

© Л. П. СЕМИХИНА, С. В. ШТЫКОВ,
Е. А. КАРЕЛИН, А. М. ПАШНИНА

Тюменский государственный университет
semihina@mail.ru, green.teeth@ramler.ru,
dolphfindiva-1989@bk.ru, karelin1991@bk.ru

УДК 544.72

**ВЛИЯНИЕ ТЕМПЕРАТУРЫ НА СПОСОБНОСТЬ
ВОДНЫХ РАСТВОРОВ РЕАГЕНТОВ ОТМЫВАТЬ НЕФТЬ
С ПОВЕРХНОСТИ ТВЕРДОГО ТЕЛА**

**EFFECT OF TEMPERATURE ON DETERGENCY
OF WATER SOLUTIONS OF REAGENTS
TO REMOVE OIL FROM SOLID SURFACE**

Более высокая способность водных растворов поверхностно-активных веществ (ПАВ) отмыывать нефть с твердых поверхностей по сравнению с водой лежит в основе химических методов повышения нефтеотдачи. Однако механизмы моющего действия ПАВ до сих пор исследованы недостаточно, что обусловлено отсутствием соответствующих методик исследования. Разработанная в данной статье экспериментальная установка впервые позволила исследовать кинетику отмыва пленки нефти водными растворами ПАВ с поверхности твердого тела в широком диапазоне температур 25°C — 75°C. Получено аналитическое уравнение, описывающее данный процесс. Впервые рассчитаны энергии активации моющего действия для водных растворов ряда ПАВ Российского производства по отношению к пленкам нефти на поверхности твердого тела. Выявлено, что различие в моющей способности водного раствора ПАВ и воды начинает резко снижаться при температурах выше 60°C. По этой причине заводнение глубоко залегающих нефтяных пластов с высокой пластовой температурой растворами ПАВ малоэффективно и нерентабельно. Ряд неудачных промысловых испытаний данной технологии может быть обусловлен именно этим эффектом.

Higher detergency of water solutions of surface active agent (SAA) to remove oil from solid surfaces as compared to water is the basis of chemical enhanced oil recovery methods. However the mechanisms of detergent action of surfactants have been insufficiently investigated yet due to the lack of relevant methods of research. The experimental set-up developed in this paper is the first to study the kinetics of oil slick washing with water solutions of surfactants from a solid surface in a wide temperature range of 25° C — 75° C. It is revealed that the difference between the detergency of water solution of the surfactant and the water begins to decrease sharply at temperatures above 60° C. For this reason, flooding of deep-lying oil reservoirs with high reservoir temperature

by surfactants solutions is inefficient and unprofitable. A number of unsuccessful field tests of this technology can be caused by this effect in particular.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА. Методы увеличения нефтеотдачи, поверхностно-активное вещество, мицеллы, моющая способность, нефтяные пленки.

KEY WORDS. Enhanced oil recovery methods, surface active agent, micelles detergency, oil slicks.

Введение

В основе использования водных растворов поверхностно-активных веществ (ПАВ) для заводнения нефтяных пластов с целью повышения нефтевытеснения лежит преимущественно то же явление, на основании которого для очистки загрязненных поверхностей в быту и на различных производствах используют моющие средства. Однако теория моющего действия ПАВ до сих пор отсутствует, что обусловлено, прежде всего, недостаточным уровнем экспериментального изучения этого процесса.

Для оценки способности ПАВ отмывать нефть в литературе рекомендуется лишь чисто визуальный метод определения процента отмыва пленки нефти пластовой водой со стенки стеклянной пробирки за данный промежуток времени [5]. Точность таких экспериментов чрезвычайно низка и выявлять по ним какие-либо закономерности невозможно.

Непригодны для таких исследований и керновые эксперименты из-за их длительности (несколько дней на один эксперимент) и дорогостоящего оборудования. Причем для обоснованного сопоставления моющей способности нескольких ПАВ по величине их нефтевытесняющей эффективности необходимо соответствующее число кернов с идентичными параметрами (пористость, проницаемость, минералогический состав), что крайне затруднительно. При необходимости проведения температурных исследований число экспериментов возрастает в несколько раз. Оценка моющей способности ПАВ по таким экспериментам также усложняется из-за снижения концентрации ПАВ в процессе фильтрации через керн вследствие адсорбции.

Однако корректный подбор композиций ПАВ для использования их в технологиях заводнения нефтяных пластов с целью повышения нефтедобычи с каждым годом становится все более актуальным из-за вступления многих нефтяных месторождений России в завершающую стадию разработки. Это послужило основанием для данной работы, целью которой является исследование способности разных ПАВ отмывать нефть с поверхности твердого тела в диапазоне возможных пластовых температур на разработанной для этого экспериментальной установке, а также теоретическое описание данного процесса.

