

**Борис Владимирович ГРИГОРЬЕВ<sup>1</sup>**  
**Денис Александрович ВАЖЕНИН<sup>2</sup>**  
**Ольга Александровна КУЗИНА<sup>3</sup>**

УДК 541.1

## **ВЛИЯНИЕ КОНЦЕНТРАЦИИ ПАВ ВОДНЫХ РАСТВОРОВ И ТЕМПЕРАТУРЫ НА КОЭФФИЦИЕНТ ПОВЕРХНОСТНОГО НАТЯЖЕНИЯ**

<sup>1</sup> кандидат технических наук, доцент, заведующий кафедры  
экспериментальной физики и нанотехнологий,  
Физико-технический институт,  
Тюменский государственный университет  
raskatov\_@mail.ru

<sup>2</sup> ведущий инженер кафедры  
механики многофазных систем,  
Физико-технический институт,  
Тюменский государственный университет  
vazhenin\_1987@mail.ru

<sup>3</sup> аспирант, ведущий инженер  
кафедры механики многофазных систем,  
Физико-технический институт,  
Тюменский государственный университет  
alleinig418@yandex.ru

### **Аннотация**

В условиях прогрессирующего роста обводненности добываемой продукции и высокой выработки запасов все большее значение приобретают методы увеличения нефтеотдачи пластов. К основным методам воздействия на пласт можно отнести: гидродинамические, тепловые, газовые, физико-химические и комбинированные. Заводнение скважин с помощью водных растворов поверхностно-активных веществ (ПАВ) относится к комбини-

---

**Цитирование:** Григорьев Б. В. Влияние концентрации ПАВ водных растворов и температуры на коэффициент поверхностного натяжения / Б. В. Григорьев, Д. А. Важенин, О. А. Кузина // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. 2016. Том 2. № 3. С. 35-48.  
DOI: 10.21684/2411-7978-2016-2-3-35-48

---

рованными методами (гидродинамический и физико-химический). Этот метод основан на снижении удельной энергии межфазного взаимодействия между водой и нефтью за счет образования мицелл. Следует отметить, что механизм влияния свойств реагентов на отмывающие способности растворов изучен недостаточно. Т. к. пласт с флюидами является сложной системой, сложно учесть все факторы, среди которых температура и давление пласта, состав и концентрация ПАВ, пористость, обводненность, глубина залегания.

Целью данного исследования является выявление эффективных ПАВ, снижающих поверхностное натяжение при различных температурах и концентрациях для дальнейших испытаний на кернах.

Методом объема капли исследовано пять промышленно-производимых реагентов на способность снижать поверхностное натяжение. В качестве имитатора нефти использован деароматизированный углеводород эксол (Exxsol D100) из-за своих схожих свойств с нефтью (плотность и вязкость сопоставимы с соответствующими значениями для нефти). Выявлено влияние температуры и концентрации на поверхностное натяжение водных растворов ПАВ. Установлено, что с увеличением концентрации поверхностное натяжение изменяется до 30 раз в зависимости от реагента и температуры. Все исследованные вещества производятся в России, что способствует импортозамещению.

#### **Ключевые слова**

Поверхностно-активные вещества, поверхностное натяжение, температура, концентрация, exxsol, методы увеличения нефтеотдачи.

**DOI: 10.21684/2411-7978-2016-2-3-35-48**

#### **Введение**

В настоящее время доля трудноизвлекаемых запасов нефти превышает 50% от общего объема добычи [9; 20]. Это нефть на глубинах более 4 000 м, в слабопроницаемых коллекторах, в зонах контакта нефть-вода, нефть-газ, запасы, содержащие высоковязкую нефть, сероводородные примеси и др. Все больше добывается обводненная нефть. Так, по Западной Сибири обводненность по многим нефтедобывающим скважинам составляет 80% и выше [15]. Повышение обводненности с 50 до 80% по скважине повышает себестоимость добычи нефти в 2,5 раза. В среднем дебит по Западной Сибири на одну скважину в сутки не превышает 7,5-8,5 т [9].

С целью повышения нефтеотдачи на сегодняшний день существуют различные методы воздействия на пласт [7]. Среди них выделяют: гидродинамические, тепловые, газовые, физико-химические, комбинированные. Комбинированные методы повышения нефтеотдачи — одно из перспективных направлений в процессах разработки нефтяных месторождений. Основой данного метода является применение поверхностно-активных веществ (ПАВ). Это связано с тем, что использование ПАВ не требует дополнительного переоборудования скважин, менее трудоемко, а также является более экономически выгодным по сравнению с другими методами воздействия на пласт. Одним из

основных преимуществ водных растворов ПАВ является снижение коэффициента межфазного натяжения между раствором и нефтью.

Поверхностное натяжение жидкостей зависит от температуры и давления [1; 18]. С повышением температуры поверхностное натяжение уменьшается. Объясняется это увеличением среднего расстояния между молекулами и уменьшением сил притяжения между молекулами. Процесс изменения поверхностного натяжения в системе вода-нефть при одновременном увеличении температуры и давления сложен: поверхностное натяжение может как уменьшаться, так и увеличиваться и даже оставаться постоянным. При испытании некоторых ПАВ при постоянном давлении в зависимости от температуры поверхностное натяжение уменьшается [10]. В работе [19] было исследовано влияние температуры на поверхностное натяжение в широком диапазоне температур 25-75 °С. Дальнейшее увеличение температуры приводит к резкому снижению эффективности использования водных растворов ПАВ.

