

## АКТИВАЦИОННЫЙ МЕХАНИЗМ ОТМЫВА ВОДНЫМИ РАСТВОРАМИ ПОВЕРХНОСТНО-АКТИВНЫХ ВЕЩЕСТВ НЕФТЯНЫХ ПЛЕНОК НА ПОВЕРХНОСТИ ТВЕРДОГО ТЕЛА

© Л. П. Семихина, С. В. Штыков, Е. А. Карелин

Тюменский государственный университет, 625003, г. Тюмень, ул. Володарского, д. 6  
E-mail: semihina@mail.ru

Поступила в Редакцию 22 января 2021 г.

После доработки 13 июля 2021 г.

Принята к публикации 10 августа 2021 г.

*Рассмотрен процесс отмыва водными растворами поверхностно-активных веществ (ПАВ) нефтяных пленок с поверхности твердого тела, сопровождающийся разрывом этих пленок на отдельные участки. Получено аналитическое уравнение, позволяющее рассчитывать энергию активации этого процесса. Выявлена корреляция данной энергии с размерами мицелл ПАВ в водных растворах и вязкостью нефти. Предложен механизм прорыва нефтяных пленок при их контакте с водными растворами ПАВ.*

Ключевые слова: нефтяные пленки; моющее действие; энергия активации; сольubilization; вязкость нефти

DOI: 10.31857/S0044461821080053

Моющее действие водных растворов поверхностно-активных веществ (ПАВ) является сложным многофакторным процессом, зависящим от свойств контактирующих в этом процессе фаз (водного раствора, загрязнений и отмываемой поверхности), а также межмолекулярных взаимодействий на межфазных границах этих фаз. Из-за сложности рассмотрения взаимосвязи между всеми этими факторами к настоящему времени разработаны лишь общие положения научных основ моющего действия растворов ПАВ. В последние годы данное действие преимущественно исследуется лишь с целью разработки новых моющих средств. При этом теоретические представления о механизмах моющего действия за последние 50 лет практически не претерпели изменений, что следует из их описаний в работах [1–5].

Актуальность изучения процесса взаимодействия водных растворов ПАВ с нефтяными пленками обусловлена использованием ПАВ на нефтяных

месторождениях, в том числе с целью повышения коэффициента извлечения нефти. Работы [6–12] демонстрируют, что интерес к использованию ПАВ для увеличения нефтеотдачи сохраняется вплоть до последних лет. Однако физико-химические основы применения ПАВ для этой цели остаются недостаточно проработанными. Пригодность ПАВ для такого применения преимущественно оценивают по тем же характеристикам, что и моющее действие, т. е. по способности снижать межфазное натяжение на границе раздела водный раствор–загрязнение (масло или нефть) и адгезию частиц этих загрязнений к поверхности твердого тела [3–5, 9–11]. На этом основании полагается, что извлечение нефти из пластов в значительной степени определяется ее отмывом, а не гидродинамическим вытеснением [6], причем в [7] отмечается, что процесс отмыва нефти должен сопровождаться прорывом их пленок.

Однако процесс отмыва нефтяных пленок растворами ПАВ исследуется лишь в немногочисленных работах [5, 8, 13]. За начальную стадию данного процесса, аналогично отмыву частиц загрязнений, принимают момент, когда на поверхности твердого тела образуются отдельные капли нефти (масла). Рассмотрение стадии разрыва сплошной нефтяной пленки на отдельные участки в работах отсутствует.

В [14] для исследования процесса отмыва нефтяных пленок водными растворами ПАВ применили моделирование методами Монте-Карло и молекулярной динамики. Были рассмотрены возможные модели взаимодействия растворов ПАВ с нефтяными пленками: микроэмульсионная, пленочная и диффузионная. Однако в [14] отсутствует вывод о наиболее эффективном механизме моющего действия и какие ПАВ следует предпочтительно использовать для увеличения нефтеотдачи химическими методами.

Таким образом, выявляется необходимость проведения досконального экспериментального и теоретического исследования процесса отмыва нефтяных пленок водными растворами ПАВ.

Цель работы — экспериментальное исследование процесса отмыва нефтяных пленок водными растворами ПАВ в широком интервале температур и установление его механизма.

