

УДК 622.276

АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫЕ ОТЛОЖЕНИЯ В ПРОЦЕССАХ ДОБЫЧИ, ТРАНСПОРТА И ХРАНЕНИЯ

Иванова Л.В.¹, Буров Е.А., Кошелев В.Н.²

Российский государственный университет нефти и газа им. И.М. Губкина
г. Москва, e-mail: ¹ivanovalv@gubkin.ru, ²koshelev@gubkin.ru

Аннотация. Рассматриваются современные взгляды на состояние проблемы асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) в нефтепромысловом оборудовании и возможные методы ее решения. Библиография охватывает публикации последних десяти лет и содержит 45 ссылок. В работе перечислены основные факторы, влияющие на формирование АСПО. Особое внимание уделено групповому химическому составу исходного сырья и взаимному влиянию отдельных высокомолекулярных компонентов нефти на структурообразование в нефтяной системе при низких температурах. Показано влияние структурно-группового состава нефти на механизм формирования, состав и свойства АСПО. Дан краткий перечень существующих методов предотвращения и удаления АСПО из нефтепромыслового оборудования. Более подробно рассмотрены химические методы, связанные с применением различных присадок, реагентов и удалителей. Дана краткая характеристика основных классов химических веществ, используемых при решении проблемы предотвращения и удаления АСПО. Показано, что для выбора наиболее эффективных с химической точки зрения путей предотвращения и удаления отложений органических веществ необходимо получение адекватного представления о составе, свойствах и строении исходной нефти и образующихся отложений.

Ключевые слова: асфальтосмолопарафиновые отложения, факторы, влияющие на образование АСПО, химический состав нефти, механизм образования АСПО, методы борьбы с АСПО

Развитие нефтяной промышленности России на современном этапе характеризуется снижением качества сырьевой базы. В общем балансе разрабатываемых месторождений преобладают месторождения, вступившие в позднюю стадию разработки и, как следствие, наблюдается значительное ухудшение их структуры, увеличение доли трудноизвлекаемых запасов нефти, обводнение пластов и продукции скважин.

Так, при добыче парафинистых нефтей серьезной проблемой, вызывающей осложнения в работе скважин, нефтепромыслового оборудования и трубопроводных коммуникаций, является образование асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО), формирование которых приводит к снижению производительности системы и эффективности работы насосных установок [1]. Образование эмульсий при выходе из скважины вместе с сопутствующей пластовой водой усиливает осадкообразование.

Как известно, борьба с АСПО в процессах добычи нефти ведется по двум направлениям: профилактика (или предотвращение) отложений; удаление уже сформировавшихся отложений.

Выбор оптимальных способов борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями и эффективность различных методов зависит от многих факторов, в частности, от способа добычи нефти, термобарического режима течения, состава и свойств добываемой продукции.

Несмотря на большое разнообразие методов борьбы с АСПО, проблема еще далека от разрешения и остается одной из важнейших в отечественной нефтедобывающей отрасли.

Факторы, влияющие на образование АСПО

На интенсивность образования АСПО в системе транспорта, сбора и подготовки нефти влияет ряд факторов, основными из которых являются [2, 3]:

- снижение давления в области забоя и связанное с этим нарушение гидродинамического равновесия газожидкостной системы;
- интенсивное газовыделение;
- уменьшение температуры в пласте и стволе скважины;
- изменение скорости движения газожидкостной смеси и отдельных её компонентов;
- состав углеводородов в каждой фазе смеси;
- соотношение объёмов фаз (нефть-вода).

В призабойной зоне пласта (ПЗП) перечисленные факторы меняются непрерывно от периферии к центральной области в скважине, а в самой скважине – от забоя до устья, поэтому количество и характер отложений не являются постоянными.

Место выделения АСПО может находиться на различной глубине и зависит от режима работы скважины. Среди условий, способствующих образованию отложений, можно назвать снижение давления и температуры, а также разгазирование нефти. Известно, что растворяющая способность нефти по отношению к парафинам снижается с понижением температуры и дегазацией нефти. При этом преобладает температурный фактор [4]. Интенсивность теплоотдачи зависит от

разницы температур жидкости и окружающих пород на определённой глубине, а также теплопроводности кольцевого пространства между подъёмными трубами и эксплуатационной колонной [5].

Практика добычи нефти на промыслах показывает, что основными участками накопления АСПО являются скважинные насосы, подъёмные колонны в скважинах, выкидные линии от скважин, резервуары промысловых сборных пунктов [6]. Наиболее интенсивно АСПО откладываются на внутренней поверхности подъёмных труб скважин. В выкидных линиях их образование усиливается в зимнее время, когда температура воздуха становится значительно ниже температуры газонефтяного потока [1].