Еще одним фактором, влияющим на поверхностное натяжение, является концентрация ПАВ в растворе. В 1909 г. Б. А. Шишковский опытным путем вывел общую зависимость поверхностного натяжения от концентрации для водных растворов ПАВ [16]. Влияние данного параметра было изучено в работах [3; 4].

При выборе концентрации ПАВ в растворе обычно руководствуются значением коэффициента поверхностного натяжения, определенного статическими и полустатическими методами [6]. Наиболее распространенными из них являются: метод отрыва кольца (метод дью Нуи), метод пластины (метод Вильгельми), метод вращающейся капли, метод висящей капли, метод осциллирующей капли (ODM-метод), метод максимального давления в пузырьке (метод Ребиндера), метод объема капли [5; 6].

Из имеющихся методов нами был выбран метод объема капли, т. к. он имеет ряд преимуществ: возможность определения межфазного натяжения между двумя жидкими фазами, содержащими все типы ПАВ, включая катионные; повышенная точность определения незначительных межфазных натяжений порядка 1 мН/м; высокая воспроизводимость результатов испытания ( $\pm 0,5$  мН/м); возможность определения межфазного натяжения вязких жидкостей; определение межфазного натяжения в растворе небольшого объема; временная зависимость межфазного натяжения может быть определена использованием простого автоматического аппарата. Кроме того, этот метод является наиболее простым в исполнении [7].

#### **Объекты и методы исследования**

Для приготовления водного раствора ПАВ использовалась модель пластовой воды с содержанием соли 15 г/л, что соответствует среднему показателю минерализации пластовых вод по Западной Сибири [2; 12; 15]. Основные характеристики ПАВ приведены в таблице 1. Все растворы ПАВ были приготовлены с концентрациями от 0,05 до 0,5 % — данный диапазон концентраций наиболее часто используется на нефтепромыслах. Все опыты проводились при атмосферном давлении.

Таблица 1

Молекулярные характеристики используемых реагентов

Table 1

The molecular characteristics of the reagents

Название реагента	Строение молекулы
АЛКИЛСУЛЬФАТ	$C_{12}H_{25}SO_4Na$
ПРЕПАРАТ ОС-20 (марка А)	$RO(CH_2CH_2O)_nH$ , где $R=C_{18}$ , $n = 20$
СИНТАНОЛ АЛМ-1	$C_nH_{(2n+1)}O(C_2H_4O)_m$ , $m=7-10$ степень этоксилирования
НЕОНОЛ АФ 9-12	$C_9H_{19}C_6H_4O(C_2H_4O)_{12}H$
БЕТАНОЛ образец 2	$C_{15}H_{24}O(C_2H_4O)_n$

Первые 3 реагента из табл. 1 были предоставлены заводом синтанолов ООО «НОРКЕМ» [8]. Используемые ПАВы: СИНТАНОЛ АЛМ-1, ОС-20, БЕТАНОЛ образец 2, НЕОНОЛ АФ 9-12 — относятся к классу неионогенных ПАВ. АЛКИЛСУЛЬФАТ является анионным.

Поверхностное натяжение измерялось на границе фаз «эксол (Exxsol D100) — водный раствор ПАВ». Использование эксола в качестве имитатора нефти обуславливается его схожими физико-химическими свойствами с нефтью, а также общедоступностью и простотой эксплуатации. Основные характеристики эксола приведены в таблице 2 [14].

Таблица 2

Характеристики Exxsol D100

Table 2

Exxsol D100 features

Наименование показателя	Значение
IBP (начальная точка кипения), °C	234
BP (конечная точка кипения), °C	267
Температура вспышки, °C	103
Плотность при 15 °C, кг/дм <sup>3</sup>	0,818
Летучесть (н-бутилацетат = 100)	<1
Давление насыщенных паров, кПа	0,03
Массовая доля ароматических углеводородов, вес %	0,03
Каурибутанольное число	27
Анилиновая точка, °C	78
Бромное число, мг/100 г	30
Вязкость при 25 °C, мПа.с	3,13
Поверхностное натяжение при 25 °C, мН/м	27,6
Цвет	+30
Показатель преломления при 20 °C	1,449

Поверхностное натяжение измерялось по методике объема капли, соответствующей ГОСТ Р 50097-92 «Вещества поверхностно-активные. Определение межфазного натяжения. Метод объема капли» [7]. Ниже представлена схема устройства сталогмометра СТ-1, на котором проводились измерения (рис. 1). Данная установка была модернизирована заменой механического микрометра автоматическим с цифровым дисплеем с точностью 0,001 мм. Также на установку была прикреплена видеокамера для записи показаний (фиксация количества капель), полученных на установке.

