Оригинальная статья / Original article
УДК 66.063.61; 662.758.2; 665.614
DOI: <https://doi.org/10.21285/2227-2925-2020-10-1-149-158>

Определение эквивалентного алканового углеродного числа западносибирских нефтей как стадия оптимизации ПАВ-полимерных композиций для химического заводнения

© Л.П. Паничева*, Е.А. Сидоровская*, Н.Ю. Третьяков*, С.С. Волкова*,
Е.А. Турнаева**, А.А. Громан***, О.А. Нуриева***, Г.Ю. Щербаков***,
И.Н. Кольцов***

*Тюменский государственный университет, г. Тюмень, Российская Федерация

** Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Российская Федерация

*** ООО «Газпромнефть НТЦ», г. Санкт-Петербург, Российская Федерация

Резюме: Гидрофобность нефти и нефтепродуктов может характеризоваться эквивалентным алкановым углеродным числом (EACN). Данная характеристика может быть определена на основе корреляции между данными межфазного натяжения и других характеристик для гомологичных масел и ряда алканов с последующей интерпретацией на нефти и нефтепродукты. EACN может быть использовано для подбора эффективного поверхностно-активного вещества (ПАВ) для эмульгирования нефти и нефтепродуктов. Целью данной работы являлось определение эквивалентного алканового углеродного числа ряда образцов сырой нефти, отобранных на месторождениях Западной Сибири, с использованием в качестве стандарта высокоэффективных композиций промышленных ПАВ импортного и российского производства класса сульфонатов. Для определения EACN нефти и нефтепродуктов использовалась характеристика S^* – оптимальная концентрация NaCl (оптимум солености) в водной фазе ПАВ, обеспечивающая на границе с углеводородной фазой минимальное поверхностное натяжение и образование максимального объема микроэмульсии при фазовом эксперименте. Прямое определение величин межфазного натяжения на границе раствор ПАВ – нефть проводилось на тензиометре методом вращающейся капли при температуре 87 °С. В соответствии с эмпирическими уравнениями корреляции между параметрами фазового поведения водных растворов ПАВ с нефтью или смесью углеводородов, EACN и параметрами ПАВ выявлены линейные зависимости и определен характеристический параметр K предложенных трех стандартных композиций ПАВ, который согласуется с литературными данными для индивидуальных поверхностно-активных веществ. В работе предложены композиции промышленных ПАВ для определения EACN нефти и нефтепродуктов. Получены уравнения линейной регрессии зависимости $\log S^* \sim EACN$ с высокими коэффициентами корреляции ($R^2 = 0,9444–0,9999$). Это позволило определить EACN для керосина и семи образцов нефти месторождений Западной Сибири. На основе данного показателя возможен подбор перспективных ПАВ для снижения межфазного натяжения в системе «углеводороды – водный раствор», а также прогнозирование эффективности составов с целью получения эмульсий.

Ключевые слова: нефть, углеводород, поверхностно-активное вещество, эквивалентное алкановое углеродное число, межфазное натяжение, микроэмульсия

Благодарность: Работа выполнена с использованием оборудования ЦКП «Рациональное природопользование и физико-химические исследования» Института химии ТюмГУ.

Информация о статье: Дата поступления 11 июля 2019 г.; дата принятия к печати 25 февраля 2020 г.; дата онлайн-размещения 31 марта 2020 г.

Для цитирования: Паничева Л.П., Сидоровская Е.А., Третьяков Н.Ю., Волкова С.С., Турнаева Е.А., Громан А.А., Нуриева О.А., Щербаков Г.Ю., Кольцов И.Н. Определение эквивалентного алканового углеродного числа западносибирских нефтей как стадия оптимизации ПАВ-полимерных композиций для химического заводнения // Известия вузов. Прикладная химия и биотехнология. 2020. Т. 10. N 1. С. 149–158. <https://doi.org/10.21285/2227-2925-2020-10-1-149-158>

Determination of equivalent alkane carbon number for West Siberian oils as a stage of optimisation in surfactant-polymer compositions for chemical flooding

Larisa P. Panicheva*, Elizaveta .A. Sidorovskaya*, Nikolai Yu. Tret'yakov*,
Svetlana .S. Volkova*, Elena .A. Turnaeva**, Andrey A. Groman***,
Olga A. Nurieva***, Georgii Yu. Shcherbakov***, Igor N. Koltsov***