### Экспериментальная часть

Моющее действие водных растворов ПАВ по отношению к нефтяным пленкам исследовали с помощью установки, разработанной и подробно описанной в [15]. Эта установка позволяет исследовать процесс отмыва нефтяных пленок путем определения светопропускания оптической кюветы с водным раствором ПАВ и помещенной в него стеклянной

пластинкой с нефтяной пленкой на поверхности. За степень отмыва пленки нефти  $\varphi = 100\%$  принимали светопропускание системы с чистой пластинкой в водном растворе ПАВ, за  $\varphi = 0\%$  — при перекрытии нефтяной пленкой падающего на нее пучка света. При идентичности подготовки поверхности стеклянных пластин (промывка, сушка, обезжиривание этанолом) и времени выдержки пластин в нефти кинетические зависимости отмыва пленок нефти растворами ПАВ хорошо воспроизводятся [15].

Нефтяные пленки создавали на поверхности идентичных стеклянных пластинок при  $25^\circ\text{C}$  в течение 30 мин преимущественно из образца нефти с плотностью  $\rho = 877 \text{ кг}\cdot\text{м}^{-3}$  и динамической вязкостью  $\mu = 36.2 \text{ мПа}\cdot\text{с}$  при  $25^\circ\text{C}$  (образец нефти № 1 — Западно-Салымское месторождение, Ханты-Мансийский автономный округ). Для сравнения проводили эксперименты с пленками из нефти с меньшей плотностью и вязкостью:  $\rho = 849 \text{ кг}\cdot\text{м}^{-3}$  и  $\mu = 8.4 \text{ мПа}\cdot\text{с}$  при  $25^\circ\text{C}$  (образец нефти № 2 — Муравленковское месторождение, Ямало-Ненецкий автономный округ).

Использованные в работе образцы промышленно производимых в России ПАВ (табл. 1) были отобраны на основании проведенных в [15] исследований. Растворы ПАВ готовили на дистиллированной воде с удельной электропроводностью  $0.24 \text{ мСм}\cdot\text{м}^{-1}$ , а также моделях минерализованной и пластовой воды, которые получали введением в дистиллированную воду солей (ООО «Химия XXI век»): минерализованная вода —  $1.5 \text{ мас}\% \text{ NaCl}$  (х.ч.); пластовая вода — дополнительный ввод в минерализованную воду солей жесткости:  $\text{CaCl}_2\cdot 2\text{H}_2\text{O}$  —  $118 \text{ мг}\cdot\text{л}^{-1}$  (х.ч.) и  $\text{MgCl}_2\cdot 6\text{H}_2\text{O}$  —  $135 \text{ мг}\cdot\text{л}^{-1}$  (ч.д.а.).

Особенностью водных растворов исследованных в данной работе ПАВ является способность ускорять

Таблица 1

Названия, типы, формулы и производители использованных в работе поверхностно-активных веществ

Тип	Название	Формула	Производитель
Неионогенные	Неонол (неонол АФ 9-12)	$(\text{C}_9\text{H}_{19})\text{C}_6\text{H}_4\text{O}(\text{C}_2\text{H}_4\text{O})_{12}\text{H}$	ОАО «Нижнекамскнефтехим»
	Синтанол ОС-20А	$(\text{C}_n\text{H}_{2n+1})\text{O}(\text{CH}_2\text{CH}_2\text{O})_{20}\text{H}$ ; $n = 16-18$	ОАО «Завод синтанолов» (НОРКЕМ)
Анионоактивные	Лаурил (лаурилсульфат натрия)	$\text{C}_{12}\text{H}_{25}\text{SO}_4\text{Na}$	ООО «ХимАльянс», Завод имени Я. М. Свердлова
	Лаурет (лауретсульфат натрия)	$\text{C}_{12}\text{H}_{25}(\text{C}_2\text{H}_4\text{O})_2\text{SO}_4\text{Na}$	
	Сульфонол (алкилбензолсульфонат натрия)	$(\text{C}_n\text{H}_{2n+1})\text{C}_6\text{H}_4\text{SO}_3\text{Na}$ ; $n = 10-14$	