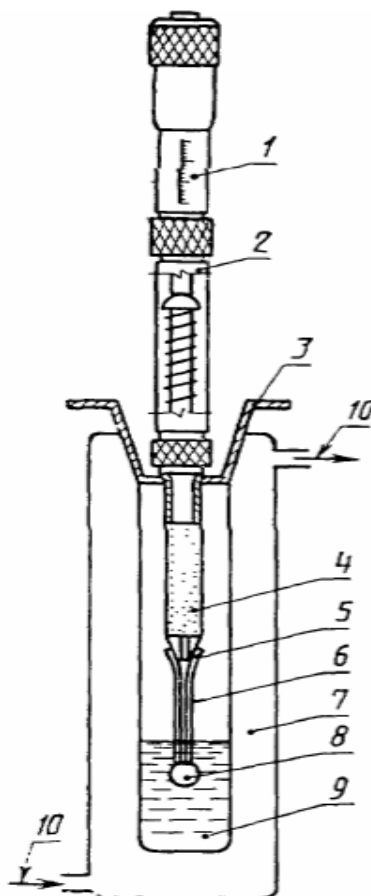


Рис. 1. Схема установки СТ-1:

1 — микрометрический винт;  
2 — держатель микрометра и шприца;  
3 — колпак; 4 — шприц; 5 — стеклянное притертое уплотнение; 6 — капиллярная трубка; 7 — стеклянный сосуд с двойными стенками; 8 — водная фаза; 9 — органическая фаза; 10 — ввод и вывод для терморегулирующей жидкости

Fig. 1. CT-1 installation scheme:

1 — micrometer screw; 2 — micrometer and syringe holder; 3 — cap; 4 — syringe; 5 — stoppered glass seal; 6 — capillary tube; 7 — glass vessel with double walls; 8 — aqueous phase; 9 — organic phase; 10 — input and output for thermostatic liquid

Межфазное натяжение  $\sigma$ , выраженное в мН/м, вычислялось по формуле [7]

$$\sigma = \frac{\Delta\rho \cdot g \cdot V \cdot f}{r},$$

где  $\Delta\rho$  — разность плотностей водного раствора ПАВ и эксоло, г/см<sup>3</sup>;  $g$  — ускорение свободного падения, равное 9,81 м/с<sup>2</sup>;  $V$  — объем одной капли, мм<sup>3</sup>;  $f$  — коэффициент коррекции, соответствующий отношению  $r/V^{1/3}$ ;  $r$  — радиус капилляра, мм.

### Результаты исследования

Методические исследования проведены в системах «эксол — соленая вода» и «эксол — дистиллированная вода».

На рис. 2 представлена зависимость поверхностного натяжения от температуры на границе эксоло с моделью пластовой воды. Как видно из графика, в интервале температур  $t$  от 20 до 60 °С поверхностное натяжение практически не изменяется. При  $t > 80$  °С наблюдается увеличение измеряемого параметра, что обуславливается полярностью растворителя и растворенного вещества. Более полярные молекулы растворенного вещества появляются в поверхностном слое, поэтому разность полярностей жидкостей увеличивается, а поверхностное натяжение раствора возрастает [6]. По отношению к воде к ним относятся все неорганические электролиты: кислоты, щелочи, соли. Таким образом, соль (NaCl) можно отнести к поверхностно-инактивным веществам (ПИИВ). В сравнение представлен рис. 3, где поверхностное натяжение измерялось на границе с дистиллированной водой, на котором видно, что с повышением температуры оно падает. Это также подтверждается литературными данными [1; 6; 18]. Таким образом, выполненные методические исследования соответствуют известным экспериментальным данным, что подтверждает достоверность результатов, полученных в дальнейшем.

Ниже приведены результаты измерения поверхностного натяжения водных растворов ПАВ на границе с эксолом в зависимости от различных концентраций

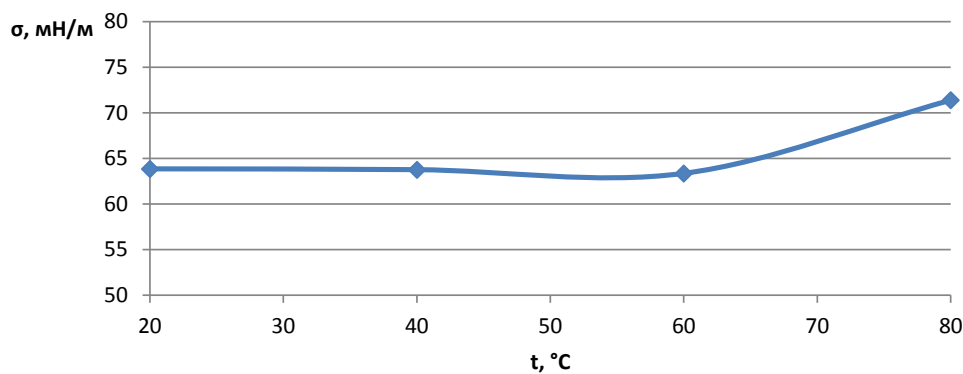


Рис. 2. Зависимость поверхностного натяжения от температуры на границе эксол — соленая вода

Fig. 2. Dependence of the surface tension on the temperature at the boundary “exsol–salt water”