* University of Tyumen, Tyumen, Russian Federation

** Tyumen Industrial University, Tyumen, Russian Federation

*** LLC Gazpromneft STC, St. Petersburg, Russian Federation

Abstract: The hydrophobicity of oil and oil products can be characterised in terms of its equivalent alkane carbon number (EACN). This characteristic can be determined on the basis of the correlation between the interfacial tension data and other characteristics for homologous oils and a number of alkanes having subsequent interpretation for oil and oil products. The EACN is a useful metric for selecting an effective surfactant for the emulsification of oil and oil products. The research is aimed at determining the equivalent alkane carbon number of various crude oil samples obtained in the oil fields of Western Siberia using standard high-performance compositions of imported and domestic industrial sulphonate surfactants. In order to determine the EACN of oil and oil products, the S^* characteristic was applied representing the optimal NaCl concentration (optimum salinity) in the aqueous surfactant phase, as well as providing the minimum surface tension and formation of the maximum microemulsion volume during the phase experiment at the interface with the hydrocarbon phase. Direct determination of the interfacial tension at the "oil / surfactant solution" interface was carried out with a tensiometer using the spinning drop method at a temperature of 87 °C. Linear dependencies are identified in accordance to the empirical correlation equations between the EACN, surfactant parameters and phase behaviour parameters of aqueous surfactant solutions and oil or a mixture of hydrocarbons. The K characteristic parameter of the proposed three standard surfactant compositions is determined to be consistent with the literature data for individual surfactants. The composition of industrial surfactants for determining the EACN of oil and oil products is proposed. The equations of linear regression for the $\log S^* \sim$ EACN dependency with high correlation coefficients ($R^2 = 0.9444-0.9999$) are obtained, resulting in the determination of the EACN for kerosene and seven oil samples from Western Siberian oil fields. Promising surfactants can be selected on the basis of this indicator for reducing interfacial tension in the "hydrocarbon / water solution" system, as well as for predicting the most effective composition for obtaining emulsions.

Keywords: oil, hydrocarbon, surfactant, equivalent alkane carbon number, interfacial tension, microemulsion

Acknowledgement: The work was performed using the equipment of the Research Resource Center "Natural Resource Management and Physico-Chemical Research", University of Tyumen.

Information about the article: Received July 11, 2019; accepted for publication February 25, 2019; available online March 31, 2020.

For citation: Panicheva LP, Sidorovskaya EA, Tret'yakov NYu, Volkova SS, Turnaeva EA, Groman AA, Nurieva OA, Shcherbakov GYu, Koltsov IN. Determination of equivalent alkane carbon number for West Siberian oils as a stage of optimisation in surfactant-polymer compositions for chemical flooding. *Izvestiya Vuzov. Prikladnaya Khimiya i Biotekhnologiya* = Proceedings of Universities. Applied Chemistry and Biotechnology. 2020;10(1):149–158. (In Russian) <https://doi.org/10.21285/2227-2925-2020-10-1-149-158>

ВВЕДЕНИЕ

Нефть и нефтепродукты состоят из сотен компонентов, в том числе углеводородов, содержание и характеристики которых влияют на свойства конкретной нефтяной системы и ее гидрофобность. Гидрофобность нефти и нефтепродуктов, в общем случае масла, является существенным параметром, влияющим на тип и стабильность эмульсий, образуемых в системе «поверхностно-активное вещество (ПАВ) – масло

– вода». Эффективный подбор поверхностно-активных веществ для эмульгирования нефти или нефтепродуктов может быть реализован при использовании интегральной характеристики гидрофобности масла – эквивалентного алканового углеродного числа (EACN). Данная характеристика может быть определена на основе корреляции между данными межфазного натяжения и других характеристик для гомологичных масел и ряда алканов [1, 2] с последующей ин-

терпретацией на нефти и нефтепродукты. Данный метод может быть модифицирован изменением условий и характеристик создаваемой эмульсионной системы, а также использованием промышленного ПАВ сложного состава. Эти изменения позволяют проводить определение EACN в условиях получения или эксплуатации эмульсионной системы, что существенно повысит ценность получаемых данных для решения практических задач.

Так, например, химическое заводнение, являющееся методом повышения нефтеотдачи пласта, имеет стадию подбора компонентов из ряда поверхностно-активных веществ, соразвителей, полимера, позволяющих получить микроэмульсию с пластовыми флюидами. Подбор многокомпонентного состава и его корректировка для конкретного месторождения может занимать длительное время, сокращение этого периода может быть реализовано за счет теоретического прогноза и моделирования системы «нефть – водный раствор заводнения». В процессе эффективного подбора ПАВ-полимерных композиций химического заводнения анализ состава и классификация сырой нефти месторождений занимает одну из ключевых позиций. В настоящее время при разработке методов химического повышения нефтеотдачи с использованием ПАВ-полимерного заводнения вводится использование интегральной характеристики гидрофобности нефти EACN [3].

Целью данной работы являлось определение эквивалентного алканового углеродного числа ряда образцов сырой нефти, отобранных на месторождениях Западной Сибири, с использованием в качестве стандарта высокоэффективных композиций промышленных ПАВ импортного и российского производства.

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНАЯ ЧАСТЬ

Для построения градуировочной зависимости проведены исследования фазового поведения и межфазного натяжения чистых углеводородов и модельной системы: н-октан (ч., ТУ 6-09-3748-74); н-декан (ч., ТУ 6-09-3614-74); н-додекан (ч., ТУ 6-09-3730-74); керосин (ГОСТ 4753-78); смесь углеводородов (ASTM D5307 Crude oil internal standard), содержащая по 25 % масс. гептадекана, гексадекана, пентадекана и тетрадекана (расчетное значение EACN составляет 15,42), с последующим определением характеристик проб сырой нефти, отобранных на месторождениях Западной Сибири.