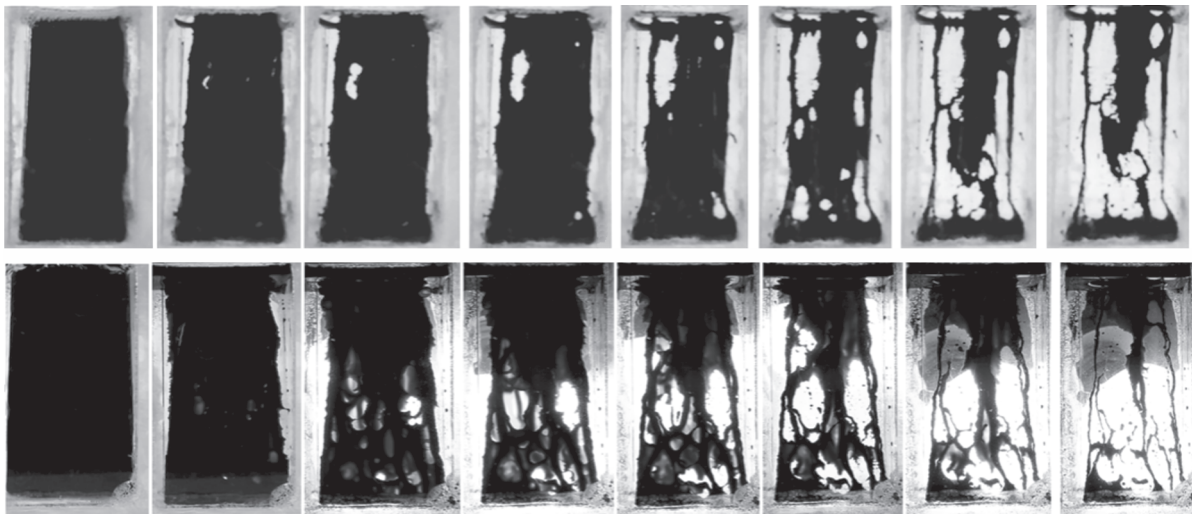


Рис. 1. Фотографии нефтяной пленки из высоковязкой нефти на поверхности стеклянной пластинки, помещенной в раствор ПАВ (на примере 0.5 мас%-ного раствора сульфанола на модели пластовой воды). Фотографии выполнены последовательно с момента помещения пластинки в раствор ПАВ: сверху — в течение 20 мин при  $T = 35^\circ\text{C}$ , внизу — в течение 3.5 мин при  $T = 55^\circ\text{C}$ .

процесс отмыва нефтяных пленок путем их прорыва. Прорывы в пленке возникают по истечении некоторого времени после ее помещения в раствор ПАВ, в начальный период единичны и имеют малую площадь, но затем их число и площадь резко увеличиваются с тем большей скоростью, чем выше температура (рис. 1).

Разделим условно процесс отмыва нефтяной пленки на стадии. I стадия этого процесса — индукционный период, в течение времени  $\tau$  которого степень отмыва пленки  $\varphi \approx 0$  (отмыв и прорыв нефтяных пленок отсутствуют) (рис. 2). На следующей стадии II в пленке нефти начинают возникать прорывы — после некоторого переходного периода при  $\varphi = 0-0.1$  степень отмыва пленки  $\varphi$  практически линейно растет со временем  $t$ , что свидетельствует о выполнении условия

$$(t - \tau)/\varphi \approx \text{const.} \quad (1)$$

Для стадии II можно ввести безразмерный параметр мощного действия  $M$  в виде

$$M = (t - \tau)/\varphi\tau_0, \quad (2)$$

где  $t$  — время (с);  $\varphi = 0.1-1$ ;  $\tau_0 = 1$  с — нормировочный коэффициент для обеспечения безразмерности  $M$ ;  $\tau$  — индукционный период (с), в течение которого  $\varphi \approx 0$ .

Температурная зависимость введенного параметра мощного действия  $M$  является линейной с высокой достоверностью  $R^2 > 0.98$  такой ее аппроксимации

(рис. 3). Линейность аналогичной зависимости для динамической вязкости нефти  $\mu$  на рис. 3 свидетельствует о ее соответствии уравнению Френкеля [16]:

$$\ln \mu = \frac{E_\mu}{RT} + A_\mu. \quad (3)$$

Из подобию температурных зависимостей для  $\ln M$  и  $\ln \mu$  на рис. 3 следует, что температурную зависимость

