

УДК 622.276

## РАЗРАБОТКА ТЕХНИЧЕСКОГО МОЮЩЕГО СРЕДСТВА ДЛЯ ОЧИСТКИ ВНУТРЕННЕЙ ПОВЕРХНОСТИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ТРУБОПРОВОДОВ И ОБОРУДОВАНИЯ ОТ ПРИСТЕННЫХ АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ

**В.В. Коновалов<sup>1</sup>, П.В. Склюев<sup>1</sup>, М.С. Титкова<sup>1</sup>, Е.Э. Татарина<sup>1</sup>,  
А.Г. Дальке<sup>2</sup>**

<sup>1</sup> Самарский государственный технический университет  
Россия, 443100, г. Самара, ул. Молодогвардейская, 244

<sup>2</sup> ООО «ЭнерДжетСистемс»  
Россия, 443001, г. Самара, ул. Братьев Коростелевых, 97-99/78, к. 1

E-mail: konovalov-samgtu.ru

*Проведен анализ компонентного состава пристенных асфальтосмолопарафиновых отложений, образующихся на внутренней поверхности технологических трубопроводов и оборудовании насосной перекачивающей станции. На основе водного раствора поверхностно-активных веществ, содетергента и углеводородных фракций разработано техническое моющее средство. Определены физико-химические свойства и проведена оценка растворяющей способности технического моющего средства по отношению к исследуемым асфальтосмолопарафиновым отложениям. Изучена эффективность действия технического моющего средства и отработана технология его применения для очистки технологических трубопроводов и оборудования. Осуществлена оценка влияния технического моющего средства на качество перекачиваемого дизельного топлива.*

**Ключевые слова:** пристенные асфальтосмолопарафиновые отложения, техническое моющее средство, технология очистки, статический режим, динамический режим, состав АСПО, содетергент, ПАВ, углеводородные фракции, содержание серы, реологические характеристики.

Образование асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) в нефтепромысловом оборудовании вызывает осложнения в работе скважин при эксплуатации нефтяных месторождений, снижение производительности систем сбора и транспорта углеводородного сырья и эффективности работы насосных установок [1]. Практика добычи и транспорта нефти показывает, что основными участками накопления асфальтосмолопарафиновых отложений являются насосы, насосно-компрессорные трубы, трубопроводы, выкидные линии скважин, резервуары и отстойники промышленных объектов сбора скважинной продукции. Интенсив-

---

*Виктор Викторович Коновалов (к.х.н., доц.), доцент кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений».*

*Прокофий Витальевич Склюев (к.х.н.), старший преподаватель кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений».*

*Мария Сергеевна Титкова, инженер кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений».*

*Евгения Эдуардовна Татарина (к.х.н.), старший преподаватель кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений».*

*Александр Геннадьевич Дальке, генеральный директор.*

ность образования отложений АСПО в системе транспорта нефти зависит от физико-химических характеристик перекачиваемой продукции, термобарических условий, скоростей движения и режима течения жидкости, материала труб и шероховатости стенок, наличия в системе механических примесей, обводненности продукции и т. д. [2, 3].

Наиболее результативными методами удаления пристенных АСПО являются физико-химические методы, базирующиеся на применении различных растворителей [4, 5]. Широко используются реагенты комплексного действия (как углеводородного, так и водного типа), сочетающие в себе компоненты различной природы: кислоты, щелочи, соли, углеводороды и ПАВ (амфолитные, анионные, катионные и неионогенные) [6–9]. Рядом исследований показано [1, 3], что все составы реагентов для удаления АСПО можно условно разделить на несколько групп: чистые органические растворители; природные органические соединения; смеси различных классов органических соединений производств нефтехимии и нефтепереработки; органические смеси с добавками ПАВ; растворители АСПО на водной основе; многокомпонентные смеси.

Эффективность растворителя АСПО зависит от состава и природы АСПО (концентрации смол, парафинов и асфальтенов, содержания механических примесей, воды и т. д.), поскольку каждая из составляющих АСПО лучше растворяется в различных по природе реагентах. С данным обстоятельством связана и классификация АСПО, которая характеризуется отношением парафинов к сумме смол и асфальтенов: асфальтеновые (подгруппа А1+А2+А3), смешанные (подгруппа С1+С2+С3) и парафиновые (подгруппа П1+П2+П3) [4].

