

УДК 622.276.8

**ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ФОСФОРНОГО
ЭФИРА ОКСИЭТИЛИРОВАННОГО НОНИЛФЕНОЛА
НА ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА РАСТВОРИТЕЛЕЙ
АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ**

А. П. Мельников¹, В. В. Коновалов¹, П. В. Склюев¹, А. Г. Дальке²

¹Самарский государственный технический университет, г. Самара, Россия
²ООО «Сервисная Компания ИНТРА», г. Самара, Россия

Аннотация. В работе представлены результаты исследования влияния фосфорного эфира оксиэтилированного нонилфенола (ФЭ ОЭФ) на эффективность растворителя асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО). Проведены сопоставительные эксперименты изменения технологических свойств растворителя при содержании ФЭ ОЭФ до 2 % об. Показано, что использование ФЭ ОЭФ существенно изменяет технологические свойства растворителя: увеличиваются растворяющая способность, предельная концентрация насыщения растворителя АСПО и незначительно снижается скорость растворения АСПО. Установлено, что максимальная эффективность растворителя наблюдается при концентрации ФЭ ОЭФ, соответствующей критической концентрации мицеллообразования.

Ключевые слова: поверхностно-активные вещества; асфальтосмолопарафиновые отложения (АСПО); фосфорный эфир неонла АФ 9-12; растворители (удалители) АСПО; растворяющая способность; предельная концентрация насыщения растворителя АСПО

**EVALUATING THE INFLUENCE OF PHOSPHORIC ESTER
OF OXYETHYLATED NONYLPHENOL ON TECHNOLOGICAL
CHARACTERISTICS OF SOLVENTS
OF ASPHALT-RESIN-PARAFFIN DEPOSITS**

A. P. Melnikov¹, V. V. Konovalov¹, P. V. Sklyuev¹, A. G. Dalke²

¹Samara State Technical University, Samara, Russia
²LLC «INTRA Service Company», Samara, Russia

Abstract. The article discusses the results of evaluating the influence of phosphoric ester of oxyethylated nonylphenol (PE NP) on solvent asphalt-resin-paraffin deposits efficiency. Comparative experiments of the changes in solvent technological characteristics, when the content of PE NP is up to 2 vol. %, have been performed. The research shows that usage PE NP significantly not only modifies the solvent technological properties increasing the solvency, the saturation of the solvent asphalt-resin-paraffin deposits, but slightly decreases the rate of the asphalt-resin-paraffin deposits dissolution. We have established that the maximum efficiency of the solvent is observed at concentration of PE NP corresponding to the critical concentration of micelle formation.

Key words: surfactants; asphalt-resin-paraffin deposits; phosphoric ether neonol AF 9-12; solvents (removers) asphalt-resin-paraffin deposits; solvency; saturation of the solvent asphalt-resin-paraffin deposits

Введение

За последние годы разработки месторождений нефтедобывающие предприятия столкнулись со следующими основными проблемами. Основная часть крупных и средних месторождений находится в завершающей стадии разработки, характеризующейся высокой степенью выработки запасов и обводненностью скважинной продукции. Вводимые в разработку месторождения, как правило, относятся к категории мелких, характеризуются сложным геологическим строением, ухудшенными коллекторскими свойствами пластов, в том числе с нефтями повышенной и высокой вязкости. Поэтому количество осложнений при работе скважин, связанных с образованием асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО), неизбежно растет, а следовательно, борьба с АСПО становится приоритетной задачей для нефтедобывающих предприятий. Например, в Самарской области в 39 % случаев остановка скважин происходит по причине образования АСПО. Формирование АСПО приводит к снижению производительности погружного оборудования и, как следствие, снижению показателей наработки на отказ скважинного оборудования и межремонтного периода работы скважины, а также повышает энерго- и ресурсозатраты в системе сбора и подготовки скважинной продукции.

В борьбе с АСПО, возникающими в процессе добычи нефти, можно выделить два основных направления [1–5]: предотвращение (профилактика образования) и удаление АСПО.

К методам профилактики образования отложений относятся химические методы (смачиватели, модификаторы, депрессаторы, диспергаторы и т. д.); физические методы (вибрационные, ультразвуковые, воздействие электрических и электромагнитных полей); применение гладких (защитных) покрытий и т. д. К методам удаления АСПО относятся тепловые методы (промывка горячей нефтью или водой в качестве теплоносителя, острый пар, электропечи, индукционные подогреватели, реагенты при взаимодействии с которыми протекают экзотермические реакции и т.д.); механические методы (скребки, скребки-центраторы); химические методы (растворители) и т. д. [1, 5].

