitions and effect on petroleum systems. *Uspehi himii — Advances in Chemistry (Russ. Chem. Rev.)*, 2011, vol. 80, no. 10, pp. 993–1008. [in Russian].

5 Gumerov K. O., Zeigman Yu. V., Gumerov O. A. Oil-in-water disperse systems study in the process of their flow through submersible centrifugal pumps. *Neftgazovoe delo — Oil and gas business*, 2013, vol. 11, no. 4, pp. 73–76. [in Russian].

6 Latypov A. G. Improving physical and chemical effects on gas, oil and water saturated reservoir with oil-soluble, water-soluble, oil-water-soluble surface-active substance (SAS). *Neftgazovoe delo — Oil and gas business*, 2011, vol. 9, no. 4, pp. 40–46. [in Russian].

- 7 Bashkirceva N. Yu., Sladovskaya O. Yu. Features of application of surfactants in the process of transporting of high-viscosity oils. *Vestnik Kazanskogo tehnologicheskogo universiteta — Bulletin of Kazan Technological University*, 2014, vol. 17, no. 14, pp. 449–450. [in Russian].
- 8 Derkach S.R. Rheology of emulsions. *Adv. Colloid Interface Sci.*, 2009, vol. 151, no. 1–2, pp. 1–23.
- 9 Foudazi R., Qavi S., Masalova I., Malkin A. Ya. Physical Chemistry of Highly Concentrated Emulsions. *Adv. Colloid Interface Sci.*, 2015, vol. 220, pp. 78–91.
- 10 Malkin A. Ya., Kulichikhin V.G. Structure and rheology of highly concentrated emulsions: A modern look. *Uspehi himii — Advances in Chemistry (Russ. Chem. Rev.)*, 2015, vol. 84, no. 8, pp. 803–825.
- 11 Conaway C. F. The petroleum industry: a nontechnical guide. PennWell Publishing, Tulsa, Oklahoma. 1999. 289 p.
- 12 Alvarado V., Wang X., Moradi M. Stability Proxies for Water-in-Oil Emulsions and Implications in Aqueous-based Enhanced Oil Recovery. *Energies*, 2011, vol. 4, pp. 1058–1086.
- 13 McLean J. D., Kilpatrick P. K. Effects of Asphaltene Aggregation in Model Heptane-Toluene Mixtures on Stability of Water-in-Oil Emulsions. *Journal of Colloid and Interface Science*, 1997, vol. 196, pp. 23–34.
- 14 Li M., Xu M., Ma Y., et al. The effect of molecular parameters on the stability of water-in-crude oil emulsions studied by IR and UV spectroscopy. *Colloids Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*, 2002, vol. 197, pp. 193–201.
- 15 Mengual O., Meunier G., Cayre I. et al. Characterisation of instability of concentrated dispersions by a new optical analyser: the TURBISCAN MA 1000. *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*, 1999, vol. 152, pp. 111–123.
- 16 Tikhova A. A., Glukhareva N. A., Kolesnikova E. N. The study of aggregation in aqueous solutions of surfactants nonionic of oxyethylated using dynamic light scattering. *Nauchnye vedomosti Belgorod. gos. un-ta. Ser. Estestvennye nauki — Scientific Bulletin of Belgorod State University. Series of natural Sciences*, 2010, no. 21 (92), issue 13, pp. 127–130. [in Russian].
- Манауре Д. А., аспирант кафедры общей химии, ФГБОУ ВО УГТУ, г. Уфа, Российская Федерация
Daniel A. Manauere, Post-Graduate Student of the Chair General Chemistry, FSBEI HE USATU, Ufa, Russian Federation
- Мачадо Р. А., д-р хим. наук, ст. науч. сотр. Центра химии, Венесуэльский институт научных исследований, г. Миранда, Венесуэла
R. A. Machado, Doctor of Chemical Sciences, Senior Research Scientist of the Center of Chemistry, Venezuelan Institute of Scientific Researches, Miranda, Republic of Venezuela
- Хасанова Г. И., инженер кафедры общей химии, ФГБОУ ВО УГТУ, г. Уфа, Российская Федерация
G. I. Khasanova, Engineer of the Chair General Chemistry, FSBEI HE USATU, Ufa, Russian Federation
- Волошин А. И., д-р хим. наук, эксперт по направлениям добычи, ООО «РН-УфаНИПИнефть», г. Уфа, Российская Федерация
A. I. Voloshin, Doctor of Chemical Sciences, Expert in the Area of Production, «RN-UfaNIPIneft» LLC, Ufa, Russian Federation
- Гусаков В. Н., канд. хим. наук, директор департамента, ООО «РН-УфаНИПИнефть», г. Уфа, Российская Федерация
V. N. Gusakov, Candidate of Chemical Sciences, Director of Department, «RN-UfaNIPIneft» LLC, Ufa, Russian Federation
- Бахтизин Р. Н., д-р физ.-мат. наук, профессор, ректор, ФГБОУ ВО «УГНТУ», г. Уфа, Российская Федерация
R. N. Bakhtizin, Doctor of Physical and Mathematical Sciences, Professor, Rector, FSBEI HE «USPTU», Ufa, Russian Federation
- Докичев В. А., д-р хим. наук, профессор, зав. лабораторией, ФГБУН Уфимский Институт химии РАН, г. Уфа, Российская Федерация
V. A. Dokichev, Doctor of Chemical Sciences, Professor, Head of Laboratory, Ufa University of Chemistry of Russian Academy of Sciences, Ufa, Russian Federation
e-mail: dokichev@anrb.ru