Наиболее действенны для удаления АСПО такие растворители, как ароматические соединения (бензол, толуол, ксилолы, этилбензол, хлорбензол, стирол и т. д.) [5], однако применение данного класса реагентов ограничивается высокой стоимостью, относительно низкой доступностью, высокой токсичностью и пожароопасностью. Поэтому наибольшее распространение получили растворители АСПО природного характера (легкие нефти, ШФЛУ, газоконденсат, газовый бензин и т. д.) [6, 7]. Другой класс реагентов базируется на продукции нефтехимической и нефтеперерабатывающей промышленности – толуольная, бензольная, ксилольная, керосиновая, дизельная фракции, нефрас, уайт-спирит и т. д. [7]. Для увеличения эффективности удаления АСПО их часто модифицируют различными добавками, которые позволяют повысить поверхностную и диспергирующую активность углеводородных реагентов.

Целью данной работы была разработка технического моющего средства (ТМС) для удаления пристенных АСПО и технологии его применения для очистки технологических трубопроводов, а также оценка влияния ТМС и технологии его применения на качество перекачиваемого дизельного топлива после проведения очистки. Одна из задач исследования – разработка ТМС на водной основе с содержанием воды не менее 60 % для обеспечения пожаробезопасности и экологичности его применения, а также снижения стоимости состава.

Объектами исследования являлись образцы АСПО, отобранные с внутренней поверхности технологических трубопроводов и оборудования насосной перекачивающей станции, а также натурные образцы трубы с пристенными АСПО.

В ходе выполнения данной работы комплексом физико-химических методов был определен качественный и количественный состав АСПО, отобранных с внутренней поверхности трубопроводов и технологического оборудования. Анализ отложений был проведен в следующей последовательности: определение со-

держания воды (ГОСТ 2477-65), определение содержания механических примесей (ГОСТ 6370-83), определение содержания легких углеводородных компонентов, определение содержания асфальтенов (ГОСТ 11858-66), определение содержания смол, адсорбируемых силикагелем (ГОСТ 11851-85), определение содержания парафина (ГОСТ 11851-85), определение содержания масел. В табл. 1 приведен усредненный количественный состав компонентов, содержащихся в АСПО.

Для отдельных компонентов АСПО были выполнены дополнительные исследования. Так, для парафинов, выделенных из АСПО, с помощью реометра Modular Compact Rheometer MCR52 (Anton Paar GmbH) было проведено определение температур плавления. Измерение температур проводили прямым определением в капилляре и с применением ротационного вискозиметра (для оценки изменения вязкости и напряжения сдвига от температуры). Температура плавления парафиновых углеводородов, определенная по первой методике, составила 72–75 °С. По второй методике было определено, что исследуемые парафины размягчаются при температуре 63,5 °С, плавятся в интервале температур 71,8–74,8 °С.

Таблица 1

**Количественный состав АСПО**

Компоненты АСПО	Содержание в АСПО, % масс.
Вода	7,4
Механические примеси и соли	53,3
Асфальтены	0,9
Силикагелевые смолы	3,5
Парафины	5,1
Масла	20,4
Легкие углеводороды	9,4
Итого	100,0

Определение элементного состава механических примесей, содержащихся в АСПО, выполняли с использованием рентгенофлуоресцентного энергодисперсионного анализатора (Shimadzu, EDX-800HS). Режим регистрации: коллиматор – 10 мм, родиевая трубка, охлаждающий агент – жидкий азот, температура детектора – минус 176 °С; среда – вакуум (давление 30 Па). Результаты полуколичественного определения с использованием метода фундаментальных параметров, элементного состава представлены в табл. 2.

Исследования компонентного состава АСПО показали, что изученные образцы относятся к парафиновому типу с высоким содержанием механических примесей, представленных преимущественно кварцем, окислами железа и неорганическими солями (железа, алюминия, кальция и калия). Проведенные исследования позволили оптимизировать состав ТМС под тип отложений и определить оптимальную температуру его применения.