В данных исследованиях на примере нефти и нефтепродуктов рассмотрены возможности использования метода определения эквивалентного алканового углеродного числа, основанного на эмпирических уравнениях корреляции между параметрами фазового поведения водных растворов стандартных анионных ПАВ с нефтью и углеводородами. Новизна исследований представле-

на в том, что в качестве стандартных ПАВ использованы промышленные образцы, аналогичные тем, что используются в комбинированных промышленных составах, и представляющие собой смеси гомологов:

– смесь внутренних олефинсульфонатов натрия C24-28 и C15-18 (Enordet 1SPD13IW, производство Shell Chemicals);

– смеси алкоксилированного алкилглицидилсульфоната натрия (AGS 25, производство ООО «Завод синтанолов» ГК НОРКЕМ) и алкилбензолсульфоната натрия (ABS; сульфонол отбеленный, ТУ 2481-135-07510508-2007).

Для получения прозрачных водных растворов ПАВ в заданном интервале солёности использовался соразвитель – изобутиловый спирт (IBA; ч.д.а., ГОСТ 6016-77). Для создания необходимого диапазона солёности к водным растворам ПАВ добавлялся натрий хлористый (х.ч., ГОСТ 4233-77).

Для определения EACN нефти и нефтепродуктов использовалась характеристика – оптимальная концентрация NaCl (оптимум солёности S^*) в водной фазе ПАВ, обеспечивающая на границе с углеводородной фазой минимальное поверхностное натяжение и образование максимального объема микроэмульсии при фазовом эксперименте.

Фазовый эксперимент. Равные объемы углеводорода и водного раствора ПАВ, нагретые до заданной температуры (87 °C), помещались в пробирки с последующей герметизацией и встряхиванием в течение 1 мин, повторное встряхивание – через 5 мин. Данные системы термостатировались при температуре 87 °C в статичном режиме с дополнительным встряхиванием через 1 ч и 7 суток после начала эксперимента. Для регистрации результатов исследований проводились измерения объемов эмульсионной, водной и органической фаз. Фотофиксация фазовых изменений проводилась через 1, 3, 7 и 14 суток, пример представлен на рис. 1.

Сканирование позволяет выделить область образования средней фазы микроэмульсии и соответствующий ей диапазон солёности. Для определения оптимальной солёности, соответствующей образованию средней фазы микроэмульсии, солюбилизующей равные объемы водной и органической фаз, в большинстве случаев требуется дополнительное сканирование диапазона солёности, соответствующего образованию средней фазы микроэмульсии, с более узким шагом, либо прямые измерения межфазного натяжения.

Определение межфазного натяжения. Прямое определение величин межфазного натяжения на границе раствор ПАВ – нефть проводилось на тензиометре KRÜSS Spinning Drop Tensiometer – SITE 100 методом вращающейся капли (оптический метод) при температуре эксперимента 87 °C.

Рис. 1. Влияние солености на фазовое поведение системы «водный раствор Enordet 1SPD13IW – нефть»

Fig. 1. Influence of salinity on the phase behavior of the system “aqueous solution Enordet 1SPD13IW – oil”

Экстраполяция кривых межфазного натяжения в системах до и после оптимума солености (S^*) позволяет определить концентрацию NaCl водной фазы ПАВ (оптимум солености), соответствующую минимальному межфазному натяжению, как показано на рис. 2.

РЕЗУЛЬТАТЫ И ИХ ОБСУЖДЕНИЕ

Для оценки гидрофобности нефти и нефтепродуктов ранее преимущественно использовался параметр гидрофильно-липо-фильного баланса (ГЛБ) в рамках концепции ГЛБ, используемой для характеристики поверхностно-активных веществ. Данный подход получил развитие в середине прошлого века в работах Гриффина и Дэвиса, разработавших шкалу ГЛБ. Сама шкала ГЛБ является достаточно условной, и существует ряд методов расчета чисел ГЛБ, но все они не учитывают влияния температуры, присутствия электролитов и соразтворителей, что ограничивает возможности прогноза составов при химическом заводнении. Тем не менее числа ГЛБ и сегодня используются для характеристики ПАВ и масел [4], в некоторых областях производства [5, 6].

Рис. 2. Зависимость межфазного натяжения от солености (% масс. NaCl) в системе «водный раствор Enordet 1SPD13IW – нефть»

Fig. 2. Interfacial tension versus salinity (wt% NaCl) in the system “aqueous solution Enordet 1SPD13IW – oil”

Эквивалентное алкановое углеродное число нефти или нефтепродукта приравнивается к алкановому углеродному числу насыщенного углеводорода (эквивалентного аналога), если при образовании средней фазы микроэмульсии (WIII по классификации Винзора) в присутствии одного и того же ПАВ нефть и углеводород имеют одинаковые значения оптимальной солености водного раствора. Межфазное натяжение на границе раздела фаз в области оптимальной солености имеет ультранизкие значения.

Для расчета эквивалентного алканового углеродного числа ряда органических соединений и их смесей предложены методики определения поверхностных характеристик с использованием индивидуальных поверхностно-активных веществ, например, додецилсульфата натрия [9]. Для химического заводнения используют промышленные образцы ПАВ, представляющие смесь гомологов с определенным молекулярно-массовым распределением и долей примесей, поэтому в данной работе для определения EACN использовались производственные смеси сульфонатов разного состава.