Экспериментальная часть

Методика эксперимента и объекты исследования

Исследование способности ПАВ отмывать нефть и влияния на этот процесс температуры в данной работе проводилось на разработанной нами экспериментальной установке, позволяющей автоматически записывать кинетику отмыва пленки нефти водными растворами ПАВ с поверхности твердого тела в памяти персонального компьютера (рис. 1). В качестве твердого тела использовался комплект идентичных стеклянных пластинок, моделирующих гидро-

фильную поверхность пород нефтяного пласта. Нефтяная пленка на поверхности пластинок формировалась выдерживанием их в нефти при необходимой температуре в течение не менее 30 мин. Рабочей камерой установки является кювета (3), в которую заливается исследуемый водный раствор ПАВ и опускается стеклянная пластина (4) с нефтяной пленкой на ее поверхности. Кинетика отмыва нефти исследуемым ПАВ регистрируется по изменению светопропускания данной кюветы, для чего она помещается между источником света (1) (светодиод) и фотоприемником (2) (фоторезистор), находящимися внутри корпуса установки (7).

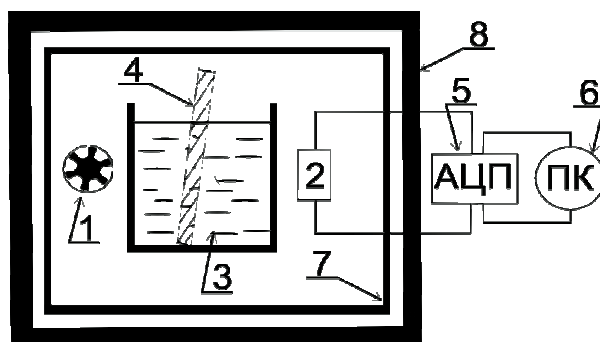


Рис. 1. Блок-схема автоматизированной установки для оценки способности ПАВ отмыва нефтяные пленки:
 1 — источник света; 2 — приемник света (фоторезистор);
 3 — кювета с исследуемым раствором ПАВ;
 4 — стеклянная пластинка с нанесенной на ее поверхность нефтяной пленкой;
 5 — аналого-цифровой преобразователь;
 6 — персональный компьютер;
 7 — внешний непрозрачный корпус прибора;
 8 — воздушный термостат

Аналого-цифровой преобразователь (АЦП) (5) преобразует аналоговый сигнал с фоторезистора в цифровой. Он в автоматическом режиме записывается через заданный интервал (2 сек), вводится в память персонального компьютера (7) и калибруется в единицах степени отмыва пленки. При этом за 100% степень отмыва пленки нефти принимается светопропускание системы с чистой пластиной в водном растворе ПАВ, за 0% — полное перекрытие нефтяной пленкой падающего на кювету пучка света. Для исследования влияния температуры на кинетику отмыва нефтяных пленок растворами ПАВ корпус установки помещается в воздушный термостат (8) с цифровой индикацией температуры и ее автоматическим поддержанием с точностью до $\pm 0,2^\circ\text{C}$. В этом же термостате перед экспериментом все исследуемые растворы выдерживались не менее 30 мин.

С помощью данной установки было проведено исследование моющей способности ПАВ по отношению к нефтяным пленкам из достаточно высоковязкой и тяжелой нефти (вязкость 110 сПз, плотность $0,88 \text{ г/см}^3$ при 20°C). Сопоставление моющей способности ПАВ в данной работе было проведено при одина-

ковой 0,5% концентрации их водных растворов, которая превышала критическую концентрацию мицеллообразования (ККМ) для всех исследованных реагентов. С целью выявления основных параметров, определяющих моющую способность ПАВ, их растворы готовились на дистиллированной воде. Влияние состава воды на данный процесс проведено на примере модели пластовой воды, содержащей 15,7 г/л NaCl; 0,12 г/л KCl; 2,96 мг-экв/л солей жесткости (120 мг/л соли $\text{CaCl}_2 \cdot 2 \text{H}_2\text{O}$ и 135 мг/л соли $\text{MgCl}_2 \cdot 6 \text{H}_2\text{O}$).

Исследование влияния температуры на моющую способность реагентов проведено на примере пяти ПАВ Российского производства:

- 1) неионогенного неопола АФ 9-12, который в последние годы наиболее широко испытывался в химических методах повышения нефтеотдачи;
- 2) неионогенного синтанола ОС-20, обладающего, по сравнению с другими синтанолами, наиболее высокой температурой помутнения (температура, при которой растворимость неионогенного ПАВ в воде снижается настолько, что его раствор начинает представлять дисперсную двухфазную систему);
- 3) образцов анионоактивных ПАВ, входящих в состав многих синтетических моющих средств: лаурилсульфата натрия — $\text{C}_{12}\text{H}_{25}\text{SO}_4\text{Na}$; лауретсульфата натрия — $\text{CH}_3(\text{CH}_2)_{10}\text{CH}_2(\text{OCH}_2\text{CH}_2)_n\text{OSO}_3\text{Na}$; алкилбензолсульфоната натрия (сульфонол) — $\text{C}_n\text{H}_{2n+1}\text{C}_6\text{H}_4\text{NaO}_3\text{S}$, где $n = 14-18$.