Таблица 2

**Элементный состав механических примесей и неорганических солей  
в образцах АСПО\***

Элемент	Концентрация, % масс.	Элемент	Концентрация, % масс.
Кремний (Si)	56,0	Сера (S)	1,9
Железо (Fe)	19,2	Титан (Ti)	1,17
Алюминий (Al)	9,9	Фосфор (P)	0,41
Кальций (Ca)	5,46	Марганец (Mn)	0,337
Калий (K)	5,22	Стронций (Sr)	0,186

\* Элементный состав представлен без учета водорода, углерода и кислорода, хлора и азота.

Основу разработанного состава ТМС составляет пресная вода (71–72 %). Для удаления механических примесей, обладающих высокой адгезией к углеводородным соединениям и образующих прочный трудноразрушаемый каркас АСПО, разрабатываемое ТМС должно обладать высокой диспергирующей активностью. Как известно [10, 11], повышение диспергирующей активности растворителя возможно за счет введения в его состав поверхностно-активных веществ. Причем для повышения эффективности действия растворителя целесообразно использование смеси анионных и неионогенных ПАВ. Изучение влияния общей концентрации ПАВ ( $C_{\text{общ}} \text{ ПАВ}$ ) показало, что  $C_{\text{общ}} \text{ ПАВ}$  должна быть выше критической концентрации мицеллообразования (ККМ), т. к. при  $C_{\text{общ}} \text{ ПАВ}$  ниже точки ККМ ПАВ находятся на границе раздела фаз и наблюдается расслаивание раствора. Увеличение концентрации ПАВ в растворе приводит к образованию мицелл в объеме раствора и повышению его солюбилизующей активности по отношению к углеводородам. Таким образом, введение ПАВ в систему выше точки ККМ позволяет получить ультрадисперсный водный мицеллярный состав, в котором углеводородная часть находится внутри мицелл. Исследования влияния ПАВ на величину межфазного натяжения показали, что  $C_{\text{общ}} \text{ ПАВ}$  (при выбранном соотношении АПАВ/НПАВ) должна быть не ниже 2,5–3 % масс. Для получения однородного состава при приготовлении и применении ТМС была выбрана  $C_{\text{общ}} \text{ ПАВ}$  в составе ТМС 5 % масс. Повышение концентрации ПАВ экономически нецелесообразно, а снижение  $C_{\text{общ}} \text{ ПАВ}$  приводит к снижению стабильности ТМС при отмыве АСПО. Кроме того, использование смеси анионных и неионных ПАВ позволяет получить ряд синергетических эффектов: повышается моющая способность ТМС; снижается вероятность «высаливания» анионных ПАВ при повышении минерализации среды; появляется возможность применения для приготовления раствора неподготовленной технической воды; повышается диспергирующая активность и солюбилизующая способность ТМС; снижается скорость расслаивания ТМС (повышается стабильность раствора); уменьшается межфазное натяжение на границах раздела фаз; появляется возможность приготовления высокоэффективных мицеллярных растворов.

С целью изучения влияния соотношения НПАВ/АПАВ в ТМС на стабильность раствора были приготовлены и изучены ряд растворов с соотношением компонентов НПАВ/АПАВ от 1:4 до 4:1 (рис. 1).