Среди большого многообразия способов, применяемых для предотвращения и удаления АСПО, можно выделить наиболее часто используемый — химический метод. Несмотря на применение специального оборудования и, как правило, достаточно высокую стоимость реагентов, химические методы сочетают в себе простоту технологических операций проведения работ в промысловых условиях, высокую эффективность и продолжительный эффект [2].

В последние годы количество отечественных и зарубежных публикаций по химическим методам борьбы с АСПО неуклонно растет. Анализ публикаций показывает, что для адресного подбора реагента для эффективного удаления отложений необходимы сведения о групповом составе АСПО, в связи с различной растворимостью компонентов АСПО в углеводородных системах, а также об условиях применения разрабатываемого реагента (время контакта, температура, скорость движения, количество отложений, наличие механических примесей и т. д.).

На рынке сервисных услуг по удалению АСПО с помощью химических методов представлен широкий спектр растворителей [5, 6]: растворители различных классов органических соединений, растворители на водной основе; многокомпонентные смеси и растворители на эмульсионной основе. Почти все представленные классы растворителей содержат в своем составе различные индивидуальные поверхностно-активные вещества (ПАВ), а также их смеси. В ряде работ [3, 7–17] было показано, что ПАВ позволяют повысить эффективность базового растворителя и придать ему необходимые технологические свойства.

В ряде работ в качестве диспергаторов, которые смогут повысить эффективность удаления АСПО, предложено использование простых эфиров карбоновых кислот и сложных эфиров фосфорных кислот [18–23]. Другие исследователи со-

общают о синергетических эффектах в удалении АСПО смеси эфиров фосфорной кислоты алкилфенилэтоксилатов с жирными кислотами диэтаноламинов [22]. Помимо водородных связей фосфорных групп с асфальтенами, фенильная группа в эфире фосфорной кислоты алкилфенилэтоксилатов также может взаимодействовать посредством π - π перекрывания с асфальтенами, что повышает эффективность удаления АСПО. Схожие эффекты наблюдаются при использовании смеси эфиров фосфорной кислоты с карбоновыми кислотами или производными карбоновых кислот [23]. В целом фосфорные эфиры могут быть диспергаторами АСПО и существенно влиять на эффективность удалителей (растворителей) АСПО.

Несмотря на существующие сведения по применению алкилфенилэтоксилатов в составах для удаления АСПО [18–21], число публикаций по влиянию данного класса реагентов на технологические свойства растворителей АСПО ограничено.

Цель работы — оценить влияние фосфорного эфира неопола АФ 9-12 (оксиэтилированного нонилфенола) на технологические свойства растворителя АСПО: на растворяющую способность, скорость растворения, предельную концентрацию насыщения растворителя АСПО.

В качестве объектов исследования использованы АСПО, отобранные с внутренней поверхности технологического нефтепровода.

Анализ группового состава АСПО показал, что образец АСПО относится к парафиновому типу (тип П согласно классификации АСПО [24], отношение парафинов к сумме смол и асфальтенов составляет более 1,1). Содержание асфальтенов — 7,4 % масс., смол — 7,0 % масс., парафинов — 36,1 % масс.

В качестве базового растворителя выбрана система, состоящая из смеси 10 % (об.) газового конденсата и ароматического компонента. Плотность растворителя составляет 0,75 г/см³. Фракционный состав растворителя: температура начала кипения — 35 °С; температура выкипания 50 % растворителя — 115 °С; температура конца кипения растворителя — 207 °С. Содержание предельных углеводородов — 39 % масс., содержание ароматических углеводородов — 61 % масс.

В роли анионного ПАВ выбран фосфорный эфир этоксилированного (12 молей ОЭ) нонилфенола (ФЭ ОЭФ) производства компании «НАФТЕХ» (г. Самара). Определение изменения межфазного натяжения на границе раздела фаз «пресная вода — растворитель + ФЭ ОЭФ» проводили с использованием видеотензиометра Spinning Drop Video Tensiometer (Data Physics, SVT-15N) при достижении равновесия системы при постоянной скорости вращения и температуре 22 °С. Критическая концентрация мицеллообразования составила 0,59 % об. ФЭ ОЭФ.