Рисунок 2 на примере 0,5% водных растворов двух ПАВ демонстрирует, что при обеспечении идентичности подготовки поверхности стеклянных пластин (промывка, сушка, обезжиривание этанолом) и последующего одинакового времени их выдержки в нефти, кинетики отмыва пленки нефти растворами ПАВ неплохо воспроизводятся, что позволяет надежно исследовать влияние разных факторов на данный процесс.

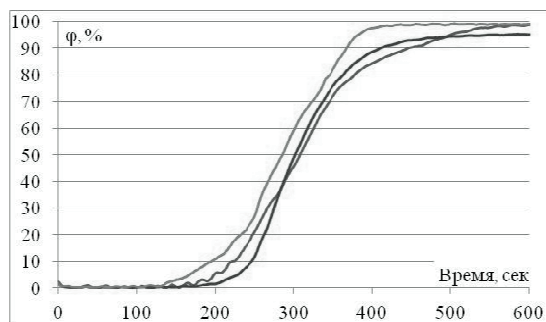


Рис. 2. Воспроизводимость кинетик отмыва нефти с поверхности стеклянной пластины водными растворами ПАВ при 25°C на примере 0,5% растворов ОС-20А на дистилляте

Результаты проведенных исследований

Проанализируем сначала представленные на рис. 3, 4 результаты исследования кинетик отмыва нефти с поверхности стеклянных пластинок 0,5% растворами ПАВ на дистилляте. Было установлено, что отобранные нами для исследования ПАВ способны обеспечить почти 100% отмыв нефтяных пленок даже из использованной в эксперименте высоковязкой нефти с большим содержанием высокомолекулярных соединений. Т. е. эти ПАВ обладают доста-

точно высокой моющей способностью. Но при этом исследованные реагенты достаточно значительно различаются по скорости отмыва пленок нефти. На этом основании моющая способность исследованных ПАВ сопоставлялась по величине времени (t , сек), через которое его раствор может обеспечить ту или иную степень отмыва нефти ϕ .

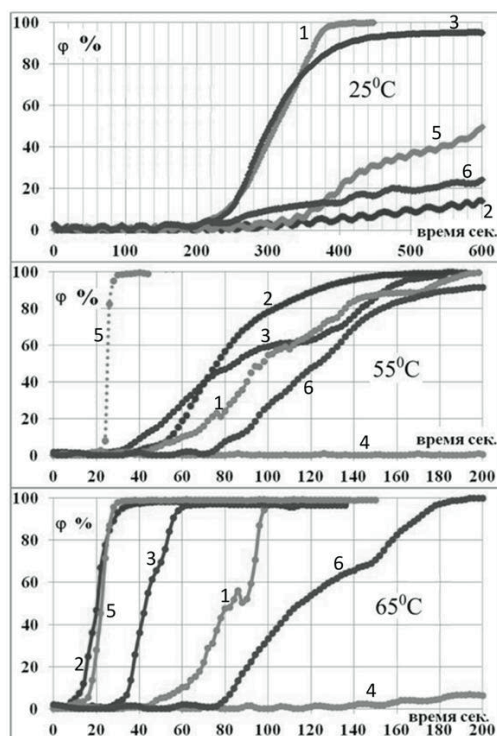


Рис. 3. Сопоставление кинетик отмыва нефти с поверхности стеклянной пластины дистиллятом и 0,5% водными растворами ПАВ на нем при температуре 25°C, 55°C и 65°C. 1 — неонол, 2 — сульфонол, 3 — ОС-20, 4 — дистиллят, 4 — лаурет, 5 — лаурил

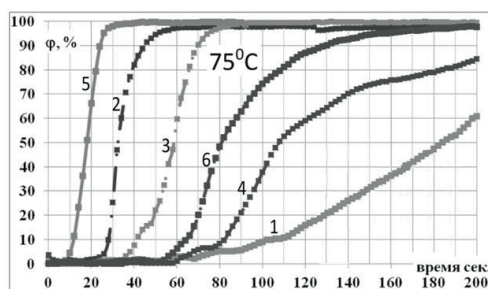


Рис. 4. Сопоставление кинетик отмыва нефти с поверхности стеклянной пластины дистиллятом и 0,5% водными растворами ПАВ на нем при температуре 75°C. 1 — дистиллят, 2 — сульфонол, 3 — неонол, 4 — ОС-20, 5 — лаурет, 6 — лаурил

Согласно рис. 3, 4, степень отмыва нефти $\phi \sim 100\%$ растворами лучших ПАВ при температуре 25°C достигается минимум через 400 сек, а при 75°C это обеспечивается уже через 30-40 сек (рис. 4). Т. е. при повышении температуры раствора ПАВ от 25°C до 75°C , скорость отмыва им пленки нефти может увеличиваться, обеспечивая при этом практически 100% отмыв с поверхности стекла.