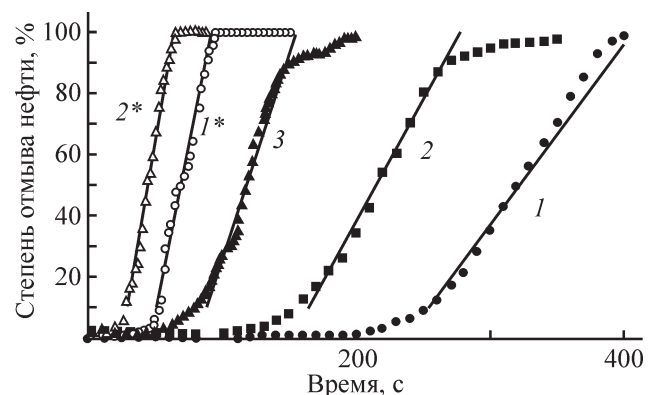


Рис. 2. Кинетические зависимости степени отмыва 0.5 мас%-ным раствором неонла АФ 9-12 на дистиллированной воде пленок из образцов нефти № 1 (плотность  $\rho = 877 \text{ кг}\cdot\text{м}^{-3}$ , вязкость  $\mu = 36.2 \text{ мПа}\cdot\text{с}$  при  $25^\circ\text{C}$ ) (1-3) и № 2 ( $\rho = 849 \text{ кг}\cdot\text{м}^{-3}$  и  $\mu = 8.4 \text{ мПа}\cdot\text{с}$  при  $25^\circ\text{C}$ ) (1\*, 2\*) при температурах ( $^\circ\text{C}$ ): 1, 1\* — 27; 2, 2\* — 35; 3 — 50.

Точки — экспериментальные данные, линии — расчет при значениях  $E_M = E_\mu = 28.4 \pm 0.5 \text{ кДж}\cdot\text{моль}^{-1}$  для кривых 1-3 и  $E_M = E_\mu = 15.2 \pm 0.2 \text{ кДж}\cdot\text{моль}^{-1}$  для кривых 1\*, 2\*.

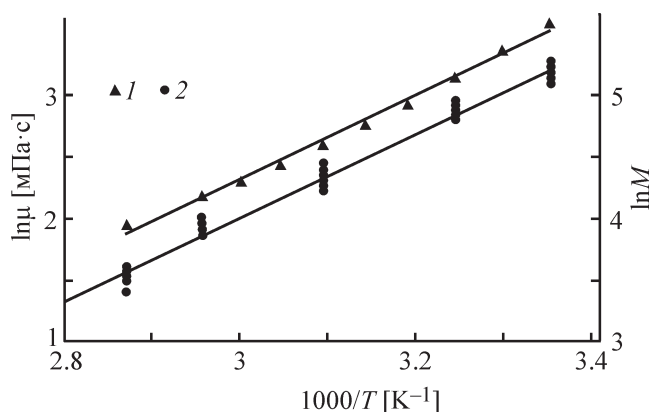


Рис. 3. Зависимость динамической вязкости (1) и параметра моющего действия (2) образца нефти № 1 (плотность  $\rho = 877 \text{ кг} \cdot \text{м}^{-3}$ , вязкость  $\mu = 36.2 \text{ мПа} \cdot \text{с}$  при  $25^\circ\text{C}$ ) от температуры при отмыве нефтяных пленок из этого образца нефти раствором неонла АФ 9-12 концентрацией  $0.5 \text{ мас}\%$  на дистиллированной воде.

для  $\ln M$  можно представить в подобном уравнению (3) виде:

$$\ln M = \ln[(t - \tau)/\varphi\tau_0] = \frac{E_M}{RT} + A_M, \quad (4)$$

где  $R = 8.314 \text{ Дж} \cdot \text{моль}^{-1}$ ;  $E_\mu$  и  $E_M$  — энергии активации соответствующих процессов.

Моющее действие водных растворов ПАВ помимо энергии активации  $E_M$  в данной работе также предложено оценивать по величине безразмерного кинетического параметра  $Y = t_0/t$ , где  $t_0$  — время отмыва пленки нефти до значения  $\varphi = 70\%$  водой без ПАВ,  $t$  — раствором ПАВ на этой воде. Отметим, что представленные в табл. 2 значения данного параметра не коррелируют ни с величиной межфазного натяжения  $\sigma$  на границе раздела нефть–раствор ПАВ, ни

с рассчитанной по уравнению Дюпре–Юнга энергией адгезии  $W_{ad}$  нефти к твердой подложке. Например, скорость отмыва пленки нефти  $0.5 \text{ мас}\%$ -ным водным раствором ОС-20, несмотря на большие значения  $\sigma$  и  $W_{ad}$  у этого раствора, оказывается выше, чем у сульфонола с минимальной величиной  $\sigma$  и  $W_{ad}$  среди исследованных растворов ПАВ (табл. 2).