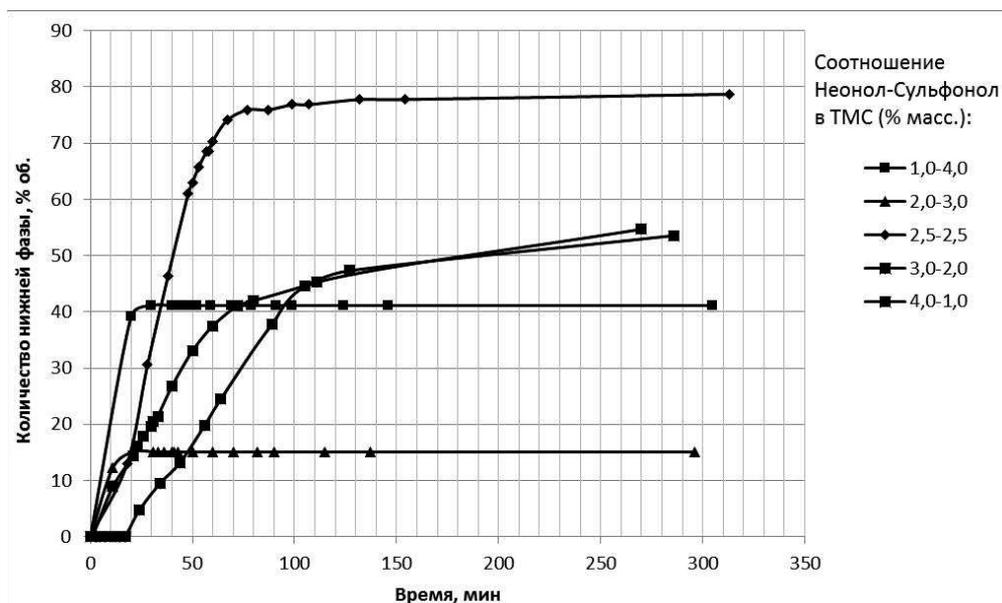


Рис. 1. Динамика расслоения ТМС с различным соотношением ПАВ

Из графиков, представленных на рис. 1, видно, что при соотношении поверхностно-активных компонентов 1:1 выделяется максимальное количество водной фазы. В данном случае происходит растворение углеводородного компонента в водном растворе ПАВ с образованием мицеллярного раствора и поэтому корректнее говорить о выделении углеводородной фазы (в данном случае оно минимально). Таким образом, для удаления углеводородной составляющей АСПО необходимо использование смеси АПАВ и НПАВ с соотношением 1:1 углеводородных растворителей, содержащих в своем составе углеводороды парафинового ряда с температурой начала кипения не ниже 64 °С.

Также было установлено, что для повышения стабильности ТМС необходимо добавление в состав ТМС содетергента – спирта. Введение содетергента изменяет полярность ТМС и предотвращает выделение водной или углеводородной фазы, образование которых при проведении очистки с использованием ТМС недопустимо, поскольку выделение одной из фаз резко изменяет растворяющую способность и понижает эффективность действия ТМС.

В качестве углеводородной составляющей ТМС нами был использован нефрас С2 80/120.

Наиболее эффективной температурной областью применения ТМС, определенной исходя из результатов исследования температуры плавления парафинов и температуры начала кипения состава (72 °С), является температура от 64 до 70 °С. Важно также отметить, что указанный диапазон температур ниже температуры плавления всех видов/типов изоляции трубопроводов и оборудования.

Кроме этого, при приготовлении ТМС необходимо соблюдать последовательность добавления компонентов, так как при ее нарушении возможно образование эмульсий и выделение водной и/или углеводородной фаз.

При отработке технологии применения ТМС для очистки технологических трубопроводов и оборудования, была проведена характеристика основных физико-химических свойств приготовленного ТМС и определены плотности спирта, ТМС (ГОСТ 18995.1-73) и углеводородов (ГОСТ 51069-97); температура начала

кипения испытуемого ТМС (ГОСТ 2177-99); стабильность ТМС; коррозионная активность ТМС (ГОСТ 2917-76); предельная концентрация насыщения ТМС (как максимальная масса растворившихся АСПО в единице объема ТМС).

Полученные (усредненные) значения основных физико-химических свойств приготовленного ТМС составили: плотность  $0,937 \text{ г/см}^3$ , стабильность не менее 30 минут при  $25 \text{ }^\circ\text{C}$ , температура начала кипения  $72 \text{ }^\circ\text{C}$ , коррозионно неактивен, предельная концентрация насыщения ТМС  $14,7 \text{ г/л}$ .

При разработке технологии применения ТМС для удаления пристенных АСПО использовали образцы трубы, отобранные с реального технологического оборудования, в виде пластинок размером  $30 \times 30 \pm 5 \text{ мм}$ , покрытые слоем АСПО. В качестве реагентов, контактирующих с АСПО на пластинках, последовательно были использованы: ТМС (при статическом режиме); ТМС (при динамическом режиме); ДТ абсорбирующее ( $\text{ДТ}_{\text{абс}}$ ) – после первичного контакта с образцом трубы, после воздействия ТМС; ДТ контрольное ( $\text{ДТ}_{\text{конт.}}$ ) – после повторного контакта с образцом трубы, после воздействия  $\text{ДТ}_{\text{абс}}$  (дизельное топливо в обоих случаях использовали в динамическом режиме). Статический режим осуществляли выдерживанием исследуемых образцов в контакте с ТМС без перемешивания, а динамический – при выдерживании исследуемых образцов с перемешиваемым (на верхнеприводной механической мешалке, при скорости перемешивания  $300 \text{ об/мин}$ ) раствором ТМС.