Методы и результаты исследования

Растворяющую способность растворителя по отношению к АСПО определяли статическим методом корзинок. Перед проведением испытаний пробу АСПО привели к однородному состоянию тщательным перемешиванием. Далее пробу АСПО набили в цилиндрическую форму (шприцы объемом 5 мл) и охладили в течение 30 минут при температуре +5 °С. Пробу из цилиндрической формы выдавили в предварительно взвешенную с точностью до 0,0001 г корзинку из металлической сетки, которую закрыли, и вновь взвесили. По разности результатов взвешивания нашли массу образца АСПО с точностью до 0,0001 г. Корзинку с навеской АСПО поместили в закрываемую термостатируемую емкость, налили 100 мл исследуемого растворителя и выдержали в статических условиях в течение 3 часов. Испытания проводили при 20 ± 2 °С. По истечении заданного времени термостатирования корзинку вынули из емкости и просушили в подвешенном состоянии при комнатной температуре. Сушку корзинки с остатком осуществляли до постоянного веса (не менее 12 ч). По разнице веса корзинки с остатком и пустой корзинки определили массу остатка АСПО в корзинке. Для обеспечения достовер-

ности получаемых результатов исследование проводили не менее трех раз. Расхождение между полученными значениями не превышало 5 % отн.

Предельная концентрация насыщения растворителя определялась по следующей методике. Пробу АСПО массой 20 г поместили в закрываемую емкость, содержащую 100 мл испытуемого растворителя. Смесь выдержали при температуре $(22 \pm 2) ^\circ\text{C}$ в течение 24 ч в статических условиях. Через 24 ч смесь интенсивно встряхнули. Через 30 мин пипеткой отобрали 1 мл с верхнего уровня раствора в колбе (не касаясь дна колбы) и поместили в доведенный до постоянного веса бюкс. Бюкс с раствором взвесили, определили массу раствора в бюксе. Раствор в бюксе высушили до постоянного веса при температуре не менее $70 ^\circ\text{C}$ (первое взвешивание выполнили не ранее чем через 7 ч). Для обеспечения достоверности получаемых результатов исследование проводили не менее трех раз. Расхождение между полученными значениями не превышало 5 %.

Скорость растворения АСПО с образцов из секции трубопровода определялась по следующей методике ¹. Образец трубопровода взвесили, зафиксировали исходную массу (m_1). Образец поместили в стакан поверхностью, загрязненной АСПО, вверх. Образец залили растворителем в объеме, необходимом для погружения образца в растворитель (но не более 200 мл), и поместили на орбитальный шейкер на 5 минут. Образец вынули, просушили 30 мин на воздухе и взвесили. Опыт повторили до постоянного значения массы образца.

Анализируя результаты проведенных исследований, мы пришли к выводу, что методология проведения испытаний по скорости растворения пристенных АСПО не является воспроизводимой и может быть использована только для предварительных (тестовых) испытаний, реально оценить эффективность растворителя по скорости растворения АСПО не представляется возможным. Различия в результатах параллельных экспериментов объясняются неравномерностью распределения АСПО на поверхности образца трубопровода, а также различной толщиной отложений АСПО на образце. Для устранения недостатков обозначенного метода в данной работе использовали модифицированный метод оценки эффективности растворителей по скорости отмыва АСПО [25]. Методика оценки эффективности растворителей по скорости отмыва АСПО, описанная в работе [25] и частично модифицированная нами, основана на том, что для исследования используются специально подготовленные образцы трубопровода. В центральной части образца (размер 5 x 5 см, толщина 0,85 см) формировалось углубление с радиусом 1,5 см и глубиной 0,6 см. Объем углубления рассчитывали таким образом, что в него помещалось от 0,9 до 1,1 г АСПО. Методология проведения эксперимента заключалась в подготовке образца (промывка горячим толуолом и обезжиривание), взвешивании, нанесении АСПО в углубление и определении массы АСПО на образце. Нанесение АСПО на подготовленные образцы осуществляли шпателем, обеспечив полное наполнение углубления АСПО. Далее подготовленные образцы помещали в растворитель с контролем убыли массы АСПО через каждые 10 минут.

Исследования влияния фосфорного эфира неонала АФ 9-12 (ФЭ ОАФ) на эффективность растворителя АСПО провели для серии реагентов, отличающихся содержанием ПАВ от 0 до 2 % об. Результаты определения эффективности растворителя АСПО представлены в таблице 1 и на рисунках 1 и 2.