С ростом скорости движения нефти интенсивность отложений вначале возрастает, что объясняют увеличением турбулизации потока и, следовательно, увеличением частоты образования и отрыва пузырьков от поверхности трубы, флотирующих взвешенные частицы парафина и асфальтосмолистых веществ [7]. Кроме того, движущийся поток срывает часть отложений со стенок труб, чем и можно объяснить резкое снижение отложений в интервале 0-50 м от устья, а также, имея большие скорости течения, он оказывается более стойким к охлаждению, что тоже замедляет процесс образования АСПО.

Шероховатость стенок и наличие в системе твердых примесей способствуют также выделению из нефти парафина в твердую фазу [7].

Кроме указанных основных факторов на интенсивность парафинизации трубопроводов при транспортировании обводненной продукции скважин могут оказывать влияние обводненность продукции [8] и величина рН пластовых вод [4]. Причем влияние этих факторов неоднозначно и может быть различным для разных месторождений.

Влияние химического состава нефти на процесс образования АСПО

АСПО, образовавшиеся в разных скважинах отличаются друг от друга по химическому составу в зависимости от группового углеводородного состава нефтей, добываемых на этих скважинах. Но при всём возможном разнообразии составов для всех отложений установлено, что содержание в них асфальтосмолистой и парафиновой компоненты будут обратными: чем больше в АСПО доля асфальто-

смолистых веществ, тем меньше будет содержаться парафинов, что в свою очередь определится их соотношением в нефти. Такая особенность обуславливается характером взаимного влияния парафинов, смол и асфальтенов, находящихся в нефти до момента их выделения в отложения [9].

Как показали экспериментальные и практические исследования, прежде чем парафин выделяется на поверхности скважинного оборудования, его кристаллы производят преобразование своих структур так, что, соединяясь между собой, организуют сплошную решётку подобно широкой ленте. В такой форме адгезионные свойства парафина усиливаются во много раз, и его способность «прилипнуть» к твёрдым поверхностям значительно интенсифицируется.

Однако если нефть содержит достаточно большое количество асфальтенов (4-5 % и выше), сказывается их депрессорное действие. Асфальтены могут сами выступать зародышевыми центрами. Парафиновые молекулы участвуют в сокристаллизации с алкильными цепочками асфальтенов образуя точечную структуру. То есть образование сплошной решётки не происходит. В результате такого процесса парафин перераспределяется между множеством мелких центров и выделение парафинов на поверхности существенно ослабляется.

Смолы, в силу своего строения, напротив, способствуют созданию условий для формирования ленточных агрегатов парафиновых кристаллов и их прилипанию к поверхности и своим присутствием препятствуют воздействию асфальтенов на парафин, нейтрализуя их. Как и асфальтены, смолы влияют на величину температуры насыщения парафином нефти, однако характер этого влияния противоположный: с ростом их массового содержания в нефти температура насыщения возрастает (если, например, присутствие смол увеличить с 12 до 32 %, то температура насыщения повысится от 22 °С до 43 °С) [10].

Температура насыщения нефти парафином находится в прямой зависимости от массовой концентрации смол и в обратной от концентрации асфальтенов. Следовательно, процесс парафинообразования зависит от соотношения асфальтовых (А) и смолистых (С) соединений в составе нефти. С увеличением параметра А/С температура насыщения будет снижаться – ассоциаты асфальтенов в нефти менее стабилизированы из-за недостатка стабилизирующих компонентов (смол), что и приводит к уменьшению температуры насыщения, процесс кристаллизации

парафинов таких нефтей подавляется ассоциатами, и отложение парафина не происходит; при небольших значениях A/C наоборот, температура насыщения возрастает – асфальтены не оказывают воздействия на парафинообразование, парафин свободно выделяется из нефти [4].

Механизм формирования АСПО

Под механизмом «парафинизации» понимается совокупность процессов, приводящих к накоплению твердой органической фазы на поверхности оборудования. При этом, образование отложений может происходить либо за счет сцепления с поверхностью уже готовых, образовавшихся в потоке частиц твердой фазы, либо за счет возникновения и роста кристаллов непосредственно на поверхности оборудования [11].

Вероятность закрепления частиц парафина на поверхности оборудования в условиях действующей скважины практически ничтожна – парафиновая частица может закрепиться на стенке оборудования, но при условии, что первоначально она застрянет на ней чисто механически [11].

При транспортировании нефти по трубопроводу протекают следующие процессы. Нефть поступает в трубопровод и контактирует с охлажденной металлической поверхностью. При этом возникает градиент температур, направленный перпендикулярно охлажденной поверхности к центру потока. За счет турбулизации потока температура нефти в объеме снижается. При этом параллельно протекают два процесса:

- выделение кристаллов n -алканов на холодной поверхности;
- кристаллизация n -алканов в объеме нефти.