Для технологий ПАВ-полимерного заводнения, эффективность которых напрямую зависит от фазового поведения закачиваемого раствора и значения межфазного натяжения на границе водной фазы заводнения и нефти в условиях пласта, представляет особый практический интерес расчет EACN на основе методик, базирующихся на определении указанных характеристик при условиях, максимально приближенных к пластовым.

В соответствии с эмпирическими уравнениями корреляции между параметрами фазового поведения водных растворов ПАВ с нефтью или смесью углеводородов и параметрам ПАВ предложено несколько уравнений [10–16]. Так, в работе [15] рассмотрены прямой и непрямой методы определения EACN с использованием преобразованного уравнения Салагера для анионных ПАВ [10–14]:

$$\ln S^* = K \cdot EACN + \alpha_T \cdot \Delta T - C_c + f(A) \quad (1)$$

где S^* – оптимальная соленость, % масс. NaCl; EACN – эквивалентное алкановое углеродное число нефти; K – характеристический параметр анионного ПАВ (наклон графика зависимости логарифма оптимальной солености от EACN); α_T – температурный коэффициент анионного ПАВ; ΔT – отклонение температуры от стандартного значения (25 °C); C_c – характеристический параметр ПАВ, отвечающий за тенденцию ПАВ к образованию прямых и обратных мицелл; $f(A)$ – функция типа и концентрации спирта.

Для прямого определения используется метод стандартного анионного ПАВ, эффективность которого для вытеснения данного типа

нефти уже доказана. Первоначально сканируется солёность в фазовом эксперименте с использованием углеводородов или образцов нефти с известными значениями EACN и стандартным ПАВ в заданных условиях для определения коэффициентов линейной регрессии. Затем аналогичный эксперимент проводится с нефтью, EACN которой неизвестно, но может быть рассчитано с учетом уже известных коэффициентов регрессии. Для непрямого определения EACN также используется метод стандартного анионного ПАВ, но при этом сканируется солёность в фазовом эксперименте с использованием не менее 2-х смесей нефти и декана (массовое отношение 1:1 и 1:3). Метод прямого определения является менее трудоемким и длительным и позволяет определить EACN нефти с меньшей погрешностью, чем метод непрямого определения [12].

В работе [16] предложена корреляция между параметрами фазового поведения водных растворов ПАВ с нефтью или смесью углеводородов и параметрами алкоксилированных анионных ПАВ, а также их смесей с анионными ПАВ:

$$\log S^* = a_1 \cdot E_O + a_2 \cdot N_{PO} + a_3 \cdot N_{EO} + a_4 \cdot (T - T_{ref}) + a_5 \cdot N_C + a_6 \cdot N_C \cdot N_{PO} + C, \quad (2)$$

где a_1, a_2, a_3, a_4, a_5 – коэффициенты регрессии; E_O (EACN) – эквивалентное алкановое углеродное число нефти; N_{PO} – средневзвешенное мольное число оксида пропилен (PO) в смеси ПАВ ($\sum^N x_i N_{PO_i}$, где x_i и N_{PO_i} – мольные доли и число PO для ПАВ_i соответственно); N_{EO} – средневзвешенное мольное число оксида этилена (EO) в смеси ПАВ ($\sum^N x_i N_{EO_i}$, где x_i и N_{EO_i} – мольные доли и число EO для ПАВ_i соответственно); T – интересующая температура, °C; T_{ref} – исходная температура (21 °C); N_C – средневзвешенное мольное число гидрофобного углерода в смеси ПАВ ($\sum^N x_i N_{C_i}$, где x_i и N_{C_i} – мольные доли и число углерода гидрофобной части ПАВ_i соответственно); S^* (млн⁻¹) – оптимальная солёность; $\log S^*$ – десятичный логарифм ($\log_{10}(x)$) оптимальной солёности; C – свободный член.

Согласно уравнениям (1), (2) в серии экспериментов для определения EACN с использованием одного и того же ПАВ, а также других условий (температура, концентрация и тип соразрастворителя) допустимо использование упрощенного уравнения корреляции:

$$\log S^* = K \cdot EACN + C, \quad (3)$$

где K и C – параметры, зависящие от структуры и типа ПАВ, а также условий эксперимента (температура, тип соразрастворителя и его кон-

центрация). Теоретически значения K и C должны оставаться постоянными, если ПАВ и другие условия эксперимента остаются неизменными. Основной проблемой при этом является выбор стандартного ПАВ, имеющего достаточно выраженную способность к образованию средней фазы микроэмульсии с исследуемыми типами нефти.

В данной работе для определения эквивалентного алканового углеродного числа ряда нефтей применили прямой метод с использованием смеси внутренних олефин сульфонатов (Enordet 1SPD13IW), а так же смеси AGS 25 – алкоксилированного алкилглицидилсульфоната натрия, и ABS – алкилбензолсульфоната натрия.

Первая стандартная система промышленного ПАВ (0,7 % Enordet 1SPD13IW, 2 % IBA) сформирована на основании доказанной эффективности данного состава для вытеснения нефти месторождения Западной Сибири [17].