Добавление ФЭ ОАФ значительно увеличивает потерю массы отложений при воздействии растворителем до концентрации 0,5 % об. (94,6 %). Дальнейшее повышение содержания ФЭ ОАФ не приводит к существенному росту потери массы отложений: при увеличении концентрации ФЭ ОАФ с 0,5 до 2 % потеря массы отложений растет незначительно (на 3,1 %), а расход реагента возрастает в 4 раза.

¹ОР-75.180.00-КТН-018-10. Очистка магистральных нефтепроводов от асфальтосмолапарафиновых веществ (АСПВ). – М., 2010. – 96 с.

Сопоставление результатов с базовым растворителем (без добавления ФЭ ОАФ) показывает повышение эффективности растворителей выше на 30,6 % отн. Таким образом, введение ФЭ ОАФ в состав растворителя повышает его растворяющую способность.

Таблица 1

Результаты определения потери массы отложений, растворяющей способности и предельной концентрации насыщения растворителей, содержащих ПАВ и их смеси, при температуре 22 °С

| Содержание ФЭ ОАФ, % об. | Растворяющая способность, г/дм ³ , среднее значение | Потеря массы отложений, %, среднее значение | Предельная концентрация насыщения, кг/м ³ , среднее значение |
|--------------------------|--|---|---|
| 0,00 | 5,6 | 72,5 | 127,8 |
| 0,25 | 6,6 | 85,4 | 134,6 |
| 0,50 | 7,3 | 94,6 | 137,7 |
| 1,00 | 7,2 | 94,6 | 137,8 |
| 1,50 | 7,3 | 95,3 | – |
| 2,00 | 7,6 | 97,7 | – |

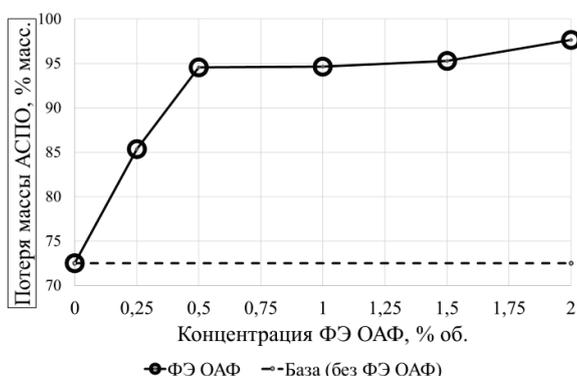


Рис. 1. Зависимость потери массы отложений от содержания ФЭ ОАФ в растворителе

Изменение предельной концентрации насыщения (ПКН) растворителя АСПО в зависимости от концентрации ФЭ ОАФ представлено в таблице 1 и на рисунке 2.

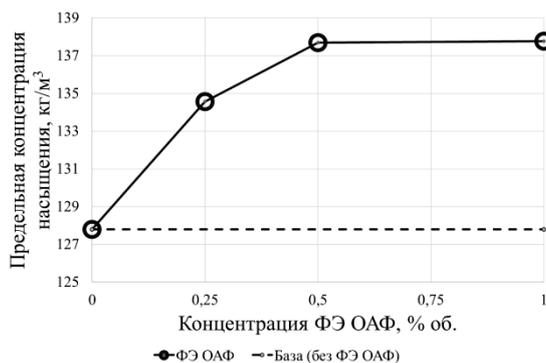


Рис. 2. Зависимость ПКН растворителя от содержания ФЭ ОАФ

Увеличение содержания ФЭ ОАФ приводит к росту предельной концентрации насыщения растворителя АСПО (см. рис. 2). Для базового растворителя ПКН составляет 127,8 кг/м³, при содержании ФЭ ОАФ 0,5 % об. ПКН повышается на 8,3 % отн., достигая 137,7 кг/м³. Дальнейшее повышение концентрации ФЭ ОАФ ПКН не меняется. Необходимо отметить, что максимальная растворяющая спо-

способность и предельная концентрация насыщения растворителя АСПО (см. табл. 1) достигаются при содержании ФЭ ОАФ соответствующей критической концентрации мицеллообразования (ККМ).

Оценка эффективности очистки растворителем образцов из секции трубопровода по предложенным методикам представлена в таблице 2 и на рисунке 3.