Данный факт убедительно свидетельствует о принципиальном различии механизмов отмыва с поверхности твердого тела сплошных пленок загрязнений и их отдельных частиц. Полагается, что причиной этого является различие определяющей стадии процессов. Такой стадией, от которой преимущественно зависит скорость и степень отмыва поверхности подложки от загрязнений, при отмыве частиц загрязнений является их удаление с поверхности твердого тела, а при отмыве сплошных пленок — их прорыв.

Корректность вывода, что определяющей стадией при отмыве пленок является их прорыв, следует из анализа кинетических зависимостей (рис. 2), на которых прорыву пленок соответствует область линейной зависимости  $\varphi$  от времени  $t$ . Легко видеть, что этой области соответствует основной диапазон изменений  $\varphi$  ( $\varphi = 0.2\text{--}0.8$  для пленок из нефти № 1 и практически весь диапазон  $\varphi$  для пленок из нефти № 2).

С целью выяснения механизма прорыва сплошных нефтяных пленок при их контакте с водными растворами ПАВ рассмотрим возможность его интерпретации на основании предложенных в работе [14] механизмов моющего действия ПАВ: микроэмульсионного, пленочного и диффузионного. Эти механизмы реализуются на стадии II моющего действия после завершения образования сплошного адсорбционного слоя из молекул ПАВ на поверхности пленки нефти.

Таблица 2

Характеристики водных растворов поверхностно-активных веществ (концентрация –  $0.5 \text{ мас}\%$ )

ПАВ	Межфазное натяжение на границе раздела нефть–раствор ПАВ $\sigma$ , мН·м <sup>-1</sup>	Энергия адгезии нефти к твердой подложке (стеклянная пластина) $W_{ad}$ , мДж·м <sup>-2</sup>	Наиболее вероятный диаметр мицелл ПАВ в растворе $d$ , нм	Энергия активации моющего действия $E_M$ , кДж·моль <sup>-1</sup>	Кинетический параметр отмыва нефтяных пленок при $35^\circ\text{C}$ $Y^*$	Период начальной стадии (стадии I) моющего действия при $35^\circ\text{C}$ , с
Неонол	2.77	0.7	1.2	$28.4 \pm 0.3 = E_\mu$	6.41	152
ОС-20	9.27	3.7	10	$39.1 \pm 0.4$	4.73	130
Лаурет	7.4	2.0	1.2–1.6	$53.0 \pm 0.5$	4.07	111
Сульфонол	0.5	0.1		$54.0 \pm 0.5$	3.79	210
Лаурил	2.44	0.3		$54.0 \pm 0.5$	2.85	112

\*  $Y = t_0/t$ , где  $t_0$  — время отмыва пленки нефти до значения  $\varphi = 70\%$  водой без ПАВ,  $t$  — раствором ПАВ на этой воде.

Стадия II в случае микроэмульсионного механизма моющего действия в работе [14] соответствует переходу адсорбционной пленки ПАВ в микроэмульсионное состояние за счет сольubilизации молекул масла и отделению образовавшейся микроэмульсии от поверхности твердого тела. Непригодность этого механизма для рассматриваемых в данной работе ПАВ обусловлена их неспособностью образовывать стабильную микроэмульсионную фазу на границе раздела с нефтью, что показано нами в [17]. Кроме того, в [15] показано, что растворы ПАВ, способные образовывать такую микроэмульсионную фазу (например, внутренние олефин сульфонаты с числом атомов углерода в углеводородной цепочке молекулы  $n = 20-24$ ), обладают существенно более низкой моющей способностью по сравнению с исследованными в данной работе ПАВ (табл. 1 и 2).

По предложенному в [14] пленочному механизму моющего действия на стадии II молекулы ПАВ после создания сплошного адсорбционного слоя на поверхности пленки нефти образуют водяной канал под нефтяной пленкой на границе ее раздела с твердой подложкой, способствуя тем самым отрыву пленки от твердого тела. Но анализ состояний нефтяной пленки (рис. 1) позволяет сделать вывод, что такой механизм способствует ускорению ее отмыва лишь на краях, а при отмыве центральной части сплошной нефтяной пленки большой площади он может проявляться лишь после ее разрыва, не влияя на сам процесс разрыва.

Диффузионный механизм моющего действия, по мнению авторов [14], свойствен молекулам ПАВ с высокой растворимостью в воде. Однако среди исследованных ПАВ более высоким моющим действием характеризуются, наоборот, менее растворимые в воде неионогенные ПАВ по сравнению с более растворимыми анионными ПАВ (табл. 2).