Результаты фазового эксперимента с применением углеводородов и их смесей с известными значениями алканового числа по выявлению области оптимума солёности использовались для определения коэффициентов линейной регрессии (рис. 3).

Рис. 3. Зависимость $\log S^*$ от алканового углеродного числа для октана, декана, додекана и смеси углеводородов ASTM D5307

Fig. 3. Relationship between $\log S^*$ and the alkane carbon number for octane, decane, dodecane and a mixture of hydrocarbons ASTM D5307

На основе экспериментальных данных получено уравнение регрессии, которое в дальнейшем использовалось для определения EACN нефтей:

$$\log S^* = 0,0294 \cdot EACN + 0,1273, R^2 = 0,9999, \quad (4)$$

Оптимум солёности, определенный в фазовом эксперименте с нефтью западносибирских месторождений (с неизвестными значениями EACN) и стандартным ПАВ – 0,7 % Enordet 1SPD13IW в заданных условиях (2 % IBA, 87 °C), был использован для расчета EACN по уравнению регрессии. Результаты расчетов представлены в табл. 1.

Таблица 1

Оптимальная соленость S^* и EACN сырых нефтей

Table 1

Optimal salinity S^* and EACN of crude oils

Нефть месторождения	S^* , % масс. NaCl	$\log S^*$	EACN
Суторминского, БС7 (1)	2,80	0,4470	10,88
Суторминского, БС7 (2)	2,87	0,4586	11,27
Холмогорского, БС10 (1)	2,81	0,4494	10,96
Холмогорского, БС10 (2)	2,87	0,4586	11,27
Спорышевского, АС6	2,89	0,4609	11,35
Западно-Салымского, АС11	2,95	0,4699	11,65
Средне-Итурского, БС9	3,03	0,4809	12,03
Керосин	2,87	0,4579	11,72

Следует отметить, что для проб сырой нефти, отобранных из разных скважин одного месторождения, возможны разные значения EACN: для Суторминского месторождения, БС7, – 10,88 и 11,27, для Холмогорского месторождения, БС10, – 10,96 и 11,27, что необходимо учитывать при разработке нефтяных месторождений. Это согласуется с литературными данными об изменении характеристик нефти в рамках одного месторождения Западно-Сибирского региона [18].

Далее в работе на основе смеси AGS 25 (алкоксилированного алкилглицидилсульфоната натрия) и ABS (алкилбензолсульфоната натрия) сформированы две новые стандартные композиции ПАВ с различным мольным соотношением компонентов: AGS 25 : ABS = 1:1 и AGS 25 : ABS = 1,25:1. Проведено сканирование солености в фазовых экспериментах с использованием нефтей, представленных в табл. 1, и новых стандартных композиций ПАВ в заданных условиях (2 % IBA, 87 °C). На рис. 4 представлены графики зависимости $\log S^*$ от EACN для всех трех стандартных композиций ПАВ.

Получены уравнения корреляции:

– для смеси AGS 25 : ABS = 1 : 1:

$$\log S^* = 0,1307 \cdot EACN - 1,0769, R^2 = 0,9444; \quad (5)$$

– для смеси (AGS 25 : ABS = 1,25 : 1:

$$\log S^* = 0,1629 \cdot 1,3372, r^2 = 0,967 \quad (6)$$

Результаты, полученные на 3-х стандартных композициях ПАВ, с высокой достоверностью подтверждают линейную корреляцию (3), где K – характеристический параметр стандартной композиции ПАВ (наклон графика зависимости логарифма оптимальной солености от EACN), показывает изменение сродства ПАВ к нефти по мере увеличения ее EACN.

Значения K , полученные для 3-х композиций промышленных смесевых ПАВ, с литературными данными для индивидуальных поверхностно-активных веществ [15, 6, 19–23], представлены в табл. 2.

Как видно из данных, представленных в табл. 2, значения K , определенные в настоящей работе, согласуются с диапазоном величин K , приведенных в других публикациях, – 0,0255–0,17.

ВЫВОДЫ

1. Показана возможность использования композиций ПАВ на основе смеси внутренних олефинсульфонатов натрия (Enordet 1SPD13IW), а также смесей алкоксилированного алкилглицидилсульфоната натрия и алкилбензолсульфоната натрия (в мольном соотношении 1:1 и 1,25:1) в качестве стандартных для изучения зависимости логарифма оптимальной солености ($\log S^*$) от величины эквивалентного алканового углеродного числа нефтей и нефтепродуктов (EACN).