Таблица 2

Результаты определения скорости растворения

| Номер строки | Наличие шва | Масса образца, г | | | Исходное количество АСПО на образце, г | Время экспозиции в растворителе, мин | Количество растворившегося АСПО | | Остаток АСПО на образце | |
|---|------------------|------------------|--|--------------------------|--|--------------------------------------|---------------------------------|-------|-------------------------|-------|
| | | До испытаний | После обработки растворителем ¹ | После обработки толуолом | | | г | % | г | % |
| | | | | | | | | | | |
| Растворитель без ФЭ ОАФ (база) | | | | | | | | | | |
| 1. | Нет | 166,7370 | 166,3898 | 166,3863 | 0,3507 | 5 | 0,3408 | 97,18 | 0,0099 | 2,82 |
| | | | | | | 10 | 0,3464 | 98,77 | 0,0043 | 1,13 |
| 2. | Да | 154,7973 | 154,4053 | 154,4013 | 0,3960 | 5 | 0,3736 | 94,34 | 0,0224 | 5,66 |
| | | | | | | 10 | 0,3920 | 98,99 | 0,0040 | 1,01 |
| 3. | Нет ² | 152,6797 | 151,6922 | - | 0,9893 | 10 | 0,3226 | 32,61 | 0,6667 | 67,39 |
| | | | | | | 20 | 0,6316 | 63,84 | 0,3577 | 36,16 |
| | | | | | | 30 | 0,9650 | 97,54 | 0,0243 | 2,46 |
| | | | | | | 40 | 0,9877 | 99,84 | 0,0016 | 0,16 |
| Растворитель с концентрацией ФЭ ОАФ 0,5 % об. | | | | | | | | | | |
| 4. | Нет | 171,2607 | 170,8158 | 170,8153 | 0,4454 | 5 | 0,4275 | 95,98 | 0,0179 | 4,02 |
| | | | | | | 10 | 0,4449 | 99,89 | 0,0005 | 0,12 |
| 5. | Да | 171,2607 | 170,8158 | 170,8153 | 0,4454 | 5 | 0,9568 | 59,85 | 0,6419 | 40,15 |
| | | | | | | 10 | 1,2961 | 81,07 | 0,3026 | 18,93 |
| 6. | Нет ² | 159,2046 | 158,1839 | - | 1,0215 | 10 | 0,1530 | 14,98 | 0,8685 | 85,02 |
| | | | | | | 20 | 0,6783 | 66,4 | 0,3432 | 33,6 |
| | | | | | | 30 | 0,8736 | 85,52 | 0,1479 | 14,48 |
| | | | | | | 40 | 0,9948 | 97,39 | 0,0267 | 2,61 |
| | | | | | | 50 | 1,0161 | 99,47 | 0,0054 | 0,53 |
| | | | | | | 60 | 1,0194 | 99,79 | 0,0021 | 0,21 |
| | | | | | | 70 | 1,0207 | 99,92 | 0,0008 | 0,08 |

Примечание. ¹ — вес образца, до контакта с толуолом; ² — исследования проведены по модернизированной методике.

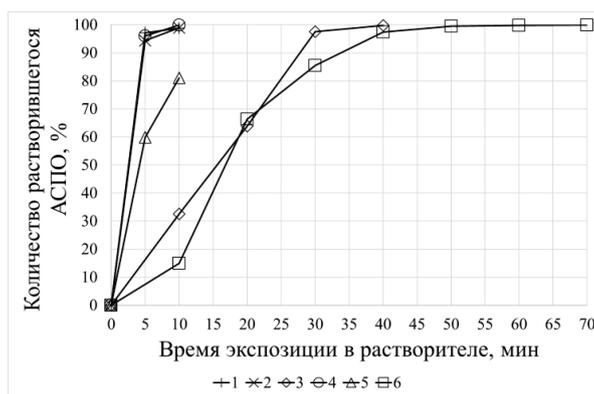


Рис. 3. Зависимость количества, растворившегося АСПО от времени нахождения экспозиции в растворителе (номера на рисунке соответствуют номерам строк в таблице 2)

При добавлении к базовому растворителю ФЭ ОАФ с концентрацией 0,5 % об. наблюдается снижение скорости растворения АСПО (см. рис. 3).