Исследование влияния времени контакта ТМС с отложениями на эффективность удаления пристенных АСПО выполняли при различном времени выдержки в статическом и динамическом режимах: по 60 минут, по 120 минут, по 240 минут (табл. 3). Результаты исследований по отмыву АСПО с образцов трубы показали, что при увеличении общего времени выдержки образцов трубы в ТМС с 60 минут до 120 (эксперименты № 1 и 2 в табл. 3) происходит увеличение растворяющей способности ТМС. Заниженный результат в 4-й стадии эксперимента № 2 может быть объяснен сравнительно низкой массой АСПО на пластине. Дальнейшее увеличение времени выдержки до 240 минут (эксперимент № 3, табл. 3) незначительно увеличивает степень отмыва АСПО с образцов.

Оценку влияния ТМС и технологии его применения на качество перекачиваемого дизельного топлива выполняли по трем критериям:

- определение содержания водорастворимых кислот и щелочей при контакте ТМС и дизельного топлива (ГОСТ 6307-75);
- оценка кислотности и кислотного числа дизельного топлива при контакте с ТМС (ГОСТ 5985-79);
- определение изменения содержания общей серы в дизельном топливе после контакта с очищенными образцами трубы.

Определение содержания серы в дизельном топливе после контакта с очищенными образцами трубы выполнено с использованием элементного анализатора Multi EA<sup>®</sup>5000 (Analytik Jena, Германия). Диапазон рабочих концентраций по содержанию серы от ppm ( $10^{-9} \%$ ,  $1 \text{ нг/г}$ ) до %. Содержание общей серы в исходном ДТ  $7,2 \text{ ppm}$ .

Результаты определения содержания общей серы в дизельном топливе показали, что контакта ТМС с образцами трубы в течение 60 минут оказывается недостаточно для чистоты контрольного образца ДТ, т. к. содержание серы превышало допустимые для стандарта Евро-5  $10 \text{ ppm}$  и составляло  $10,7 \text{ ppm}$ .

Таблица 3

**Результаты количественной оценки эффективности ТМС постадийным отмывом отложений с натуральных образцов трубы с пристенными АСПО**

Стадия	Режим испытания (реагент)	T, °C	Время выдержки, мин	Масса АСПО на пластине, г	Потеря массы, %
Эксперимент № 1. Выдержка 60 минут в статическом и 60 минут в динамическом режимах					
1	Статический (ТМС)	60	60	0,6037	61,4
2	Динамический (ТМС)	60	60	0,3215	82,7
3	Динамический (ДТ <sub>абс.</sub> )	25	60	–	–*
4	Динамический (ДТ <sub>конт.</sub> )	25	60	0,5128	89,3
Эксперимент № 2. Выдержка 120 минут в статическом и 120 минут в динамическом режимах					
1	Статический (ТМС)	60	120	0,7488	84,8
2	Динамический (ТМС)	60	120	0,4077	90,6
3	Динамический (ДТ <sub>абс.</sub> )	25	60	–	–*
4	Динамический (ДТ <sub>конт.</sub> )	25	60	0,1795	84,2
Эксперимент № 3. Выдержка 240 минут в статическом и 240 минут в динамическом режимах					
1	Статический (ТМС)	60	240	0,4213	85,6
2	Динамический (ТМС)	60	240	0,6507	92,8
3	Динамический (ДТ <sub>абс.</sub> )	25	60	–	–*
4	Динамический (ДТ <sub>конт.</sub> )	25	60	0,3942	93,3

\* На данной стадии массу АСПО и потерю массы не определяли.

Увеличение времени контакта ТМС с образцами с 60 до 120 минут оказывается достаточным для чистоты контрольного образца ДТ, т. к. содержание серы составило 8,5 ppm. Увеличение времени контакта ТМС с образцами с 120 до 240 минут незначительно снижает суммарное содержание серы (с 8,5 до 8,1 ppm). Согласно проведенным экспериментам, можно утверждать, что выдержка образцов в ТМС в течение 240 минут в лабораторных условиях оказывается достаточной для удаления АСПО и перекачки дизельного топлива без потери качества. Графическая интерпретация полученных данных приведена на рис. 2.