Таким образом, предлагаемые в литературе механизмы моющего действия не могут использоваться для описания процесса отмыва сплошных нефтяных пленок. Несоответствие выявляется при рассмотрении даже введенной нами выше начальной стадии I этого процесса, на которой степень отмыва пленки  $\varphi \approx 0$ . Время  $\tau$  этой стадии отмыва пленок уменьшается как при увеличении температуры (рис. 2, кривые 1-3), так и практически пропорционально снижению вязкости нефти (рис. 2, кривые 1\*, 2\*). Поскольку формирование адсорбционного слоя при данной температуре не должно быть настолько чувствительно к вязкости нефти, на стадии I не только формируется адсорбционный слой из молекул ПАВ на поверхности пленки, но и создаются условия для

ее дальнейшего прорыва. Этот вывод подтверждается также зависимостью значений  $\tau$  от энергии активации сдвиговых деформаций в нефти  $E_{\mu}$ :

$$\tau = a \cdot \exp(E_{\mu}/RT) + A_{\tau}. \quad (5)$$

Зависимости от энергии активации  $E_{\mu}$  длительности стадии I моющего действия  $\tau$  [уравнение (5)], а также энергии активации  $E_M$  на стадии II этого процесса (рис. 3) свидетельствуют о том, что нефтяные пленки со стороны контактирующих с ними водных растворов ПАВ подвергаются сдвиговым деформациям. В общем случае  $E_M \geq E_{\mu}$ , и тем больше, чем больше размеры прямых мицелл в водном растворе данного типа ПАВ. Минимальное значение  $E_M = E_{\mu}$  выявляется у неионогенного ПАВ с минимальным размером мицелл (неонол АФ 9-12). Более высокое значение  $E_M$  у неионогенного синтанола ОС-20 полностью согласуется с большими размерами его мицелл по сравнению с неонолом АФ 9-12, а для всех водных растворов исследованных в данной работе анионных ПАВ с близкими размерами мицелл фактически с экспериментальной погрешностью оказываются равными и значения  $E_M$  (табл. 2). Выявленную корреляцию  $E_M$  с размерами мицелл ПАВ в водных растворах подтверждают также приведенные в табл. 3 данные — в растворах на минерализованной воде и модели пластовой воды с солями жесткости увеличиваются как размеры мицелл ПАВ, так и значения  $E_M$  для их моющего действия.

Объяснить наличие корреляции значений  $E_M$  с размерами мицелл ПАВ в водных растворах (т. е. прямых мицелл), на наш взгляд, можно лишь с помощью гипотезы о возможности проникновения этих мицелл внутрь межфазного слоя на границе с нефтью. На первый взгляд, данная гипотеза противоречит существующим представлениям о межфазных слоях, согласно которым эти слои состоят из молекул ПАВ, а их мицеллы находятся в объеме раствора. Тем не менее выдвинутая гипотеза согласуется с точкой зрения авторов [18], которые утверждают, что процесс адсорбции ПАВ правильнее рассматривать как процесс самоассоциации, причем следствием этого процесса является формирование в адсорбционных слоях дискретных мицелл.

При невозможности проникновения прямых мицелл ПАВ в межфазные слои (или возникновения их в этих слоях) были бы принципиально невозможны рассмотренные в [14] микроэмульсионный и диффузионный механизмы моющего действия, в основе которых лежит явление сольubilизации прямыми мицеллами ПАВ компонентов нефти. Но эта сольуби-

Таблица 3

Характеристика мощного действия 0.5 мас%-ных растворов ПАВ при отмыве нефтяных пленок из образца нефти

ПАВ	Состав воды	Энергия активации мощного действия $E_M$ , кДж·моль <sup>-1</sup>	Преобладающий диаметр мицелл, нм
Неонол АФ 9-12	Дистиллят	28.4* ± 0.3	~1.2
	Минерализованная вода	52.5 ± 0.5	~10
	Модель пластовой воды	51.7 ± 0.5	~10
Сульфонол	Дистиллят	54.0 ± 0.5	~1.6
	Модель пластовой воды	75.8 ± 0.7	~160
Лауретсульфат натрия	Дистиллят	53.0 ± 0.5	~1.2
	Модель пластовой воды	64.9 ± 0.6	~10

\* Энергия активации сдвиговых деформаций  $E_{\mu}$ .