Выводы

На основании проведенных исследований можно сформировать следующие выводы. Использование ФЭ ОАФ существенно изменяет технологические свойства растворителя АСПО: увеличиваются растворяющая способность, предельная концентрация насыщения растворителя АСПО и незначительно снижается скорость растворения АСПО. Причем наиболее интересна концентрация ФЭ ОАФ до 0,5 %, дальнейшее повышение содержания ФЭ ОАФ не приводит к существенному повышению эффективности растворителя. Необходимо отметить, что максимальная эффективность растворителя наблюдается при концентрации ФЭ ОАФ, соответствующей критической концентрации мицеллообразования.

Библиографический список

1. Иванова Л. В., Буров Е. А., Кошелев В. Н. Асфальтосмолопарафиновые отложения в процессах добычи, транспорта и хранения // Нефтегазовое дело. – 2011. – № 1. – С. 268–284.
2. Глушенко В. Н., Шипигузов Л. М., Юрпалов И. А. Оценка эффективности ингибиторов асфальтосмолопарафиновых отложений // Нефтяное хозяйство. – 2007. – № 5. – С. 84–88.
3. Патент на изобретение *RUS 2137796*. Состав для удаления асфальтено-смолистых и парафиновых отложений / Чичканова Т. В., Талипов Р. С., Байрес С. В., Шулаева Р. В., Южанинов В. Г., Глебов И. В., Шулаков А. А., Денисова А. В.; заявл. 03.08.98; опубл. 20.09.99.
4. Лесин В. И. Нетепловое воздействие электромагнитных и акустических полей на нефть для предотвращения отложений парафинов // Нефтяное хозяйство. – 2004. – № 1. – С. 68–70.
5. Эволюция методов борьбы с отложениями парафина на Туймазинском месторождении / И. Г. Фаттахов [и др.] // Фундаментальные исследования. – 2015. – № 2–25. – С. 5573–5576.
6. Анализ существующих методов борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями (АСПО) при добыче нефти / Д. Г. Антониади [и др.] // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2011. – № 9. – С. 32–37.
7. Патент на изобретение *RUS 2309979*. Моющее средство «пан» для очистки поверхности от органических загрязнений (варианты) и способ его использования для очистки скважин, трубопроводов и емкостей от осадков нефтепродуктов и их отложений / Афанасьева Л. И., Красницкий В. В., Поврозник С. В.; заявл. 31.07.06; опубл. 27.05.14.
8. Патент на изобретение *RUS 2183650*. Состав для удаления асфальтосмолопарафиновых отложений / Рагулин В. В., Михайлов А. Г., Хасанов М. М., Смолянец Е. Ф.; заявл. 25.05.01; опубл. 20.06.02.
9. Патент на изобретение *RUS 2129583*. Состав для удаления асфальтосмолопарафиновых отложений / Баженов В. П., Лесничий В. Ф., Глушенко В. Н., Шуверов В. М., Кобяков Н. И., Шипигузов Л. М., Рахимкулов Р. С., Герин Ю. Г., Антропов А. И., Рябов В. Г.; заявл. 08.09.98; опубл. 27.04.99.
10. Патент на изобретение *RUS 2129651*. Способ удаления асфальтосмолопарафиновых отложений из внутрискважинного оборудования / Лесничий В. Ф., Баженов В. П., Глушенко В. Н., Шуверов В. М., Кобяков Н. И., Шипигузов Л. М., Рахимкулов Р. С., Герин Ю. Г., Антропов А. И., Рябов В. Г.; заявл. 08.09.98; опубл. 27.04.99.
11. Патент на изобретение *RUS 2146725*. Состав для удаления асфальтенов, смол и парафинов из промышленного оборудования / Манжай В. Н., Юдина Н. В., Прозорова И. В., Алтунина Л. К., Труфакина Л. М.; заявл. 06.03.98; опубл. 20.03.00.
12. Патент на изобретение *RUS 2152423*. Состав для разрушения водонефтяной эмульсии и ингибирования коррозии и асфальтено-смолопарафиновых отложений / Тузова В. Б., Трофимов Л. В., Лебедев Н. А., Хлебников В. Н., Варнавская О. А., Меречина М. М., Рахматуллин З. Г.; заявл. 28.07.99; опубл. 10.07.00.
13. Патент на изобретение *RUS 2261887*. Состав для удаления асфальтосмолистых и парафиновых отложений / Габитов Г. Х., Волочков Н. С., Стрижнев В. А., Рахимов М. Н., Исламов М. К., Сафаров Д. О., Садьков Л. Ю., Хасанов Ф. Ф., Гумеров Р. Р., Ягафаров Ю. М., Исламов Т. Ф.; заявл. 18.05.2004; опубл. 10.10.05.
14. Патент на изобретение *RUS 2165953*. Состав для удаления асфальтосмолопарафиновых отложений / Рагулин В. В., Хасанов М. М., Смолянец Е. Ф., Даминов А. А., Шимкевич С. В., Мамлеева Л. А., Рагулина И. Р.; заявл. 28.12.99; опубл. 27.04.01.