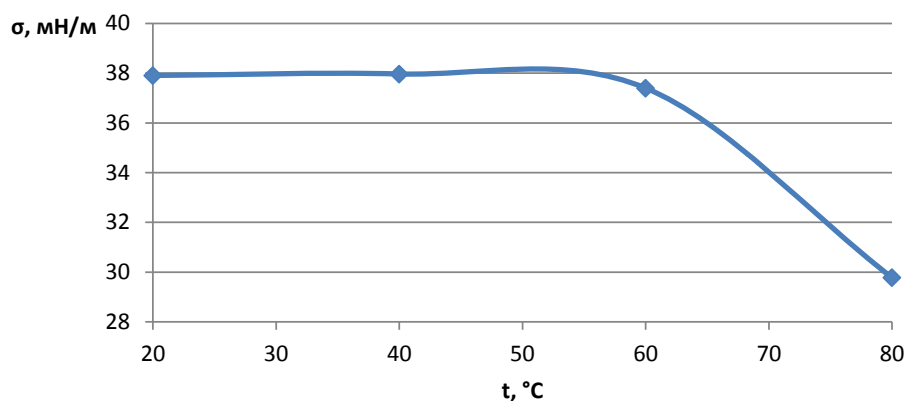


Рис. 3. Зависимость поверхностного натяжения на границе эксол — дистиллированная вода

Fig. 3. Dependence of the surface tension on the temperature at the boundary "exxsol-distilled water"

и температур. Как видно из графиков, не все ПАВы снижают поверхностное натяжение.

На рис. 4 представлены результаты исследования поверхностного натяжения в системе «эксол — р-р СИНТАНОЛ АЛМ-1». Из экспериментальных зависимостей следует, что поверхностное натяжение увеличивается при увеличении температуры вне зависимости от концентрации. Данный неионогенный ПАВ сыграл роль ингибитора солеотложения [13]. При приготовлении водного раствора с этим ПАВ было выявлено выпадение осадка, что характеризует этот раствор как нестабильную систему. Это подтверждается данными из графика. Следует отметить, что закачка данного реагента в пласт может привести к забиванию пор коллектора выделившимися из раствора частицами, что негативно скажется на нефтедобыче.

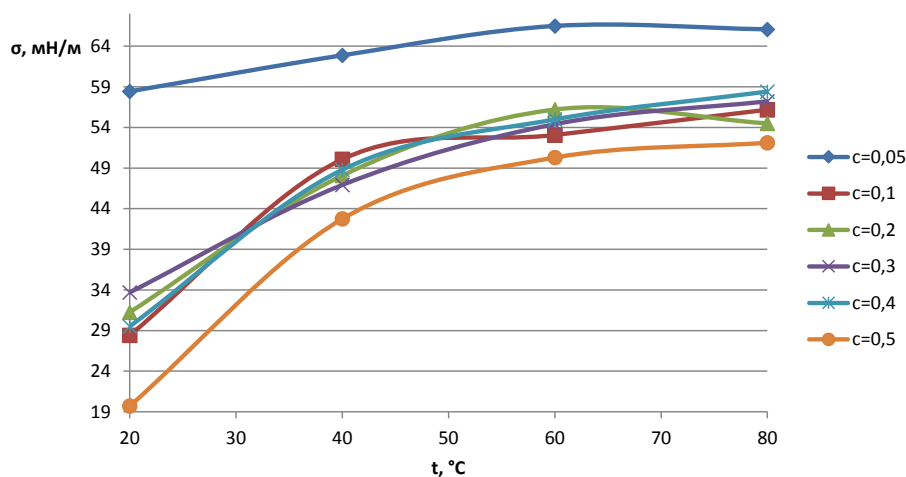


Рис. 4. Зависимость поверхностного натяжения эксола — р-ра ПАВ от температуры (АЛМ-1)

Fig. 4. Exxsol-surfactant solution surface tension depending on temperature (ALM-1)

На рис. 5 показана зависимость поверхностного натяжения в системе «эксол — р-р ОС-20». Из полученных данных можно сделать вывод, что концентрации от 0,1 до 0,5 более стабильны во всем диапазоне температур. Кривые имеют линейную зависимость. С увеличением температуры снижается поверхностное натяжение. Так, например, для концентрации  $c = 0,5$  оно снижается от 5 до 12 раз.

По данным из рис. 6 можно сделать заключение, что АЛКИЛСУЛЬФАТ оптимален для закачки в пласт, т. к. изменение концентрации (кроме  $c = 0,05$ ) практически не сказывается на поверхностном натяжении, что экономически выгодно. Температура также оказывает мало влияния на этот реагент.