лизация будет невозможна, если адсорбционный слой окажется преградой, препятствующей контакту прямых мицелл ПАВ с нефтью. В случае большинства ПАВ это, по-видимому, действительно происходит, поэтому не любые ПАВ способны отмывать нефтяные пленки путем их прорыва.

Спецификой рассмотренных в данной работе ПАВ является способность отмывать нефтяные пленки, подвергая пленку сдвиговым деформациям. Однако следует обратить внимание, что и для этих ПАВ на формирование условий для прорыва нефтяных пленок необходимо длительное время. Период стадии I в некоторых случаях оказывается длительнее стадии II отмыва пленок (рис. 2, кривые 1–3). Полагаем, что место первого прорыва пленки случайно, обусловлено динамическим состоянием адсорбционного межфазного слоя, наличием в нем бислоев и возможностью самоассоциации молекул ПАВ в дискретные мицеллы. После появления прямой мицеллы в межфазном слое в нем начинает формироваться микроуглубление из-за захвата этой мицеллой некоторого количества молекул из нефтяной пленки за счет сольбилизации. Возникшая при этом в межфазном слое деструктуризация приводит к резкому росту вероятности внедрения в него дополнительного числа прямых мицелл, причем в тем большей степени, чем больше их там уже имеется. А благодаря сольбилизационной способности этих мицелл происходит стремительное увеличение возникшего микроуглубления как по глубине, так и по площади, обеспечивая прорыв нефтяной пленки.

Таким образом, основной механизм отмыва нефтяных пленок высокоэффективными ПАВ можно рассматривать как процесс массопереноса прямых мицелл вслед за смещающимся межфазным слоем нефть–вода в результате появления в пленке микро-

углублений вследствие сольбилизации мицеллами ПАВ молекул компонентов нефти и последующего лавинообразного увеличения этих микроуглублений по глубине, площади и числу. То, что диффузионный массоперенос молекул ПАВ и образованных из них обратных мицелл ПАВ из межфазного слоя внутрь нефтяной пленки имеет существенно меньшее значение, подтверждается возникновением этих прорывов и в случае практически нерастворимого в углеводородах сульфонола (рис. 1).

### Выводы

Наиболее высокая степень и скорость отмыва нефтяных пленок с поверхности твердого тела обеспечивается водными растворами ПАВ, способными разрывать эти пленки на отдельные участки. Предполагается, что такое моющее действие осуществляется ПАВ, мицеллы которого могут из водного раствора внедряться в межфазный слой нефть–вода или формироваться непосредственно внутри этого слоя за счет самоассоциации. Появившиеся внутри межфазного слоя мицеллы ПАВ за счет сольбилизации молекул компонентов нефти приводят к возникновению в пленке микроуглублений, число, площадь и глубина которых увеличиваются со временем, обеспечивая в результате прорыв пленки. Такое моющее действие водных растворов ПАВ является активационным процессом, энергию активации  $E_M$  которого можно оценивать по температурной зависимости степени отмыва нефтяной пленки. Найденные таким способом значения  $E_M$  для водных растворов нескольких исследованных ПАВ оказались тем больше, чем больше размеры мицелл ПАВ в растворе и выше энергия активации вязкого течения нефти, использованной для получения пленок. Четкая корреля-

ляция степени и скорости отмыва нефтяной пленки с величиной межфазного натяжения на границе нефть–раствор ПАВ и энергией адгезии нефти к твердому телу отсутствует, что подтверждает принципиальное различие механизмов отмыва сплошных пленок загрязнений и их отдельных частиц.

### Конфликт интересов

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов, требующего раскрытия в данной статье.

### Информация об авторах

Семихина Людмила Петровна, д.ф.-м.н., доцент,  
ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-8229-9269>

Штыков Сергей Владимирович,  
ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-7443-3966>

Карелин Евгений Александрович,  
ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-5196-6628>