Было также установлено, что в температурном интервале $25^\circ\text{C} - 75^\circ\text{C}$ значительно повышается моющая способность не только растворов ПАВ, но и воды, использованной для приготовления этих растворов (рис. 3, 4). Поэтому эффективность от применения ПАВ для ускорения отмыва нефти более корректно определять отношением времени $t_{\text{воды}}$ и $t_{\text{ПАВ}}$, через которое достигается определенная степень отмыва нефти ϕ чистой водой и раствором ПАВ на этой воде. Температурная зависимость данного отношения для $0,5\%$ растворов исследованных ПАВ при $\phi = 70\%$ и $\phi = 90\%$ на дистилляте и модели пластовой воды (рис. 5).

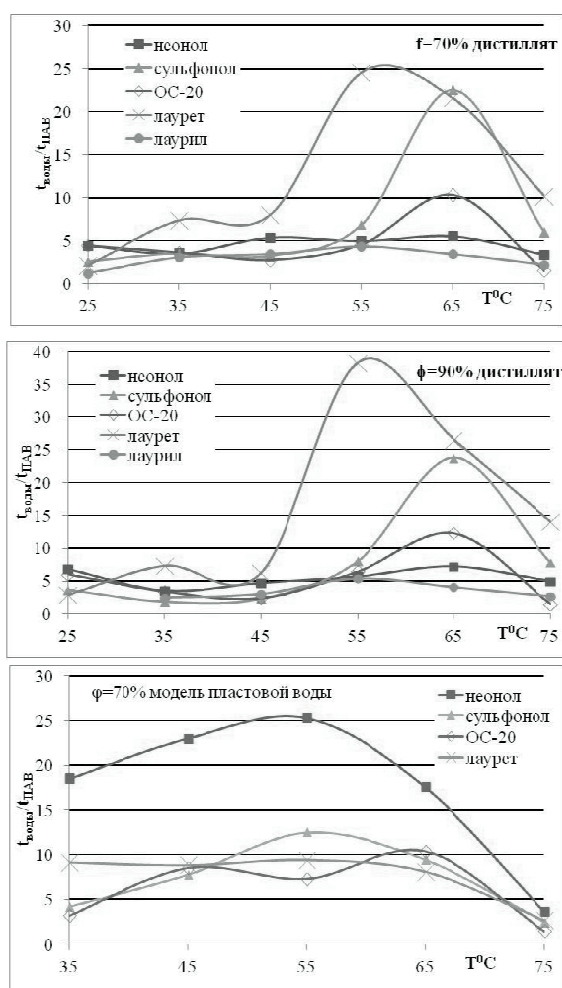


Рис. 5. Температурная зависимость отношения времени $t_{\text{воды}}$ и $t_{\text{ПАВ}}$, через которое достигается степень отмыва нефти $\phi = 70\%$ и $\phi = 90\%$ чистой водой и раствором ПАВ на этой воде для дистиллированной воды и модели пластовой воды

Согласно рис. 5, величина отношения $t_{\text{воды}}/t_{\text{ПАВ}}$ существенно зависит от температуры, состава воды и используемого ПАВ. Причем условиям, при которых величина данного отношения максимальна, соответствует достижение максимальной эффективности от использования ПАВ для отмыва нефти. Как видим, в случае растворов ПАВ на дистиллированной воде наибольшей моющей способностью обладают анионоактивные реагенты — лауретсульфат натрия и сульфонол, причем максимум эффективности лаурета наблюдается при $T \sim 55^\circ\text{C}$; сульфонола — при $T \sim 65^\circ\text{C}$.

Раствор неолола АФ 9-12 на дистилляте имеет более высокую моющую способность по сравнению с другими исследованными ПАВ только при 25°C . Однако аналогичный 0,5% раствор неолола АФ 9-12, приготовленный на содержащей соли жесткости модели пластовой воды, в температурном диапазоне $25^\circ\text{C} - 65^\circ\text{C}$, обладает уже существенным преимуществом по сравнению с другими исследованными ПАВ, обеспечивая в 20-25 раз более высокую скорость отмыва нефти по сравнению с водой.

Следует также обратить особое внимание на выявленное в данных экспериментах резкое снижение величины отношения $t_{\text{воды}}/t_{\text{ПАВ}}$ при $T \sim 75^\circ\text{C}$ и выше, наблюдающееся для всех растворов исследованных ПАВ, независимо от состава воды, использованной для их приготовления. Для большинства ПАВ этот эффект обусловлен не снижением моющей способности их растворов, а резким повышением моющей способности использованной для их приготовления воды. Это следует из сопоставления кинетик отмыва нефти водой и растворами ПАВ по мере повышения температуры (рис. 3, 4).

Из выявленного эффекта фактически следует нерентабельность заводнения водными растворами ПАВ глубоко залегающих нефтяных пластов с пластовой температурой $T \sim 75^\circ\text{C}$ и выше, эффект повышения нефтеотдачи от закачки ПАВ в такие пласты будет незначительным.