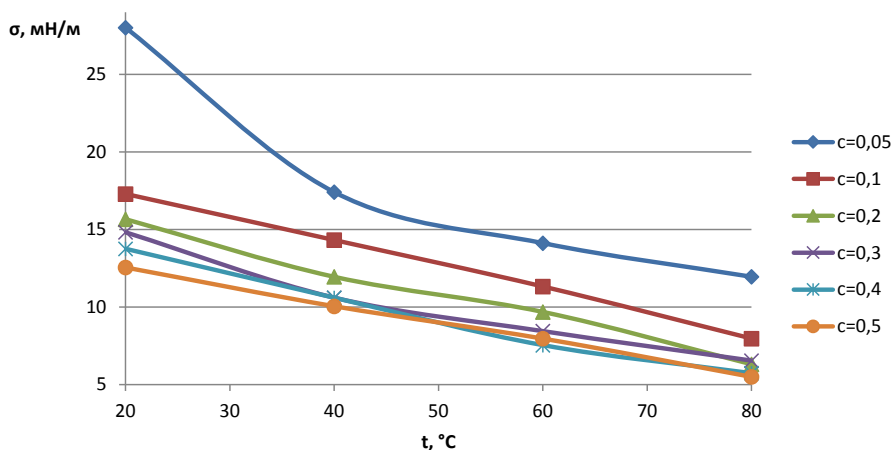


Рис. 5. Зависимость поверхностного натяжения эксоло — р-ра ПАВ от температуры (ОС-20)

Fig. 5. Exxsol-surfactant solution surface tension depending on temperature (OS-20)

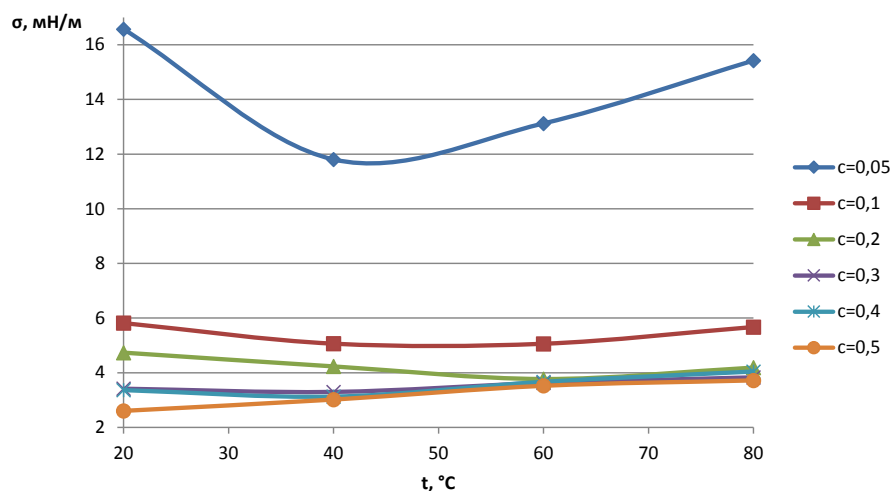


Рис. 6. Зависимость поверхностного натяжения эксоло от концентрации водного раствора ПАВ (АЛКИЛСУЛЬФАТ)

Fig. 6. Exxsol surface tension depending on the aqueous surfactant concentration (alkyl sulfate)



Из рис. 7-8 следует, что при температуре  $t > 60$  °С наблюдается увеличение поверхностного натяжения. Для малых концентраций растворов ПАВ повышение температуры оказывает отрицательный эффект. С увеличением концентрации влияние температуры становится незначительным. Это видно из графиков (рис. 7-8). Идентичность зависимостей кривых для неонла и бетанола связана со схожим химическим строением молекул. Целесообразно использовать эти вещества при заводнении до 60 °С.

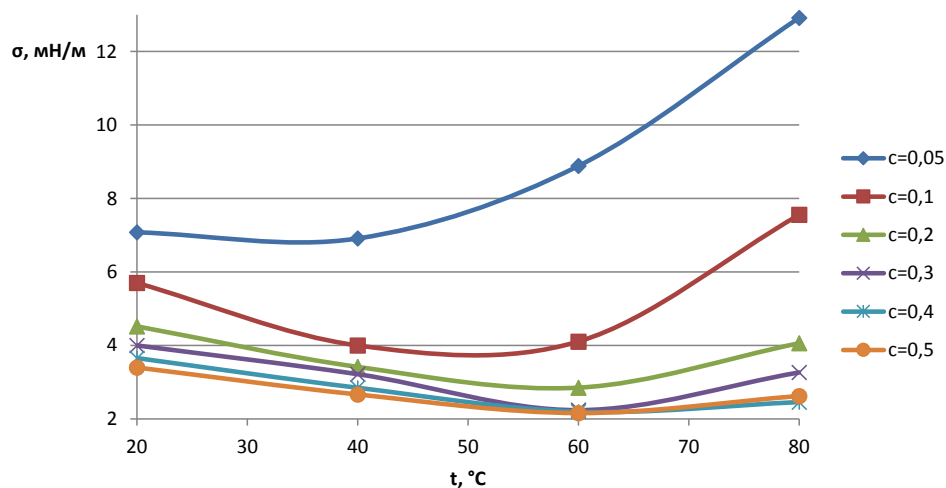


Рис. 7. Зависимость поверхностного натяжения эксоло — р-ра ПАВ от температуры (неонол АФ-12)

Fig. 7. Exxsol-surfactant solution surface tension depending on temperature (neonol AF-12)