Рис. 4. Графики зависимости $\log S^*$ от EACN при 87 °C для стандартных композиций ПАВ: 1 – 0,7 % Enordet 1SPD13IW (2 % IBA); 2 – 0,7 % смеси AGS 25 : ABS = 1 : 1 (2 % IBA); 3 – 0,7 % смеси AGS 25 : ABS = 1,25 : 1 (2 % IBA)

Fig. 4. $\log S^*$ versus EACN at 87 °C for standard surfactant compositions: 1 – 0,7 % Enordet 1SPD13IW (2 % IBA); 2 – 0,7 % of AGS 25 : ABS = 1 : 1 mixture (2 % IBA); 3 – 0,7 % of AGS 25 : ABS = 1,25 : 1 mixture (2 % IBA)

Таблица 2
Значения характеристического параметра стандартных композиций ПАВ

Table 2
Characteristic parameter values of standard surfactant compositions

ПАВ	K	Ссылка
Enordet 1SPD13IW	0,0294	Данная работа
AGS 25 : ABS = 1 : 1	0,1307	Данная работа
AGS 25 : ABS = 1,25 : 1	0,1629	Данная работа
IOS 24-28	0,0255	[16]
AF 8-41S (C ₈ H ₁₇ -(PO) ₄ -(EO) ₁ -SO ₄ Na)	0,0478	[15]
C _{14,15} H _{29,31} -(PO) ₈ -SO ₄ Na	0,0530	[22]
C _{12,15} H _{25,31} -(EO) ₂ -SO ₄ Na	0,0620	[20]
C ₁₂ H ₂₅ -(PO) ₁₄ -(EO) ₂ -SO ₄ Na	0,0690	[22]
C _{12,13} H _{25,27} -(PO) ₈ -SO ₄ Na	0,0870	[20]
C ₁₂ H ₂₅ -SO ₄ Na	0,1000	[20]
C ₁₂ H ₂₅ -(PO) ₁₂ -(EO) ₂ -SO ₄ Na	0,1040	[21]
C _{14,15} H _{29,31} -(PO) ₈ -SO ₄ Na	0,1300	[23]
AOT (бис(2-этилгексил)сульфосукцинат натрия)	0,1600	[19]
AOT (бис(2-этилгексил)сульфосукцинат натрия)	0,1700	[20]
AMA (бис(2-гексил)сульфосукцинат натрия)	0,1700	[20]

2. Получены уравнения линейной регрессии $\log S^* = K \cdot EACN + C$ с высокими коэффициентами корреляции ($R^2 = 0,9444-0,9999$), что позволяет достоверно определять эквивалентное алкановое углеродное число нефтей и нефтепродуктов. На основе этого показателя возможен подбор перспективных ПАВ для снижения межфазного натяжения в системе «углеводороды – водный раствор» и прогноз эффективности составов с целью получения эмульсий.

3. Определены EACN для 7 образцов сырой нефти, отобранных на различных месторождениях Западной Сибири. Значения EACN находятся в диапазоне от 10,9 до 12,0, что свидетельствует о близкой гидрофобности исследованных нефтей. Данные характеристики позволяют оптимизировать процесс подбора ПАВ-полимерных композиций для химического заводнения месторождений Западной Сибири.

REFERENCES

1. Creton B, Lvque I, Oukhemanou F. Equivalent alkane carbon number of crude oils: A predictive model based on machine learning. *Oil and Gas Science and Technology – Rev. IFP Energies nouvelles*. 2019;74(30). 11 p. <https://doi.org/10.2516/ogst/2019002>
2. Chang L, Pope GA, Jang SH, Tagavifar M. Prediction of microemulsion phase behavior from surfactant and co-solvent structures. *Fuel*. 2019; 237:494–514. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2018.09.151>
3. Lu J, Liyanage PJ, Solairaj S, Adkins S, Arachchilage GP, Kim DH, et al. New surfactant developments for chemical enhanced oil recovery. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2014;120:94–101. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2014.05.021>
4. Wang S, Chen C, Yuan N, Ma Y, Ogbonnaya OI, Shiao B, et al. Design of extended surfactant-only EOR formulations for an ultrahigh salinity oil field by using hydrophilic lipophilic deviation (HLD) approach: From laboratory screening to simulation. *Fuel*. 2019;254:115698. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2019.115698>
5. Zarate-Muoz S, Troncoso AB, Acosta E. The cloud point of alkyl ethoxylates and its prediction with the hydrophilic-lipophilic difference (HLD) framework. *Langmuir*. 2015;31(44):12000–12008. <https://doi.org/10.1021/acs.langmuir.5b03064>
6. Arpornpong N, Charoensaeng A, Khaodhiar S, Sabatini DA. Formulation of microemulsion-based washing agent for oil recovery from spent bleaching earth-hydrophilic lipophilic deviation concept. *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*. 2018;541:87–96. <https://doi.org/10.1016/j.colsurfa.2018.01.026>
7. Zhu Y-W, Zhao R-H, Jin Z-Q, Zhang L, Zhang L, Luo L, Zhao S. Influence of crude oil fractions on interfacial tensions of alkylbenzene sulfonate solutions. *Energy and Fuels*. 2013;27(8):4648–4653. <https://doi.org/10.1021/ef4009357>
8. Li S, Willoughby JA, Rojas OJ. Oil-in-water emulsions stabilized by carboxymethylated lignins: Properties and energy prospects. *ChemSusChem*. 2016;9(17):2460–2469. <https://doi.org/10.1002/cssc.201600704>
9. Liu H, Zhou P, Wu Z, Chen S, Ding C. Solubilization behavior of organic mixtures in optimum Winsor type III microemulsion systems of sodium dodecyl sulfate. *Journal of Surfactants and Detergents*. 2018;21(4):497–507. <https://doi.org/10.1002/jsde.12053>
10. Salager J-L, Morgan JC, Schechter RS, Wade WH, Vasquez E. Optimum formulation of surfactant/water/oil systems for minimum interfacial tension or phase behavior. *Society of Petroleum Engi-*

neers Journal. 1979;19(2):107–115. <https://doi.org/10.2118/7054-PA>

11. Acosta E, Mai PD, Harwell JH, Sabatini DA. Linker-modified microemulsions for a variety of oils and surfactants. *Journal of Surfactants and Detergents*. 2003;6(4):353–363. <https://doi.org/10.1007/s11743-003-0281-2>