Практически важным является не само по себе выделение парафинов, а отложение их на поверхности труб и оборудования по направлению теплопередачи [9]. Такие отложения формируются при соблюдении ряда условий: наличия в нефти высокомолекулярных углеводородов, в первую очередь метанового ряда; снижения температуры потока до значений, при которых происходит выпадение твердой фазы; наличия подложки с пониженной температурой, на которой кристаллизуются углеводороды и с которой они настолько прочно сцепляются, что

возможность срыва отложений потоком при заданном технологическом режиме практически исключается.

Исследованиями последних лет достоверно установлено, что прямой связи между содержанием парафина и интенсивностью его отложения нет [4]. Отсутствие такой связи обусловлено, прежде всего, существенным различием состава твердых углеводородов – «парафина», а именно, различием в соотношениях ароматических, нафтеновых и метановых соединений в высокомолекулярной части углеводородов, которое при стандартных методах исследования нефтей не определяется. Между тем, доказано, что именно различия в составе твердых углеводородов в основном и определяют особенности формирования парафиновых отложений. Чем выше содержание углеводородов с разветвленными структурами – ароматических, нафтеновых и изоалкановых, тем менее прочными оказываются парафиновые отложения, поскольку такого типа соединения обладают повышенной способностью удерживать кристаллическими образованиями жидкую массу. Углеводороды метанового ряда – особенно высокомолекулярные парафины, наоборот, легко выделяются из раствора с образованием плотных структур. Ясно, что рыхлые и полужидкие кристаллические отложения сравнительно легко могут быть удалены естественным потоком жидкости в процессе эксплуатации скважин, не вызывая никаких осложнений, и, наоборот, плотные и прочные отложения, сформированные в основном из n-алканов, создают серьезные осложнения, на ликвидацию которых затрачивается много средств и труда [11].

Состав и свойства АСПО

АСПО не является простой смесью асфальтенов, смол и парафинов, а представляют собой сложную структурированную систему с ярко выраженным ядром из асфальтенов и сорбционно-сольватным слоем из нефтяных смол (ССЕ). Асфальтосмолистые вещества (АСВ) представляют собой гетероциклические соединения сложного гибридного строения, в состав которых входят азот, сера, кислород и металлы (Fe, Mg, V, Ni, Ca, Ti, Mo, Cu, Cr и др.). До 98 % АСВ составляет ароматические и нафтеновые структуры [9, 12].

Каркас структуры молекул смол и асфальтенов образует углеводородный скелет, составляющий 70-90 % от общего веса молекул. В генетическом связанном

ряду углеводороды-смолы-асфальтены наблюдается постепенная тенденция обеднения водородом и обогащения углеродом; возрастает доля ароматических элементов структуры, и повышается степень их конденсированности; снижается доля атомов углерода в периферийной части; повышается удельный вес атомов в центральном ядре молекул – полиядерной структуре с сильным преобладанием ароматических колец. Смолы и асфальтены различаются также по содержанию азота и кислорода. В смолах в основном концентрируется кислород, а в асфальтенах азот.

В зависимости от природы нефти и содержания в ней твердых углеводородов, а также в зависимости от места отбора проб состав отложений включает [1, 13]: парафины – 9...77 %; смолы – 5...30 %; асфальтены – 0,5...70 %; связанную нефть до 60 %; механические примеси – 1...10 %; воду – от долей до нескольких процентов; серу – до 2 %.

В зависимости от содержания органических составляющих АСПО предложено подразделять на три класса [14]:

1. асфальтовый – $\Pi/(A+C) < 1$;
2. парафиновый – $\Pi/(A+C) > 1$;
3. смешанный – $\Pi/(A+C) \sim 1$, где Π , A и C - содержание (% масс.) парафинов, смол и асфальтенов, соответственно.

Обычно под термином «парафины» объединяют всю углеводородную часть отложений. Хотя в данной части и преобладают *n*-парафины (метановые углеводороды, или алканы с прямой цепью) [15], в меньшем количестве в ней содержатся нафтеновые (циклоалкановые) и ароматические углеводороды с длинными алкильными цепями [16, 17]. Структура парафиновых углеводородов микрокристаллическая, нафтены с длинными алкильными радикалами образуют макрокристаллическую структуру [18].

Смолы, входящие в состав АСПО, представлены прежде всего нейтральными смолами, выделенными с помощью силикагеля и хлороформа (четырёххлористым углеродом). Это полужидкие, иногда полутвердые темно-коричневого или черного цвета вещества. Относительная плотность смол от 0,99 до 1,08 г/см³. Молекулярная масса смол может достигать 1200 [19]. Они хорошо растворяются во всех нефтепродуктах и органических растворителях, за исключением этилового и

метилового спиртов. В среднем смолы содержат до 15-17 % кислорода, серы, азота. С повышением молекулярной массы смол содержание кислорода, серы и азота снижается. Основной структуры молекул смол является плоская конденсированная поликарбоциклическая сетка, состоящая преимущественно из бензольных колец. В этой структурной сетке могут содержаться нафтеновые и гетероциклические кольца (пяти и шестичленные). Периферийная часть конденсированной системы смол АСПО замещена на углеводородные радикалы (алифатические, циклические и смешанные). Природа и количество этих заместителей сильно зависит от свойств нефти. Заместители могут включать функциональные группы (-ОН, -SH, -NH₂, =СО и др.). При нагреве до 260-350 °С смолы начинают уплотняться и превращаются в асфальтены.