Таким образом, в ходе выполнения работы:

– проведены исследования остатков нефти и пристенных АСПО, которые показали, что образцы АСПО относятся к парафиновому типу с высоким содержанием механических примесей, которые представлены преимущественно оксидами кремния, окислами железа и неорганическими солями (железа, алюминия, кальция и калия);

– на основе водного раствора анионного и неионогенного поверхностно-активных веществ разработано ТМС для удаления пристенных АСПО, содержащее в качестве углеводородного растворителя нефрас С2 80/120, в качестве моющего средства – спирт. Содержание воды в составе – 71–72 %;

– определена температурная область эффективной работы ТМС (64–70 °C);

– методом отмыва АСПО с натуральных образцов трубы осуществлена оценка

растворяющей способности ТМС по отношению к исследуемым АСПО, показавшая, что разработанное ТМС эффективно для отмыва АСПО;

– определены физико-химические свойства ТМС, полностью удовлетворяющие предъявленным к ТМС требованиям: стабильность ТМС – не менее 30 минут при 25 °С, температура начала кипения – 72 °С, низкая коррозионная активность по отношению к медной пластинке и пластине, изготовленной из образца трубы с реального технологического оборудования;

– по трем критериям (содержание водорастворимых кислот и щелочей, содержание общей серы, кислотность и кислотное число дизельного топлива) оценено влияние ТМС и технологии его применения на качество перекачиваемого дизельного топлива;

– установлено, что выдержка образцов в ТМС в течение 240 минут в лабораторных условиях оказывается достаточной для удаления АСПО и перекачки дизельного топлива без потери качества.

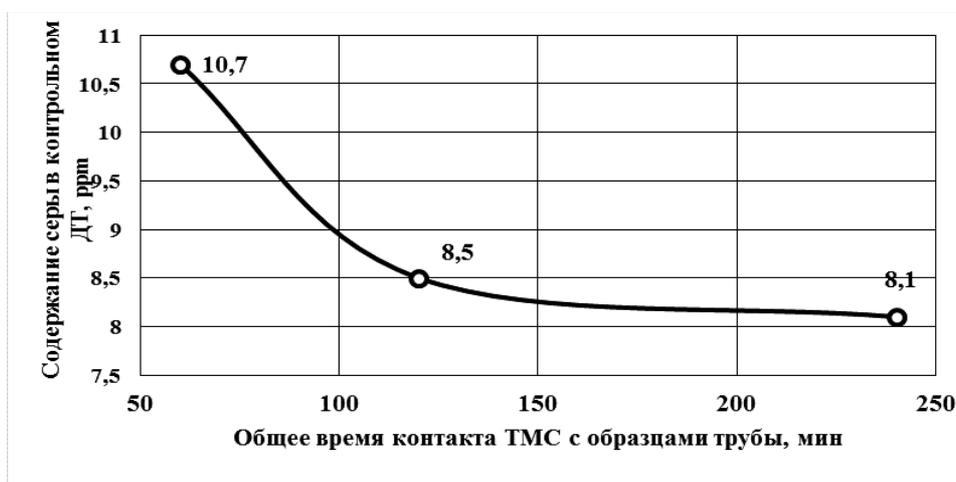


Рис. 2. Зависимость содержания общей серы в контрольном дизельном топливе от времени выдержки

В заключение следует отметить, что данная работа была выполнена по заказу и в сотрудничестве с компанией ООО «ЭнерДжет Системс», основным направлением деятельности которой является оказание сервисных услуг в области очистки технологического оборудования, резервуаров и труб от отложений любой прочности. Летом 2015 г. компания ООО «ЭнерДжет Системс» успешно завершила опытно-промышленные испытания нового ТМС на объекте ОАО «АК «Транснефть».

#### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. *Марьин В.И., Акчуринов В.А., Демахин А.Г.* Химические методы удаления и предотвращения образования АСПО при добыче нефти: аналитический обзор. – Саратов: Изд-во ГосУНЦ «Колледж», 2001. – 156 с.
2. *Коробов Г.Ю., Рогачев М.К.* Исследование влияния асфальто-смолистых компонентов в нефти на процесс образования асфальтосмолопарафиновых отложений / Нефтегазовое дело. – 2015. – № 3. – С. 162-172.
3. *Шарифуллин А.В., Шарифуллин В.Н.* Композиционные составы для процессов удаления и ингибирования нефтяных отложений: Монография. — Казань: КГТУ, 2010. – 304 с.
4. *Гилаев Г.Г., Стрункин С.И., Пупченко И.Н., Исмаилов А.Ф., Козлов С.А.* Техника и технология добычи нефти и газа ОАО «Самаранефтегаз». – Самара: Нефть. Газ. Новации, 2014. – 528 с.

5. *Строганов В.М., Турукалов М.Б.* Экспресс-методика подбора эффективных растворителей асфальтено-смоло-парафиновых отложений // OilGas. – 2007. – № 8. – С. 44-48.
6. *Торон О.В.* Оценка термобарических показателей депарафинизации горячей нефтью подземного оборудования скважин // Нефтепромысловое дело. – 2006. – № 8. – С. 46-49.
7. *Рагулин В.В., Смолянец Е.Ф., Михайлов А.Г., Латыпов О.А., Рагулина И.Р.* Исследование свойств асфальтосмолопарафиновых отложений и разработка мероприятий по их удалению из нефтепромысловых коллекторов // Нефтепромысловое дело. – 2001. – № 5. – С. 33-36.
8. *Агаев С.Г., Березина З.Н., Халин А.Н.* Ингибирование процесса парафинизации скважин и нефтепроводов // Нефтепромысловое дело. – ОАО «ВНИИОЭНГ», 1996. – № 5. – С. 16-17.
9. *Тронов В.П.* Механизм образования смолопарафиновых отложений и борьба с ними. – Л.: Недра, 1970. – 190 с.
10. *Чеников И.В.* Химия и физика нефти: Учеб. пособие / Кубан. гос. технол. ун-т. – Краснодар: Изд. КубГТУ, 2004. – 86 с.
11. *Pacheco-Sanchez J.H., Mansoori G.A.* In Situ remediation of heavy organic deposits using aromatic solvents. Proceedings of the 5th Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference and Exhibition, SPE Paper № 38966, P13, 1997.

*Статья поступила в редакцию 29 октября 2015 г.*

## THE DEVELOPMENT OF AN INDUSTRIAL DETERGENT TO REMOVE ASPHALTENE-RESIN-PARAFFIN DEPOSITS FROM THE INNER SURFACES OF INDUSTRIAL PIPELINES AND EQUIPMENT

***V.V. Konovalov<sup>1</sup>, P.V. Sklyuev<sup>1</sup>, M.S.Titkova<sup>1</sup>, E.E. Tatarinova<sup>1</sup>, A.G. Dalke<sup>2</sup>***

<sup>1</sup> Samara State Technical University  
244, Molodogvardeyskaya st., Samara, 443100, Russian Federation

<sup>2</sup> LLC «EnerJetSystems»  
of. 602, 60 / 126, ul. Solnechnaya, Samara, 443031, Russian Federation

*The work presents the analysis of the composition of asphaltene-resin-paraffin deposits formed on the inner surfaces of industrial pipelines and pump-station equipment. An industrial detergent developed using a surfactant aqueous solution, hydrocarbon fractions, and alcohol. The industrial detergent physico-chemical properties are determined, and estimation of technical detergent solvent property with respect to the investigated asphaltene-resin-paraffin deposits is worked out. The industrial detergent activity efficiency is investigated, and the technique of its application for piping and equipment cleaning is developed. Estimating the influence of the industrial detergent and its application technique on the quality of the pumped diesel fuel is made.*

**Keywords :** *inner surface asphaltene-resin-paraffin deposits, technical detergents, cleaning technology, static mode, dynamic mode, asphaltene-resin-paraffin deposits composition, alcohol, surfactants, hydrocarbon fractions, sulfur content, rheological characteristics.*

---

*Viktor V. Konovalov (Ph.D (Chem.)), Associate Professor.  
Prokofy V. Sklyuev (Ph.D (Chem.)), Senior Lecture.  
Maria S.Titkova, Engineer.  
Evgeniya E. Tatarinova (Ph.D (Chem.)), Senior Lecture.  
Alexander G. Dalke, General Direktor.*