Для проверки данного вывода мы попытались сопоставить результаты описанных в работах [2, 3, 4, 9] промышленных испытаний заводнения растворами ПАВ нефтяных пластов с температурами этих пластов. В результате было выявлено, что температура пласта не относится к числу параметров, учитываемых при анализе эффективности закачки в пласт ПАВ, поэтому в большинстве случаев ее значение даже не приводится. А неучет пластовой температуры может являться одной из основных причин противоречивых данных об эффективности заводнения пластов растворами ПАВ с точки зрения достигнутого повышения нефтеотдачи.

Теоретическая интерпретация полученных результатов

В основе существующих представлений о моющей способности растворов ПАВ лежит лишь выражение для изменения свободной поверхностной энергии до и после отрыва частицы масла от поверхности твердого тела:

$$\Delta G = \sigma_{\text{ТВ}} + \sigma_{\text{МВ}} - \sigma_{\text{ТМ}} = \sigma_{\text{МВ}} (1 - \cos \theta), \quad (1)$$

где $\sigma_{\text{ТВ}}$, $\sigma_{\text{ТМ}}$ и $\sigma_{\text{МВ}}$ — межфазные натяжения на границах разделов «твердое тело-вода», «масло» и «масло-вода» соответственно, θ — краевой угол смачивания [1, 3] (рис. 6). Полагается, что для растворов ПАВ с наиболее высокой моющей способностью величина ΔG должна быть минимальна [1, 3].

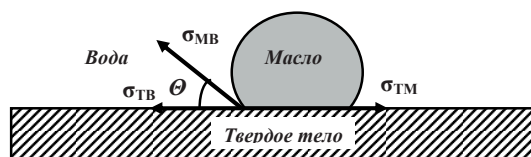


Рис. 6. Параметры, определяющие состояние трехфазной системы твердое тело — водный раствор ПАВ — масло по уравнению (1)

Однако проведенное нами сопоставление для исследованных ПАВ, рассчитанных по соотношению (1) значений ΔG и отношения $t_{\text{воды}}/t_{\text{ПАВ}}$ при $T = 25^\circ\text{C}$ выявило полное отсутствие корреляции между данными параметрами (рис. 7). Например, сульфенол, обладающий минимальной величиной $\sigma_{\text{МВ}}$ и ΔG среди исследованных ПАВ, обладает не самой высокой моющей способностью. И наоборот, моющая способность реагента ОС-20 оказалась высокой, несмотря на высокие значения $\sigma_{\text{МВ}}$ и ΔG .

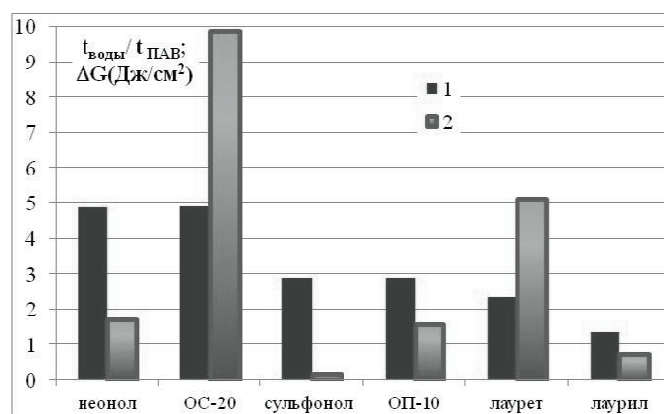


Рис. 7. Отсутствие корреляции при 25°C между способностью растворов ПАВ отмыть нефть, характеризуемой отношением времени, через которое достигается отмыть 70% нефти дистиллятом и раствором ПАВ на нем (1), и изменением поверхностной энергии ΔG (Дж/см²) (2)

По нашей гипотезе это обусловлено тем, что уравнение (1) получено для отмыва микрочастиц загрязнений. А в проводимых нами экспериментах на поверхности твердого тела формировалась сплошная пленка нефти (масла). Подобная ситуация необходимости отмыва сплошной пленки масляного загрязнения реализуется в условиях не только нефтяной промышленности, но и в ряде других производств (мытьё автомашин, баков в пищевой промышленности, танкеров в судоходстве, цистерн в железнодорожном транспорте и т. п.). Поэтому разработка теории данного процесса, отсутствующая на данный момент, представляет интерес для ряда производств. Рассмотрим возможности для результатов проведенных нами экспериментов.

Для этого проверим, прежде всего, возможность представления зависимости моющего действия растворов ПАВ от температуры в том же виде, что и темпе-

ратурные зависимости коэффициентов переноса в жидкостях, т. е. в виде зависимости от $\exp(E/RT)$, где энергия E является энергией активации соответствующего процесса.