С повышением концентрации в растворе смолы, с одной стороны, замедляют рост кристаллов, а с другой, – способствуют деформации поверхности кристаллов и возникновению на них новых центров кристаллизации. Степень проявления той или иной тенденции определяется природой смол и обуславливает соответствующую форму и размер кристаллов твердых углеводов [20].

По современным представлениям асфальтены – это полициклические ароматические сильно конденсированные структуры с короткими алифатическими цепями в виде темно-бурых аморфных порошков. Плотность асфальтенов несколько больше единицы. В асфальтенах содержится (% масс.): 80...86 % углерода, 7...9 % водорода, до 9 % серы и кислорода, и до 1,5 % азота. Асфальтены не кристаллизуются и не могут быть разделены на индивидуальные компоненты или узкие фракции. При нагревании выше 300-400 °С они не плавятся, а разлагаются, образуя углерод и летучие продукты. Асфальтены являются наиболее тяжелыми и полярными компонентами нефти. Асфальтены очень склонны к ассоциации [21], их частицы полидисперсны и поэтому молекулярная масса в зависимости от метода определения может колебаться от 2000 до 4000 а.е.м. [19]. Асфальтены рассматриваются как продукты уплотнения смол. Частица асфальтенов представляет собой «мицеллу», ядро которой состоит из высокомолекулярных полициклических конденсированных соединений преимущественно ароматического характера, а адсорбционный слой образуют низкомолекулярные поверхностно-активные

соединения, включающий смолы и нафтеновые кислоты, которые вместе с алифатическими компонентами нефти, образуют сольватную оболочку мицеллы [22].

Методы борьбы с АСПО

Борьба с АСПО предусматривает проведение работ по двум направлениям. Во-первых, по предупреждению (замедлению) образования отложений. К таким мероприятиям относятся: применение гладких (защитных) покрытий; химические методы (смачивающие, модификаторы, депрессаторы, диспергаторы); физические методы (вибрационные, ультразвуковые, воздействие электрических и электромагнитных полей). Второе направление – удаление АСПО. Это тепловые методы (промывка горячей нефтью или водой в качестве теплоносителя, острый пар, электропечи, индукционные подогреватели, реагенты при взаимодействии с которыми протекают экзотермические реакции); механические методы (скребки, скребки-центраторы); химические (растворители и удалители) [2, 23].

Как показывает практика, наиболее эффективным является предупреждение отложения смолопарафиновых веществ, так как при этом достигается наиболее устойчивая и безаварийная работа нефтепромыслового оборудования, снижаются затраты на добычу и перекачку нефти.

Существует несколько наиболее известных и активно применяемых в нефтедобывающей промышленности методов борьбы с АСПО, но многообразие условий разработки месторождений и различие характеристик добываемой продукции часто требует индивидуального подхода и даже разработки новых технологий.

Химические методы борьбы с АСПО

Одним из перспективных и выгодных способов борьбы с запарафиниванием скважин и трубопроводов является химический метод, так как он имеет высокую эффективность, технология проведения работ несложна, эффект действия реагентов имеет пролонгированный характер [4].

Химические методы базируются на дозировании в добываемую продукцию химических соединений, уменьшающих, а иногда и полностью предотвращающих образование отложений [24]. В основе действия ингибиторов парафиноотложений

лежат адсорбционные процессы, происходящие на границе раздела фаз: нефть-поверхность металла трубы, нефть-дисперсная фаза.

В настоящее время ингибиторы АСПО условно разделяют на группы по предполагаемому механизму действия. В табл. 1 приведена современная классификация химических реагентов, предотвращающих отложения асфальто-смоло-парафиновых веществ [4].