12. Acosta EJ, Yuan JS, Bhakta AS. The characteristic curvature of ionic surfactants. *Journal of Surfactants and Detergents*. 2008;11(2):145–158. <https://doi.org/10.1007/s11743-008-1065-7>

13. Anton RE, Andérez JM, Bracho C, Vejar F, Salager J-L. Practical surfactant mixing rules based on the attainment of microemulsion-oil-water three-phase behavior systems. *Advances in Polymer Science*. 2008;218(1):83–113. https://doi.org/10.1007/12_2008_163

14. Acosta EJ, Bhakta AS. The HLD-NAC model for mixtures of ionic and nonionic surfactants. *Journal of Surfactants and Detergents*. 2009;12(1):7–19. <https://doi.org/10.1007/s11743-008-1092-4>

15. Wan W, Zhao J, Harwell JH, Shiao B-J. Characterization of crude oil equivalent alkane carbon number (EACN) for surfactant flooding design. *Journal of Dispersion Science and Technology*. 2016;37(2):280–287. <https://doi.org/10.1080/01932691.2014.950739>

16. Solairaj S, Britton C, Lu J, Kim DH, Werasooriya U, Pope GA. New correlation to predict the optimum surfactant structure for EOR. In: *SPE – DOE Improved Oil Recovery Symposium Proceedings*. 2012, vol. 2, p. 1390–1399.

17. Karpan VM, Volokitin YI, Shuster MY, Tigchelaar W, Chmuzh IV, Koltsov IN, et al. West salym ASP pilot: Project front-end engineering. In: *SPE – DOE Improved Oil Recovery Symposium Proceedings*. 2014, vol. 3, p. 1725–1734.

18. Koltsov I, Groman A, Milchakov S, Tret'yakov N, Panicheva L, Volkova S, et al. Evaluating reservoir fluids geochemistry for planning of surfactant-polymer flooding. In: *IOR 2019 – 20th European Symposium on Improved Oil Recovery. Conference Proceedings*, April 2019, Pau, France, 2019, vol. 2019, p. 1–17. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.201900091>

19. Wu B, Shiao B, Sabatini DA, Harwell JH, Vu DQ. Formulating microemulsion systems for a weathered jet fuel waste using surfactant/cosurfactant mixtures. *Separation Science and Technology*. 2000;35(12):1917–1937. <https://doi.org/10.1081/SS-100100627>

20. Witthayapanyanon A, Harwell JH, Sabatini DA. Hydrophilic-lipophilic deviation (HLD) method for characterizing conventional and extended surfactants. *Journal of Colloid and Interface Science*. 2008;325(1):259–266. <https://doi.org/10.1016/j.jcis.2008.05.061>

21. Do LD, Witthayapanyanon A, Harwell JH, Sabatini DA. Environmentally friendly vegetable oil microemulsions using extended surfactants and linkers. *Journal of Surfactants and Detergents*. 2009;12(2):91–99. <https://doi.org/10.1007/s11743-008-1096-0>

22. Witthayapanyanon A, Acosta EJ, Harwell JH, Sabatini DA. Formulation of ultralow interfacial tension systems using extended surfactants. *Journal of Surfactants and Detergents*. 2006;9(4):331–339. <https://doi.org/10.1007/s11743-006-5011-2>

23. Phan TT, Harwell JH, Sabatini DA. Effects of triglyceride molecular structure on optimum formulation of surfactant-oil-water systems. *Journal of Surfactants and Detergents*. 2010;13(2):189–194. <https://doi.org/10.1007/s11743-009-1155-1>

Критерии авторства

Паничева Л.П., Сидоровская Е.А., Третьяков Н.Ю., Волкова С.С., Турнаева Е.А., Громан А.А., Нуриева О.А., Щербаков Г.Ю., Кольцов И.Н. выполнили экспериментальную работу, на основании полученных результатов провели обобщение и написали рукопись. Паничева Л.П., Сидоровская Е.А., Третьяков Н.Ю., Волкова С.С., Турнаева Е.А., Громан А.А., Нуриева О.А., Щербаков Г.Ю., Кольцов И.Н. имеют на статью равные авторские права и несут равную ответственность за плагиат.

Конфликт интересов

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Все авторы прочитали и одобрили окончательный вариант рукописи.