На рис. 8 показано, что экспериментальные данные по кинетике отмыва нефти с достоверностью 0,99 можно аппроксимировать линейной зависимостью, которую можно представить в виде:

$$\ln [(t-\tau)/\varphi\tau_0] = E/RT - A, \quad (2)$$

где φ — степень отмыва пленки нефти через время t , τ — некоторое время задержки, требуемое по нашей гипотезе на проникновение частиц ПАВ внутрь нефтяной пленки, $\tau_0 = 1$ сек вводится в качестве нормировочного параметра для обеспечения безразмерности выражения под знаком логарифма, E — энергия активации моющего действия ПАВ. Значения E и A в уравнении (2) находятся по уравнениям линии тренда экспериментальных данных для данного ПАВ.

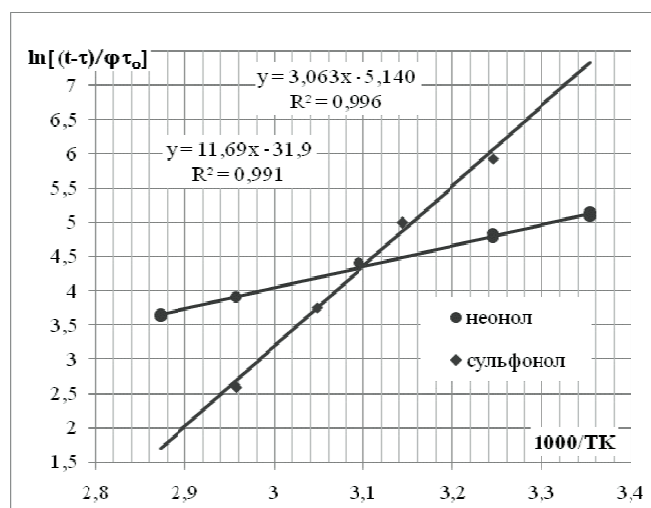


Рис. 8. Линейная зависимость $\ln [(t-\tau)/\varphi\tau_0]$ от $1/TK$ для степени отмыва нефти $\varphi = 0,7$ и $0,9$, полученная по кинетике отмыва нефти $0,5\%$ растворами неонла и сульфанола на дистилляте

В частности для неонла АФ 9-12 на основании представленного на рис. 8 уравнения, имеем:

$$E = 3,063 \cdot 8,314 \cdot 1000 = 25,3 \text{ кДж/моль}; A = 5,14. \quad (3)$$

На рис. 9 на примере неонла АФ 9-12 показано, что рассчитанные по уравнению (2) кинетики отмыва нефти его $0,5\%$ раствором на дистилляте с использованием этих значений E и A хорошо совпадают с экспериментальными кривыми при всех исследованных температурах.

При данном расчете использовались значения r , соответствующие началу резкого роста отмыва нефти. Поскольку по нашей гипотезе r — это время, требуемое на проникновение частиц ПАВ внутрь нефтяной пленки, то оно

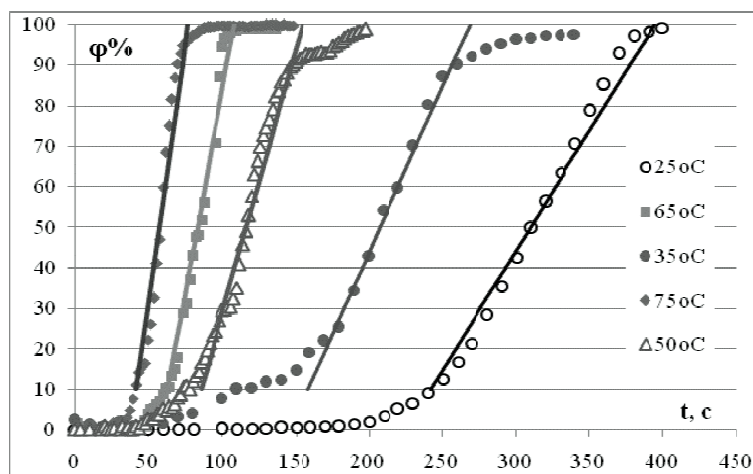


Рис. 9. Сопоставление экспериментальных (точки) и рассчитанных по уравнению (2) при $E = 25,3$ кДж/моль и $A = 5,14$ (линии) кинетик отмыва нефти с поверхности стеклянной пластины 0,5% водным раствором неонла АФ 9-12 при температурах 25°C, 35°C, 50°C, 65°C и 75°C

должно определяться межмолекулярными взаимодействиями внутри пленки нефти, препятствующими деформации пленки на сдвиг и разрыв. Поскольку такие деформации внутри пленки должны, прежде всего, зависеть от вязкости нефти, было исследовано наличие корреляции между значениями τ и вязкости нефти при исследованных температурах. Согласно рис. 10, с высокой достоверностью, равной 0,99, между значениями τ и коэффициентом динамической вязкости нефти μ действительно наблюдается линейная зависимость, на которую легли данные для двух исследованных нефтей, на порядок отличающихся по вязкости. Уравнение линии тренда этой зависимости приведено на рис. 10.