Таблица 1. Классификация химических реагентов, предотвращающих отложения АСПО

Группа ингибитора	Основной компонент	Основной принцип действия
Смачиватели [25, 26]	Полиакриамид Кислые органические фосфаты Силикаты щелочных металлов Водные растворы синтетических полимерных ПАВ	адсорбируются на поверхности и образуют гидрофильную пленку, препятствующую адгезии гидрофобных кристаллов парафина к внутренней поверхности труб
Диспергаторы [25, 27, 28]	Соли металлов Соли высших СЖК Силикатно-сульфенольные растворы Сульфатированный щелочной лигнин	воздействуют на процесс кристаллизации твердых компонентов нефти на макромолекулярном уровне с образованием адсорбционного слоя из молекул реагента на мелких зародышевых кристаллах углеводородов, препятствуя их слипанию
Модификаторы [4, 10]	Атактический полипропилен (Mm=2000-3000) Низкомолекулярный полиизобутилен (Mm=2000-3000) Сополимеры этилена и сложных эфиров Тройной сополимер этилена с винилацетатом и винилпироллидоном	изменяют форму и поверхностную энергию кристаллов парафина, в результате этого снижается склонность кристаллов к взаимному объединению или присоединению к стенкам трубы.
Депрессоры [4, 29, 30, 31, 32]	Сополимеры этилена с винилацетатом (ВЭС) Полиметакрилаты (ПМА «Д») Парафлю Алкилфенолы	А) адсорбируются на кристаллах парафина, что затрудняет способность последних к агрегации и накоплению. Б) молекулы депрессора в углеводородной среде сцепляются своими полярными концами, образуя мицеллы.
Реагенты комплексного действия [33, 34]	Реагенты марки СНПХ, композиции присадок	Комплексное действие

Ингибирующие свойства проявляет весьма широкий набор соединений различной химической природы. Однако при всем их разнообразии можно выделить три общих признака. Во-первых, все они, даже присадки неполимерного типа, обладают довольно значительной молекулярной массой (в диапазоне 500-10000), которая в несколько раз больше молекулярной массы наиболее тяжелых n-алканов нефтепродуктов и нефтей, обуславливающих их низкотемпературные свойства. Во-вторых, макромолекула присадок, как правило, представляет собой сочетание полиметиленовой цепи с полярными группами. В-третьих, все вещества, даже неполимерного типа, полидисперсны по молекулярной массе и по составу. Иными словами, присадка не является индивидуальным веществом, а представляет собой смесь молекул различного состава и молекулярной массы [35].

В последнее время наметилась тенденция к разработке присадок комплексного действия, что достигается за счет создания композиции присадок с различным спектром действия. Использование химреагентов для предотвращения образования АСПО во многих случаях совмещается с:

- процессом разрушения устойчивых нефтяных эмульсий;
- защитой нефтепромыслового оборудования от коррозии;
- защитой от солеотложений;
- процессом формирования оптимальных структур газожидкостного потока.

Удалители и растворители АСПО

Несмотря на возросшее число отечественных и зарубежных публикаций по химическим методам депарафинизации нефтепромыслового оборудования и призабойных зон скважин, прогнозных рекомендаций по применению определенных составов для удаления того или иного типа АСПО и универсального удалителя нет. Это объясняется в основном, различием в составах АСПО по месторождениям, их изменением, как по пути движения нефти, так и в процессе разработки месторождений; отсутствием теоретических разработок по взаимодействию твердых углеводородов и реагентов.

В настоящее время поиск удалителей и растворителей АСПО, как правило, проводится опытным путем. Многие предложенные составы подбирают лишь с

учетом наличия сырья в нефтедобывающем регионе, причем выявляется общий эффект взаимодействия АСПО-удалитель, без определенного механизма его действия. Естественно, что такие составы нашли успешное применение лишь на отдельных месторождениях и не во всех технологических процессах удаления АСПО.

Анализ ассортимента удалителей и растворителей АСПО, который описан в отечественной и зарубежной литературе, показал, что все составы можно разделить на несколько классификационных групп [36]: индивидуальные органические растворители [37, 38]; растворители различных классов органических соединений природного характера [39, 40]; смесь одного или различных классов органических соединений производств нефтехимии и нефтепереработки [41]; органические смеси с добавками ПАВ [42-45]; удалители на водной основе и многокомпонентные смеси. Удалители последнего типа можно классифицировать как моющие смеси, так как их действие сводится в основном не к растворению составляющих АСПО, а к их диспергированию и отмыву. В состав моющих средств, как правило, входят различные оксиалкилированные продукты, щелочи, электролиты, спирты, кислоты и другие компоненты. Многие составы обладают рядом преимуществ перед удалителями органического характера. Они менее взрыво- и пожароопасны, более технологичны (при условии поставки их на промыслы в товарной форме), создают гидрофилизирующие пленки на твердых поверхностях [14].

Выводы

Проблема образования асфальтосмолопарафиновых отложений приобретает более серьезные масштабы в связи с переходом многих месторождений в позднюю стадию разработки. Приступая к ее решению надо руководствоваться общими подходами – прежде всего, выяснить причины данного явления.

Процесс образования АСПО определяется многими факторами, среди которых условия эксплуатации технологического оборудования при добыче, транспорте и хранении нефти (термобарические условия, динамические характеристики потока, обводненность продукции и др.), свойства самой нефти (физико-химические характеристики, групповой химический состав).