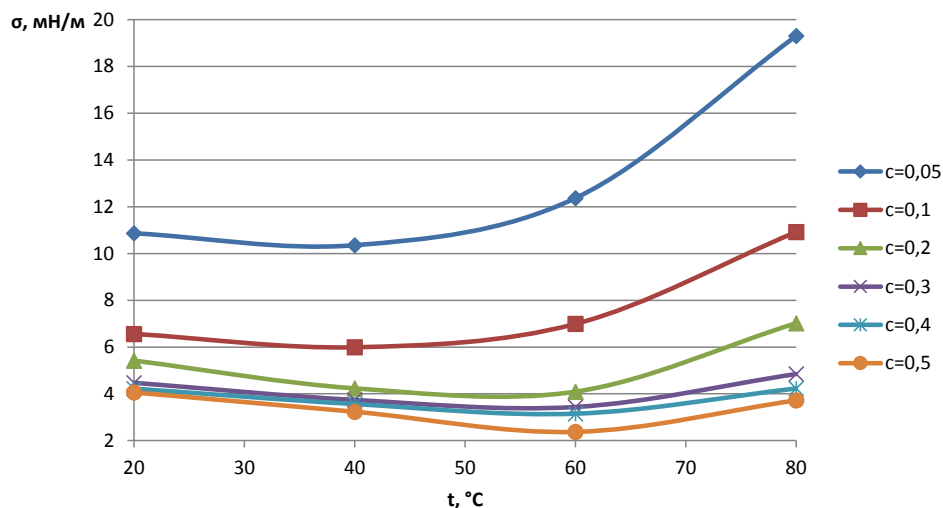


Рис. 8. Зависимость поверхностного натяжения эксоло — р-ра ПАВ от температуры (бетанол образец 2)

Fig. 8. Exxsol-surfactant solution surface tension depending on temperature (betanol sample 2)

**Выводы**

1. На примере пяти ПАВ отечественного производства исследовано влияние температуры и концентрации на изменение поверхностного натяжения на границе водного раствора ПАВ с эксолом.
2. С увеличением концентрации ПАВ изученных растворов в исследованном диапазоне (до  $c = 0,5$ ) поверхностное натяжение снижается.
3. Синтанолы АЛКИЛСУЛЬФАТ, НЕОНОЛ АФ 9-12, БЕТАНОЛ образец 2 обладают наилучшими поверхностно-активными свойствами и максимально снижают поверхностное натяжение по сравнению с пластовой водой. В зависимости от концентрации поверхностное натяжение снизилось в 10-30 раз. У реагента ОС-20 снижение поверхностного натяжения в среднем составило от 5 до 8 раз. Наименее эффективным оказался ПАВ АЛМ-1, который показал снижение в 1,5-2 раза.

**СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ**

1. Альмяшева О. В. Поверхностные явления: учеб. пособие / О. В. Альмяшева, В. В. Гусаров, О. А. Лебедев. СПб.: СПбГЭТУ «ЛЭТИ», 2004. 28 с.
2. Бабушкин А. Г. Гидрохимический мониторинг поверхностных вод Ханты-Мансийского автономного округа — ЮГРЫ / А. Г. Бабушкин, Д. В. Московченко, С. В. Пискунов. Новосибирск: Наука, 2007. 152 с.
3. Башкирцева Н. Ю. Коллоидно-химические свойства реагентов для регулирования вязкости Зюлеевской нефти / Н. Ю. Башкирцева // Вестник Казанского технологического университета. 2003. № 2. С. 252-261.
4. Богданова Ю. Г. Влияние химической природы компонентов на смачивающее действие растворов смесей поверхностно-активных веществ / Ю. Г. Богданова // Вестник Московского Университетата. Серия 2. Химия. 2004. Том 45. № 3.
5. Волков В. А. Коллоидная химия. Поверхностные явления и дисперсные системы / В. А. Волков. М.: Лань, 2015. 672 с.
6. Геология и разработка нефтяных месторождений: В 2 т. / под ред. Р. Х. Муслимова. Казань: Фэн. Том 1. 2007. 315 с.: ил.; Том 2. 2008. 523 с.
7. ГОСТ Р 50097-92. Вещества поверхностно-активные. Определение межфазного натяжения. Метод объема капли.
8. Группа компаний НОРКЕМ. Дзержинск, 2005-2016. URL: <http://www.norchem.ru> (дата обращения: 25.10.2016).
9. Добыча нефти // Все о нефти. 2011-2016. URL: <http://vseonefti.ru/upstream> (дата обращения: 24.10.2016).
10. Засовская М. А. Поверхностное натяжение. Поверхностно-активные вещества. Адсорбция / М. А. Засовская, Р. П. Цивилев. Ухта: УГТУ, 2013. 20 с.: ил.
11. Кочнева О. Е. Оценка обводненности скважин и продукции Яснополянской залежи Москудьинского месторождения / О. Е. Кочнева, К. Н. Лимонова // Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело. 2014. № 10. 66-72 с.