Contribution

Larisa P. Panicheva, Elizaveta A. Sidorovskaya, Nikolai Yu. Tret'yakov, Svetlana S. Volkova, Elena A. Turnaeva, Andrey A. Groman, Olga A. Nurieva, Georgii Yu. Shcherbakov, Igor N. Koltsov carried out the experimental work, on the basis of the results summarized the material and wrote the manuscript. Larisa P. Panicheva, Elizaveta A. Sidorovskaya, Nikolai Yu. Tret'yakov, Svetlana S. Volkova, Elena A. Turnaeva, Andrey A. Groman, Olga A. Nurieva, Georgii Yu. Shcherbakov, Igor N. Koltsov have equal author's rights and bear equal responsibility for plagiarism.

Conflict of interests

The authors declare no conflict of interests regarding the publication of this article.

The final manuscript has been read and approved by all the co-authors.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ

Паничева Лариса Петровна,
д.х.н., профессор,
Тюменский государственный университет,
625003, г. Тюмень, ул. Володарского, 6,
Российская Федерация,
✉ e-mail: lpanicheva@list.ru

Сидоровская Елизавета Андреевна,
аспирант,
Тюменский государственный университет,
625003, г. Тюмень, ул. Володарского, 6,
Российская Федерация,
e-mail: e.sidorovskaya@yandex.ru

Третьяков Николай Юрьевич,
к.х.н., директор ЦКП,
Тюменский государственный университет,
625003, г. Тюмень, ул. Володарского, 6,
Российская Федерация,
e-mail: nikckp@mail.ru

Волкова Светлана Станиславовна,
к.х.н., заместитель директора ЦКП,
Тюменский государственный университет,
625003, г. Тюмень, ул. Володарского, 6,
Российская Федерация,
e-mail: svolkova2008@mail.ru

Турнаева Елена Анатольевна,
к.х.н., доцент,
Тюменский индустриальный университет,
625000, г. Тюмень, ул. Володарского, 38,
Российская Федерация,
e-mail: eturnaeva@yandex.ru

Громан Андрей Андреевич,
начальник отдела перспективных
методов увеличения нефтеотдачи,
ООО «Газпромнефть НТЦ»,
190000, г. Санкт-Петербург,
наб. реки Мойки, 75-79д,
Российская Федерация,
e-mail: Groman.AA@gazpromneft-ntc.ru

Нуриева Ольга Александровна,
ведущий специалист,
ООО «Газпромнефть НТЦ»,
190000, г. Санкт-Петербург,
наб. реки Мойки, 75-79д,
Российская Федерация,
e-mail: Nurieva.OA@gazpromneft-ntc.ru

Щербаков Георгий Юрьевич,
главный специалист отдела
перспективных МУН,
ООО «Газпромнефть НТЦ»,
190000, г. Санкт-Петербург,
наб. реки Мойки, 75-79д,
Российская Федерация,
e-mail: Shcherbakov.GYu@gazpromneft-ntc.ru

INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Larisa P. Panicheva,
Dr. Sci. (Chemistry), Professor,
University of Tyumen,
6 Volodarsky St., Tyumen 625003,
Russian Federation,
✉ e-mail: lpanicheva@list.ru

Elizaveta A. Sidorovskaya
Postgraduate Student,
University of Tyumen,
6 Volodarsky St., Tyumen 625003,
Russian Federation,
e-mail: e.sidorovskaya@yandex.ru

Nikolai Yu. Tret'yakov,
Cand. Sci. (Chemistry), Director of Research
Resource Center,
University of Tyumen,
6 Volodarsky St., Tyumen 625003,
Russian Federation,
e-mail: nikckp@mail.ru

Svetlana S. Volkova,
Cand. Sci. (Chemistry), Associate Director,
University of Tyumen,
6 Volodarsky St., Tyumen 625003,
Russian Federation,
e-mail: svolkova2008@mail.ru

Elena A. Turnaeva,
Cand. Sci. (Chemistry), Associate Professor,
Tyumen Industrial University,
38 Volodarsky St., Tyumen 625000,
Russian Federation,
e-mail: eturnaeva@yandex.ru

Andrey A. Groman,
Head of Prospective EOR unit,
LLC Gazpromneft STC,
75-79d Moika River emb.,
St. Petersburg 190000,
Russian Federation,
e-mail: Groman.AA@gazpromneft-ntc.ru

Olga A. Nurieva,
Lead Specialist,
LLC Gazpromneft STC,
75-79d Moika River emb.,
St. Petersburg 190000,
Russian Federation,
e-mail: Nurieva.OA@gazpromneft-ntc.ru

Georgii Yu. Shcherbakov,
Chief Specialist of Prospective EOR unit,
LLC Gazpromneft STC,
75-79d Moika River emb.,
St. Petersburg 190000,
Russian Federation,
e-mail: Shcherbakov.GYu@gazpromneft-ntc.ru

Кольцов Игорь Николаевич
эксперт отдела перспективных МУН,
ООО «Газпромнефть НТЦ»,
190000, г. Санкт-Петербург,
наб. реки Мойки, 75-79д,
Российская Федерация,
e-mail: Koltsov.IN@gazpromneft-ntc.ru

Igor N. Koltsov,
Expert of Prospective EOR unit,
LLC Gazpromneft STC,
75-79d Moika River emb.,
St. Petersburg 190000,
Russian Federation,
e-mail: Koltsov.IN@gazpromneft-ntc.ru