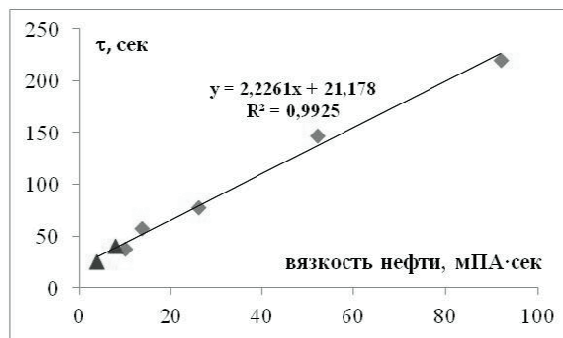


Рис. 10. Обоснование линейной зависимости между значениями τ и вязкости нефти, полученное на примере экспериментальных данных для двух нефтей с резко различающейся вязкостью.

Линейная зависимость между τ и μ , построенная по их значениям в широком диапазоне температур 25°C — 75°C, указывает на идентичность темпера-

турных зависимостей этих параметров. Следовательно, для температурной зависимости τ справедливо соотношение:

$$\tau = B \exp(E_{\mu}/RT), \quad (4)$$

где энергия E_{μ} равна энергии активации вязкого течения нефти. Отметим, что значение энергии активации моющего действия $E = 25,3 \text{ кДж/моль}$ (3) также близко к величине $E_{\mu} = 29,4 \text{ кДж/моль}$ для использованной в работе нефти и много меньше найденной в [10] для тканей.

Физико-химическая природа параметра A в уравнении (2), значение которого способствует увеличению скорости отмыва пленки нефти, по нашей гипотезе обусловлена явлением солюбилизации нефти мицеллами ПАВ, проникающими в пленку нефти. Благодаря солюбилизации (захват мицеллами ПАВ молекул и частиц нефти) вокруг частицы ПАВ пленка нефти утоньшается и более легко прорывается. Поскольку величина солюбилизации мицеллами ПАВ зависит от размеров этих мицелл (мицеллы малых размеров могут солюбилизировать лишь небольшое количество нефти), то и параметр A в уравнении (2) зависит от размеров мицелл ПАВ. Существенное влияние размеров мицелл ПАВ на их пригодность для химических методов заводнения нами отмечалось в ряде работ [6, 7, 8]. Однако теоретическое описание влияния размеров мицелл ПАВ на их моющую способность требует дальнейшей проработки.

Выводы

Изготовлена экспериментальная установка, позволяющая с высокой точностью и воспроизводимостью исследовать моющую способность ПАВ и выявлять наиболее эффективные реагенты для повышения нефтедобычи за короткое время (1 эксперимент — 1 час).

На примере пяти ПАВ Российского производства исследовано влияние температуры на способность их водных растворов отмывать нефть в широком диапазоне температур 25°C — 75°C .

Выявлено резкое снижение эффективности использования водных растворов ПАВ вместо воды при температурах 75°C и выше за счет резкого увеличения моющей способности воды. Выявленный эффект приводит к резкому снижению рентабельности закачки растворов ПАВ в глубоко залегающие нефтяные пласты с высокой пластовой температурой.

Впервые получено теоретическое уравнение для температурной зависимости кинетики отмыва нефти с поверхности твердого тела и показано его хорошее соответствие экспериментальным данным на примере растворов неонала АФ 9-12.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Адамсон А. Физическая химия поверхностей / А. Адамсон. М.: Мир, 1979. 568 с.
2. Алтунина Л. К. Увеличение нефтеотдачи пластов композициями ПАВ / Л. К. Алтунина, В. А. Кувшинов. Новосибирск: Наука. Сибирская издательская фирма РАН, 1995. 198 с.
3. Бабалян А. Б. Разработка нефтяных месторождений с применением поверхностно-активных веществ / А. Б. Бабалян, Б. И. Леви, А. Б. Тумаски, Э. М. Халимов. М.: Недра, 1983. 216 с.

4. Бабалян Г. А. Применение ПАВ для увеличения нефтеотдачи пластов / Г. А. Бабалян // Нефтяное хозяйство. 1976. № 7. С. 7-16.
5. Онлайн портал «Нефтепро». URL: <http://www.neftepro.ru/publ/18-1-0-53>
6. Семихина Л. П. Оптимизация состава реагента для повышения нефтеотдачи пластов по размерам ассоциатов ПАВ в растворах / Л. П. Семихина, С. В. Штыков, Е. А. Карелин // Материалы конференции «На стыке наук». Физико-химическая серия. 2015. Т. 1. 171 с.
7. Семихина Л. П. Отбор реагентов для ASP-технологии повышения нефтеотдачи пластов // Л. П. Семихина, С. В. Штыков, Е. А. Карелин // Нефтегазовое дело. 2015. №4. С. 53-71. URL: http://ogbus.ru/issues/4_2015/ogbus_4_2015_p53-1_SemihinaLP_ru.pdf
8. Семихина Л. П. Влияние размеров мицелл сульфанола в водных растворах на его моющую способность / Л. П. Семихина, С. В. Штыков, Е. А. Карелин, А. М. Пашнина // сборник статей Международной научно-практической конференции «Результаты научных исследований». 2015. Т. 2. С. 23
9. Сургучев М. Л. Методы извлечения остаточной нефти / М. Л. Сургучев, А. Т. Горбунов, Д. П. Забродин. М.: Недра, 1991. 347 с.
10. Якимчук О. Д. Исследование моющего действия композиций на основе алкилбензолсульфоната натрия: автореф. дисс. канд. хим. наук / О. Д. Якимчук. СПб., 2004. 20 с.