15. Патент на изобретение RUS 2166563. Состав для удаления асфальтеносмолопарафиновых отложений / Лесничий В. Ф., Баженов В. П., Юрпалов И. А., Глущенко В. Н., Сухарев В. П., Кобяков Н. И., Шипигузов Л. М., Рахимкулов Р. С., Герин Ю. Г., Врублевский В. С.; – заявл. 02.12.99; опубл. 10.05.01.
16. Патент на изобретение RUS 2149982. Способ удаления асфальто-смолистых и парафинистых отложений / Давыдов В. П., Ягафаров Ю. Н., Филиппов Ю. П., Илюков В. А., Гарифуллин Ш. С., Клоков Н. А.; заявл. 21.07.98; опубл. 27.05.00.
17. Патент на изобретение RUS 2261886. Состав для удаления асфальтеносмолопарафиновых и бактериальных отложений / Галлямов И. М., Ежов М. Б., Вахитова А. Г., Тайгин Е. В., Рахматуллин В. Р.; заявл. 13.05.04; опубл. 10.10.05.
18. Miller D., Vollmer A., Feustel M., and Klug P. U. S. Patent 6063146, 2000.
19. Ikenaga N., Watanabe Y. and Hayashi S. Japanese Patent JP63023991, 1988.
20. Stout C. A. Canadian Patent CA1142114, 1983
21. Miller R. F. U. S. Patent 4425223, 1984.
22. Tapavicza S. V., Zoellner W., Herald C. P., Groffe J., and Rouet J.U.S. Patent 6344431, 2002.
23. Miller D., Vollmer A., Feustel M., and Klug P., U. S. Patent 6204420, 2001.
24. Ибрагимов Г. З., Сорокин В. А., Хисамутдинов Н. И. Химические реагенты для добычи нефти: справочник. – М.: Недра, 1986. – 240 с.
25. Ахметов А. Ф., Герасимова Е. В., Нуриязданова В. Ф. Лабораторная методика определения эффективности растворителей асфальто-смоло-парафиновых отложений (АСПО) // Башкирский химический журнал. – 2008. – Т. 15, № 2. – С. 161–163.

Сведения об авторах

Мельников Андрей Петрович, аспирант кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Самарский государственный технический университет, г. Самара, тел. 89276018000, e-mail: melnikovap@yandex.ru

Коновалов Виктор Викторович, к. х. н., доцент кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Самарский государственный технический университет, г. Самара, тел. 8(846)2790364, e-mail: konovalov-samgtu@ya.ru

Скляев Прокофий Витальевич, к. х. н., научный сотрудник кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Самарский государственный технический университет, г. Самара, тел. 8(846)2790364, e-mail: p.v.sklyuev@gmail.com

Дальке Александр Геннадьевич, директор по развитию бизнеса, ООО «Сервисная Компания ИНТРА», г. Самара, тел. 89277254123, e-mail: dalkeag@gmail.com

Information about the authors

Melnikov A. P., Postgraduate at the Department of Development and Exploitation of Oil and Gas Fields, Samara State Technical University, phone: 89276018000, e-mail: melnikovap@yandex.ru

Konovalev V. V., Candidate of Chemistry, Associate Professor at the Department of Development and Exploitation of Oil and Gas Fields, Samara State Technical University, phone: 8(846)2790364, e-mail: konovalov-samgtu@ya.ru

Sklyuev P. V., Candidate of Chemistry, Research Officer at the Department of Development and Exploitation of Oil and Gas Fields, Samara State Technical University, phone: 8(846)2790364, e-mail: p.v.sklyuev@gmail.com

Dalke A. G., Director of Business Development, LLC «INTRA Service Company», Samara, phone: 89277254123, e-mail: dalkeag@gmail.com