Особое значение в ряду факторов, определяющих склонность нефти к образованию АСПО, имеют высокомолекулярные компоненты нефти, а именно, их состав, строение, соотношение. Последнее определяет характер их взаимоотношений, поскольку при пониженных температурах нефть представляет собой дисперсную систему, в которой присутствуют структурные элементы, образованные высокомолекулярными компонентами. Воздействуя на характер взаимоотношений между парафинами, смолами и асфальтенами можно управлять структурообразованием в нефтяной системе.

Одним из приемов, позволяющих воздействовать на процесс структурообразования является введение в поток нефти присадок: депрессоров, модификаторов структуры, диспергаторов, ингибиторов парафиноотложений. Основными недостатками этих присадок являются их направленное действие на решение только одной проблемы (снижение температуры застывания, снижение вязкости) и часто высокая стоимость.

Тем не менее, известные к настоящему времени способы предотвращения образования АСПО в нефтяном оборудовании не позволяют полностью решить проблему и необходимость удаления отложений остается актуальной.

Для выбора наиболее эффективных с химической точки зрения путей удаления отложений органических веществ необходимо получение адекватного представления о составе, свойствах и строении этих отложений.

Литература

1. Персиянцев М.Н. Добыча нефти в осложненных условиях. М.: ООО "Недра-Бизнесцентр", 2000. 653 с.
2. Тронов В.П. Механизм образования смоло-парафиновых отложений и борьба с ними. М.: Недра, 1970. 192 с.
3. Каюмов М.Ш., Тронов В.П., Гуськов И.А., Липаев А.А. Учет особенностей образования асфальтосмолопарафиновых отложений на поздней стадии разработки нефтяных месторождений // Нефтяное хозяйство. 2006. №3. С. 48-49.
4. Горошко С.А. Влияние ингибиторов парафиноотложений на эффективность транспорта газового конденсата месторождения "Прибрежное". Авторефе-

рат диссертации на соискание учёной степени кандидата технических наук.: Краснодар, 2003.

5. Сорокин С.А., Хавкин С.А. Особенности физико-химического механизма образования АСПО в скважинах // Бурение и нефть. 2007. №10. С. 30-31.

6. Минеев Б.П., Болигатова О.В. Два вида парафина, выпадающего на подземном оборудовании скважин в процессе добычи нефти // Нефтепромысловое дело. 2004. №12. С. 41-43.

7. Сорокин А.В., Табакаева А.В. Влияние газосодержания нефти на формирование АСПО в подъемнике скважины // Бурение и нефть. 2009. №2. С. 25-26.

8. Небогина Н.А., Прозорова И.В., Юдина Н.В. Особенности формирования и осадкообразования водонефтяных эмульсий // Нефтепереработка и нефтехимия. 2008. №1. С. 21-23.

9. Шарифуллин А.В., Байбекова Л.Р., Сулейманов А.Т. Особенности состава и строения нефтяных отложений // Технологии нефти и газа. 2006. №6. С.19-24.

10. Баймухаметов М.К. Совершенствование технологий борьбы с АСПО в нефтепромысловых системах на месторождениях Башкортостана. Автореферат диссертации на соискание учёной степени к.т.н. Уфа, 2005.

11. Зевакин Н.И., Мухаметшин Р.З. Парафиноотложения в пластовых условиях горизонта Д1 Ромашкинского месторождения / Сборник научных трудов ТатНИИПИНефть. ВНИИОЭГ, 2008.

12. Шарифуллин А.В., Байбекова Л.Р., Хамидуллин Р.Ф. Состав и структура асфальтено-смоло-парафиновых отложений Татарстана // Технологии нефти и газа. 2006. №4. С. 34-41.

13. Сергиенко С.Р., Таимова Б.А., Таталаев Е.И. Высокомолекулярные неуглеводородные соединения нефти. М.: Наука, 1959. 412 с.

14. Ибрагимов Г.З., Сорокин В.А., Хисамутдинов Н.И. Химические реагенты для добычи нефти: Справочник. М.: Недра, 1986. 240 с.

15. Петрова Л.М., Форс Т.Р., Юсупова Т.Н., Мухаметшин Р.З., Романов Г.В. Влияние отложения в пласте твердых парафинов на фазовое состояние нефтей в процессе разработки месторождений // Нефтехимия. 2005. Т.45. №3. С. 189-195.