REFERENCES

1. Adamson A. Fizicheskaja himija poverhnostej [Physical Chemistry of Surfaces]. M.: Mir [World], 1979. 568 p. (In Russian)
2. Altunina L. K., Kuvshinov V. A. Uvelichenie nefteotdachi plastov kompozicijami PAV [Enhanced Oil Recovery by Surfactant Composition]. Novosibirsk: Nauka. Sibirskaja izdatel'skaja firma RAN [Science. Siberian Publishing Company of the RAS], 1995. 198p. (In Russian)
3. Babaljan A. B., Levi B. I., Tumaski A. B., Halimov Je. M. Razrabotka nefjtjanyh mestorozhdenij s primeneniem poverhnostno-aktivnyh veshhestv [Oil Field Development using Surface-Active Agents]. M.: Nedra, 1983. 216 p. (In Russian)
4. Babaljan G. A. Primenenie PAV dlja uvelichenija nefteotdachi plastov [Use of Surfactants for Enhanced Oil Recovery] // Neftjanoe hozjajstvo [Oil Industry Journal]. 1976. No 7. Pp. 7-16. (In Russian)
5. Onlajn portal Neftepro [Online web-portal Neftepro]. <http://www.neftepro.ru/publ/18-1-0-53> (In Russian)
6. Semihina L. P., Shtykov S. V., Karelin E. A. Optimizacija sostava reagenta dlja povyshenija nefteotdachi plastov po razmeram asociatov PAV v rastvorah [Optimization of Reagent Composition for Oil Recovery Factor Improvement by Size of Surfactant Associates in Solutions] // Materialy konf. "Na styke nauk". Fiziko-himicheskaja serija [Proceedings of the Conference "Cross-Disciplinary Research". Physico-Mathematical Issue]. 2015. Vol. 1. 171 p. (In Russian)
7. Semihina L. P., Shtykov S. V., Karelin E. A. Otbor reagentov dlja ASP-tehnologii povushenija nefteotdachi plastov [Reagent Selection for ASP-technology Enhanced Oil Recovery] // Neftegazovoe delo [Oil and Gas Business]. 2015. No 4. Pp. 53-71. http://ogbus.ru/issues/4_2015/ogbus_4_2015_p53-1_SemihinaLP_ru.pdf (In Russian)
8. Semihina L. P., Shtykov S. V., Karelin E. A. Pashnina A. M. Vlijanie razmerov micelle sulfanola v vodnuh rastvorah na ego mojuushuju sposobnost' [Size Effect of Micelles

- of Sulfonol in Water Solution on Detergency] // Sbornik statej Mezhdunarodnoj nauchno-prakticheskoj konferencii "Rezultatu nauchnuch issledovanij" [Proceedings of the International Scientific and Practical Conference "Results of Scientific Research"]. 2015. Vol. 2. P. 23 (In Russian)
9. Surguchev M. L., Gorbunov A. T., Zabrodin D. P. Metody izvlechenija ostatochnoj nefti [Residual Oil Recovery Methods]. M.: Nedra, 1991. 347 p. (In Russian)
 10. Jakimchuk O. D. Issledovanie mozhushhego dejstviya kompozicij na osnove alkilbenzolsulfonata natrija: avtoref. diss. kand. him. nauk [Study of Detergency Compositions Based on Sodium Alkylbenzenesulfonate: Abstract of Diss. Cand. Sci. (Chemistry)]. SPb., 2004. 20 p. (In Russian)

Авторы публикации

Семихина Людмила Петровна — доктор физико-математических наук, профессор физико-технического института Тюменского государственного университета

Штыков Сергей Владимирович — аспирант физико-технического института Тюменского государственного университета

Пашнина Анна Михайловна — аспирант физико-технического института Тюменского государственного университета

Карелин Евгений Александрович — аспирант физико-технического института Тюменского государственного университета

Authors of the publication

Lyudmila P. Semihina — Dr. Sci. (Phys. and Math.), Professor at the Institute of Physics and Technology, Tyumen State University

Sergey V. Shtykov — Postgraduate at the Institute of Physics and Technology, Tyumen State University

Anna M. Pashnina — Postgraduate at the Institute of Physics and Technology, Tyumen State University

Evgeniy A. Karelin — Postgraduate at the Institute of Physics and Technology, Tyumen State University