12. Московченко Д. В. Влияние техногенных факторов на состав поверхностных вод в районах нефтедобычи Западной Сибири / Д. В. Московченко // Вестник экологии, лесоведения и ландшафтоведения. 2006. № 6. С. 154-163.
13. Нелюбов Д. В. Разработка и испытание состава реагента для повышения качества извлечения / Д. В. Нелюбов, Л. П. Семихина, А. А. Севастьянов, Д. А. Важенин, А. Б. Шабаров // Universum: Технические науки: электронный научный журнал. 2014. № 6(7).
14. Органические растворители Exxsol европейского производства. Дзержинск, 2012. URL: <http://exxsol.ru> (дата обращения: 25.10.2016).
15. Отчет о результатах геологоразведочных работ по объекту «Инвентаризация и определение состояния скважин на пресную и минеральную воду, пробуренных в южной части Тюменской области». Тюмень, 2008. 221 с.
16. Протопопов А. В. Лабораторный практикум по коллоидной химии: Методическое пособие / А. В. Протопопов, Н. Г. Комарова; АлтГТУ им. И. И. Ползунова. Барнаул: АлтГТУ, 2011. 68 с.
17. Рузин Л. М. Методы повышения нефтеотдачи пластов: учеб. пособие / Л. М. Рузин, О. А. Морозюк. Ухта: УГТУ, 2014. 127 с.
18. Русанов А. И. Фазовые равновесия и поверхностные явления / А. И. Русанов. СПб.: Химия. Ленинградское отделение, 1967. 388 с.
19. Семихина Л. П. Влияние температуры на способность водных растворов отмывать нефть с поверхности твердого тела / Л. П. Семихина, С. В. Штыков, Е. А. Карелин, А. М. Пашнина // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. 2015. Том 1. № 3(3). С. 39-51.
20. Устимов С. К. Прогнозирование коэффициента извлечения нефти в процессе разработки месторождений / С. К. Устимов. М., 2007. 24 с.

**Boris V. GRIGORYEV**<sup>1</sup>  
**Denis A. VAZHENIN**<sup>2</sup>  
**Olga A. KUZINA**<sup>3</sup>

### **THE EFFECT OF SAS CONCENTRATION IN THE WATER SOLUTION AND TEMPERATURE ON THE SURFACE TENSION**

<sup>1</sup> Cand. Sci. (Tech.), Head of the Department of  
Experimental Physics and Nanotechnology,  
Institute of Physics and Technology,  
Tyumen State University  
raskatov\_@mail.ru

<sup>2</sup> Engineer, Department of  
Mechanics of Multiphase Systems,  
Institute of Physics and Technology,  
Tyumen State University  
vazhenin\_1987@mail.ru

<sup>3</sup> Postgraduate, Engineer, Department  
of Mechanics of Multiphase Systems,  
Institute of Physics and Technology,  
Tyumen State University  
alleinig418@yandex.ru

#### **Abstract**

In the context of rapid increase in water cut and high yield stocks the methods of oil recovery stimulation are becoming increasingly important. The main methods of stimulation may include: hydrodynamics, heat, gas, physicochemical and combined. Water flooding wells with aqueous solutions of surface-active substances (SAS) refer to the combined methods (hydrodynamic and physico-chemical). This method is based on reducing the specific energy of interfacial interaction between water and oil due to the formation of micelles. It should be noted that the mechanism for the influence of properties of reagent solutions launders ability is insufficiently studied. Because layer with fluids is a complex system, it is difficult to take

---

**Citation:** Grigoryev B. V., Vazhenin D. A., Kuzina O. A. 2016. "The Effect of SAS Concentration in the Water Solution and Temperature on the Surface Tension". Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy, vol. 2, no 3, pp. 35-48.  
DOI: 10.21684/2411-7978-2016-2-3-35-48

---

into account all the factors, which include temperature and field pressure, composition and concentration of SAS, porosity, water cut, depth of burial.

The aim of this research is to identify effective SAS that reduce surface tension at different temperatures and concentrations for further testing on the core salvage.

By the method of drop volume five industrially-produced reagents for the ability to reduce the surface tension have been investigated. As the simulator of oil the dearomatized hydrocarbon Exxsol D100 has been used for its properties similar to oil (viscosity and density comparable with the corresponding values for the oil). The effect of temperature and concentration on the surface tension of water solutions of SAS has been studied. It is found that with increasing concentration the surface tension varies to 30 times depending on the reagent and the temperature. All materials are made in Russia. This contributes to import phaseout.

### **Keywords**

Surface-active substance, surface tension, temperature, concentration, exxsol, advanced recovery method.