16. Агаев С.Г., Землянская Е.О., Гультияев С.В. Парафиновые отложения Верхнесалатского месторождения нефти Томской области // Нефтепереработка и нефтехимия. 2006. №3. С. 8-12.
17. Ибрагимов Н.Г. и др. Осложнения в нефтедобыче. Уфа, 2003. 302 с.
18. G.A. Mansoori. Paraffin/Wax and Waxy Crude Oil. The Role of Temperature on Heavy Organics Deposition from Petroleum Fluids. UIC/TRL Heavy Organics Deposition home page. URL: http://www.uic.edu/~mansoori/Wax.and.Waxy.Crude_html
19. Сергиенко С.Р. Высокомолекулярные соединения нефти. М.: Химия, 1964. 540 с.
20. Шарифуллин А.В., Байбекова Л.Р., Хамидуллин Р.Ф. Состав и структура асфальтено-смоло-парафиновых отложений Татарстана // Технологии нефти и газа. 2006. №4. С. 34-41.
21. Евдокимов И.Н., Лосев А.П. Особенности анализа ассоциативных углеводородных сред. Применимость рефрактометрических методов // Химия и технология топлив и масел. 2007. № 2. С. 38-41.
22. Шарифуллин А.В., Байбекова Л.Р., Сулейманов А.Т., Хамидуллин Р.Ф., Шарифуллин В.Н. Особенности состава и строения нефтяных отложений // Технологии нефти и газа. 2006. №6. С. 19-24.
23. Хохлов Н.Г., Вагапов Р.Р., Шагитов З.М., Мустафин А.С.. Удаление асфальто-смолистых веществ и парафина из нефтепроводов НГДУ «Южарлан-нефть» // Нефтяное хозяйство. 2006. №1. С. 110-111.
24. Глущенко В.Н., Юрпалов И.А., Шипигузов Л.М. Оценка эффективности ингибиторов асфальтосмолопарафиновых отложений // Нефтяное хозяйство. №5. 2007. С. 84-87.
25. Юрпалов И.А., Драчева Г.Ю., Глущенко В.Н. Практика применения метода холодного контакта для подбора ингибиторов асфальтосмолопарафиновых отложений из нефти / Сб. Проблемы и перспективы развития химической промышленности на Западном Урале / Тр. Ин-та ПГТУ. Т.1, 2005. С. 258-262.
26. Хайрулина Э.Р. Опыт и перспективы ингибиторной защиты нефтепромыслового оборудования // Нефтепромысловое дело. № 5. 2004. С. 23-26.
27. Уэнг С.Л., Фламберг А., Кикабхан Т. Выбор оптимальной дисперсионной присадки // Нефтегазовые технологии. 1999. №2. С. 90-92.

28. Баландин Л.Н., Титов В.Н., Елашева О.М., Бадыштова К.М., Клямкин А.А. Испытания реагента «Primene81-R» в скважинах и трубопроводе в НГДУ «Жигулевскнефть» // Нефтяное хозяйство. 2000. №5. С. 47-78.

29. Кондрашева Н.К., Кондрашев Д.О., Попова С.В., Станкевич К.Е., Хасан Аль-Резк С.Д., Валид Насиф. Улучшение низкотемпературных свойств судовых топлив с помощью сополимерных депрессорных присадок // Электронный научный журнал "Нефтегазовое дело", 2007.

URL: http://www.ogbus.ru/authors/Kondrasheva/Kondrasheva_3.pdf . 19 с.

30. Кондрашева Н.К., Кондрашев Д.О., Валид Насиф, Хасан Аль-Резк С.Д., Попова С.В. Низкотемпературные свойства смесевых дизельных топлив с депрессорными присадками // Электронный научный журнал "Нефтегазовое дело", 2007.

URL: http://www.ogbus.ru/authors/Kondrasheva/Kondrasheva_1.pdf . 7 с.

31. Копытов М.А., Бондалетов В.Г., Прозорова И.В. Депрессорная присадка на основе темных нефтеполимерных смол / Материалы VI Международной конференции «Химия нефти и газа». 5-9 сент. 2006, г. Томск, С. 238-240.

32. Андреева Л.Н., Березовская М.В., Унгер Ф.Г. Нефтяные вещества с переменными спиновыми свойствами как депрессорные присадки // Химия и технология топлив и масел. 2005. №2. С. 38-39.

33. Насыбуллина А.Ш., Булыгина Т.В., Гущина Я.С., Рахматуллина Г.М., Хлебников В.Н. Реагенты марки СНПХ для решения проблем добычи и транспорта парафинистых нефтей / Материалы VI Международной конференции «Химия нефти и газа». 5-9 сент. 2006. Томск, С. 271-272.

34. Агаев С.Г., Гребнев А.Н., Землянский Е.О. Ингибиторы парафиноотложений бинарного действия // Нефтепромысловое дело. 2008. №9. С. 46-52.

35. Тертерян Р.А. Депрессорные присадки к нефтям, топливам и маслам. М.: Химия, 1990. 237 с.

36. Марьин В.И., Акчурин 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.

37. Строганов В.М., Турукалов М.Б., Ясьян Ю.П. Некоторые аспекты удаления асфальтено-смоло-парафиновых отложений с применением углеводородных растворителей // Нефтепереработка и нефтехимия. 2006. №12. С. 25-28.