### Список литературы

- [1] Adamson A. Physical Chemistry of Surfaces. Toronto: Wiley-Interscience Publ., 1976. P. 484–488.
- [2] Carroll B. J. Physical aspects of detergency // Colloids Surf. A. Physicochem. Eng. Asp. 1993. V. 74. P. 131–167.
- [3] Ланге К. Р. Поверхностно-активные вещества: синтез, свойства, анализ, применение / науч. ред. Л. П. Зайченко; пер. с англ. Н. Зорина. СПб: Профессия, 2005. С. 69–82 [Lange K. R. Surfactants: A Practical Handbook. Hanser Gardner Publications, 1999].
- [4] Абрамзон А. А. Моющее действие компонентов синтетических моющих средств // ЖПХ. 2000. Т. 73. № 11. С. 1902–1904 [Abramzon A. A., Kotomin A. A. Cleansing action of components of synthetic detergents // Russ. J. Appl. Chem. 2000. V. 73. N 11. P. 1989–1992].
- [5] Rakowska J., Radwan K., Porycka B., Prochaska K. Experimental study on surface activity of surfactants on their ability to cleaning oil contaminations // J. Clean. Prod. 2017. V. 144. P. 437–447. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2016.12.158>
- [6] Алтунина Л. К., Кувшинов В. А. Увеличение нефтеотдачи пластов композициями ПАВ. Н.: Наука, 1995. С. 61–65.
- [7] Бабалян Г. А. Разработка нефтяных месторождений с применением поверхностно-активных веществ. М.: Недра, 1983. С. 5.
- [8] Detry J. G., Rouxhet P. G., Boulange-Petermann L., Deroanne C., Sindic M. Cleanability assessment of model solid surfaces with a radial-flow cell // Colloids and Surfaces A: Physicochem. Eng. Asp. 2007. V. 302. P. 540–548.
- [9] Алтунина Л. К., Кувшинов В. А., Стасьева Л. А., Кувшинов И. В. Увеличение нефтеотдачи залежей высоковязких нефтей кислотными композициями на основе поверхностно-активных веществ, координирующих растворителей и комплексных соединений // Георесурсы. 2019. Т. 21. № 4. С. 103–113. <http://doi.org/10.18599/grs.2019.4.103-113>
- [10] Kumar A., Mandal A. Critical investigation of zwitterionic surfactant for enhanced oil recovery from both sandstone and carbonate reservoirs: Adsorption, wettability alteration and imbibition studies // Chem. Eng. Sci. 2019. V. 209. P. 1–14. <https://doi.org/10.1016/j.ces.2019.115222>
- [11] Moradi S., Isari A. A., Bachari Z., Mahmoodi H. Combination of a new natural surfactant and smart water injection for enhanced oil recovery in carbonate rock: Synergic impacts of active ions and natural surfactant concentration // J. Pet. Sci. Eng. 2019. V. 176. P. 43–53. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2019.01.043>
- [12] Gong L., Liao G., Luan H., Chen Q., Nie X., Liu D., Feng Y. Oil solubilization in sodium dodecyl benzenesulfonate micelles: New insights into surfactant enhanced oil recovery // J. Colloid Interface Sci. 2020. V. 569. P. 219–228. <https://doi.org/10.1016/j.jcis.2020.02.083>
- [13] Ващенко А. В., Мужнинова И. Р., Прочухан К. Ю., Прочухан Ю. А. Сравнение нефтеотмывающей способности анионных поверхностно-активных веществ // Башкир. хим. журн. 2015. Т. 22. № 1. С. 108–110.
- [14] Wang S., Li Z., Liu B., Zhang X., Yang Q. Molecular mechanisms for surfactant-aided oil removal from a solid surface // Appl. Surf. Sci. 2015. V. 359. P. 98–105. <https://doi.org/10.1016/j.apsusc.2015.10.068>
- [15] Семихина Л. П., Штыков С. В., Карелин Е. А. Исследование пригодности реагентов для химических методов заводнения по их способности отмывать пленки нефти // Нефтегаз. дело. 2015. № 5. С. 236–256. <http://dx.doi.org/10.17122/ogbus-2015-5-236-256>
- [16] Френкель Я. И. Кинетическая теория жидкостей. Л.: Наука, 1975. С. 224–228.
- [17] Семихина Л. П., Штыков С. В., Карелин Е. А. Отбор реагентов для ASP-технологии повышения нефтеотдачи пластов // Нефтегаз. дело. 2015. № 4. С. 53–71. <http://dx.doi.org/10.17122/ogbus-2015-4-53-71>
- [18] Холмберг К., Йёнссон Б., Кронберг Б., Линдман Б. Поверхностно-активные вещества и полимеры в водных растворах. М.: БИНОМ. Лаборатория знаний, 2007. С. 69–74 [Holmberg K., Jonsson B., Kronberg B., Lindman B. Surfactants and Polymers in Aqueous Solution. John Wiley & Sons. Ltd, 2002].