**DOI: 10.21684/2411-7978-2016-2-3-35-48**

### **REFERENCES**

1. Almyasheva O. V., Gusarov V. V., Lebedev O. A. 2004. *Poverkhnostnye yavleniya: ucheb. posobie* [Surface Phenomena: Textbook]. St. Petersburg: Saint Petersburg Electrotechnical University "LETI".
2. Babushkin A.G., Moskovchenko D.V., Piskunov S.V. 2007. *Gidrokhimicheskiy monitoring poverkhnostnykh vod Khanty-Mansiyskogo avtonomnogo okruga – YuGRY* [Hydrochemical Monitoring of Surface Waters of the Khanty-Mansiysk Autonomous Okrug – Yugra]. Novosibirsk: Nauka.
- Bashkirtseva N. Yu. 2003. "Kolloidno-khimicheskie svoystva reagentov dlya regulirovaniya vyazkosti Zyuzeevskoy nefti" [Colloid-Chemical Properties of the Reactants to Adjust the Viscosity of Zyuzeevskaya Oil]. *Vestnik Kazanskogo tekhnologicheskogo universiteta*, no 2, pp. 252-261.
3. Bogdanova Yu. G. 2004. "Vliyanie khimicheskoy prirody komponentov na smachivayushchee deystvie rastvorov smesey poverkhnostno-aktivnykh veshchestv" [The Influence of the Chemical Nature of the Components on the Wetting Action of Solutions of Mixtures of Surfactants]. *Vestnik Moskovskogo Universiteta. Seriya 2. Khimiya*, vol. 45, no 3.
4. GOST R 50097-92. "Veshchestva poverkhnostno-aktivnye. Opredelenie mezhfaznogo natyazheniya. Metod obyema kapli" [Surface Active Agents. Determination of Interfacial Tension. Method of Drop Volume].
5. Kochneva O. E., Limonova K. N. 2014. "Otsenka obvodnennosti skvazhin i produktsii Yasnopolyanskoy zalezhi Moskundinskogo mestorozhdeniya" [Evaluation of Water Cut Wells and Production of Yasnaya Polyana deposits Moskundinskogo Field]. *Bulletin of Perm National Research Polytechnic University. Geology. Oil & Gas Engineering & Mining*, no 10, pp. 66-72.

6. Moskovchenko D. V. 2006. "Vliyanie tekhnogennykh faktorov na sostav poverkhnostnykh vod v rayonakh neftedobychi Zapadnoy Sibiri" [Influence of Anthropogenic Factors on the Composition of the Surface Waters in the Areas of Oil Production in Western Siberia]. *Vestnik ekologii, lesovedeniya i landshaftovedeniya*, no 6, pp. 154-163.
7. Muslimov R. Kh. (ed.). 2007-2008. *Geologiya i razrabotka neftyanykh mestorozhdeniy* [Geology and Development of Oil Fields] in 2 vols, vols 1-2. Kazan: Fen.
8. Nelyubov D. V., Semikhina L. P., Sevastyanov A. A., Vazhenin D. A., Shabarov A. B. 2014. "Razrabotka i ispytanie sostava reagenta dlya povysheniya kachestva izvlecheniya" [Development and Tests of Reagent Composition to Improve the Quality of the Extraction]. *UNIVERSUM: Technical Sciences*, no 6(7).
9. NORKEM. 2005-2016. "Glavnaya" [Homepage]. Accessed on October 25, 2016. [www.norchem.ru](http://www.norchem.ru)
10. Protopopov A. V., Komarova N. G. 2011. *Laboratornyy praktikum po kolloidnoy khimii: Metodicheskoe posobie* [Laboratory Workshop on Colloid Chemistry: Textbook]. Barnaul: Polzunov Altai State Technical University.
11. Report on the results of exploration work on the project "Inventarizatsiya i opredelenie sostoyaniya skvazhin na presnuyu i mineralnuyu vodu, proburenykh v yuzhnoy chasti Tyumenskoy oblasti" [Inventory and Definition of the Status of Wells for Fresh and Mineral Water, Drilled in the Southern Part of the Tyumen Region]. 2008. Tyumen.
12. Rusanov A. I. 1967. *Fazovye ravnovesiya i poverkhnostnye yavleniya* [Phase Equilibria and Surface Phenomena]. St. Petersburg: Khimiya. Leningradskoe otdelenie.
13. Ruzin L. M., Morozyuk O. A. 2014. *Metody povysheniya nefteotdachi plastov: ucheb. posobie* [The Methods of Oil Production Increase in the Plasts: Textbook]. Ukhta: UGTU.
14. Semikhina L. P., Shtykov S. V., Karelin E. A., Pashnina A. M. 2015. "Vliyanie temperatury na sposobnost vodnykh rastvorov otmyvat nef't s poverkhnosti tverdogo tela" [The Effect of Temperature on the Performance of the Aqueous Solution to Wash the Oil from the Solid Surface]. *Tyumen State University Herald*, vol. 1, no 3(3), pp. 39-51.
15. Ustimov S. K. 2007. *Prognozirovanie koeffitsienta izvlecheniya nef'ti v protsesse razrabotki mestorozhdeniy* [Forecasting Oil Recovery Factor in the Process of Mining]. Moscow.
16. VitaKhim. 2012. "Organicheskie rastvoriteli Exxsol evropeyskogo proizvodstva" [Organic Solvents Exxsol European Production]. Dzerzhinsk, 2012. Accessed in October 25, 2016. <http://exxsol.ru>
17. Volkov V. A. 2015. *Kolloidnaya khimiya. Poverkhnostnye yavleniya i dispersnyye sistemy* [Colloid Chemistry. Surface Phenomena and Disperse Systems]. Moscow: Lan.
18. Vse o nef'ti. 2011-2016. "Dobycha nef'ti" [Oil Production]. Accessed on October 24, 2016. <http://vseonefti.ru/upstream>
19. Zasovskaya M. A., Tsivilev R. P. 2013. *Poverkhnostnoe natyazhenie. Poverkhnostno-aktivnyye veshchestva. Adsorbtsiya* [Surface TENSION. Surfactants. Adsorption]. Ukhta: UGTU.