38. Строганов В.М., Турукалов М.Б. Экспресс-методика подбора эффективных растворителей асфальтено-смоло-парафиновых отложений // OilGas. 2007. №8 С. 44-48.
39. Гороп О.В. Оценка термобарических показателей депарафинизации горячей нефтью подземного оборудования скважин // Нефтепромысловое дело. 2006. №8. С. 46-49.
40. Ахсанов Р.Р., Шарифуллин Ф.М., Карамышев Б.Г., Тухбатуллин Р.Г., Харланов Г.П., Куртаков О.М. Влияние легких углеводородов и их композиций на растворимость парафиновых отложений // Нефтепромысловое дело. 1994. №7-8. С. 12-16.
41. 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.
42. Шарифуллин А.В. Механизм удаления нефтяных отложений с применением композиционных составов // Технологии нефти и газа. 2007. №4. С. 45-50.
43. Мухаметова Э.М., Мусавирова Г.А. Изучение воздействия комплексных реагентов, содержащих ПАВ, на асфальтосмолистые и парафинистые отложения // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. 2007. №8. С. 14-17.
44. Нагимов Н.М., Ишкаев Р.К., Шарифуллин А.В., Козин В.Г. Новый ряд углеводородных композитов для удаления АСПО // Нефтепромысловое дело. 2001. №9. С. 25-29.
45. Лебедев Н.А., Юдина Т.В., Сафаров Р.Р., Варнавская О.А., Хлебников В.Н., Дияров И.Н. Разработка реагента комплексного действия на основе фенолформальдегидных смол // Нефтепромысловое дело. 2002. №4. С. 34-38.

Asphaltene-resin-paraffin deposits in the processes of oil production, transportation and storage

L.V. Ivanova¹, E.A. Burov, V.N. Koshelev²

Gubkin Russian State University of Oil and Gas
Moscow, Russia, e-mail: ¹ivanovalv@gubkin.ru, ²koshelev@gubkin.ru

Abstract. Under consideration is the current perspective of the problem of formation of deposits of asphalt, resin and paraffin deposits (ARPD) in oil field equipment and the possible ways of its solution. Bibliography covers the publications of last ten years and contains 45 references. The main factors of the ARPD formation are listed in this work. Special focus is given to the group chemical composition of the crude and mutual influence of separate high-molecular crude oil components on the structurization in the oil system at low temperatures. Influence of the oil structural-group composition on the formation mechanism, structure and properties of ARPD is shown. The short list of existing methods of prevention and removal of APRD from the oil-field equipment is given. The chemical methods concerning with application of various additives, reagents and removers are considered in more detail. The short characteristic of the basic classes of the chemical substances used at a solution of a problem of prevention of APRD formation and removal is presented. It is shown that for a choice of the most effective from the chemical point of view of ways of prevention and removal of deposits of organic substances it is necessary to obtain adequate understanding of composition, properties and a structure of initial oil and formed deposits.

Keywords: deposits of asphalt, resin and paraffin, factors of formation of deposits of asphalt, resin and paraffin, chemical composition of oil, mechanism of formation of deposits, the choice of control mode of asphalt, resin and paraffin deposits.

References

1. Persiyantsev M.N. Dobycha nefi v oslozhnennykh usloviyakh (Oil production under complicated conditions). Moscow: Nedra-Biznestsentr, 2000. 653 p.
2. Tronov V.P. Mekhanizm obrazovaniya smolo-parafinovykh otlozhenii i bor'ba s nimi (Mechanism of formation of resin-wax deposits and their prevention). Moscow: Nedra, 1970. 192 p.
3. Kayumov M.Sh., Tronov V.P., Gus'kov I.A., Lipaev A.A. Uchet osobennosti obrazovaniya asfal'tosmoloparafinovykh otlozhenii na pozdnei stadii razrabotki neftyanykh mestorozhdenii (Account of the features of formation asphaltene deposits in the late stage of development of oil fields). *Neftyanoe khozyaistvo*, 2006, Issue 3. pp. 48-49.
4. Goroshko S.A. Vliyanie inhibitorov parafinootlozhenii na effektivnost' transporta gazovogo kondensata mestorozhdeniya "Pribrezhnoe" (Effect of inhibitors of

wax on the efficiency gas transport at "Pribrezhnoe" field). Ph.D. thesis. Russia, Krasnodar, 2003.

5. Sorokin S.A., Khavkin S.A. Osobennosti fiziko-khimicheskogo mekhanizma obrazovaniya ASPO v skvazhinakh (Features of physical and chemical mechanism of production asphalted, resinous and of paraffin formations in the wells). *Burenie i nef't'*, 2007, Issue 10. pp. 30-31.

6. Mineev B.P., Boligatova O.V. Dva vida parafina, vpadayushchego na podzemnom oborudovanii skvazhin v protsesse dobychi nef'ti (Two types of paraffin, the drop-down on the downhole equipment in oil production). *Neftepromyslovoe delo*, 2004, Issue 12. pp. 41-43.

7. Sorokin A.V., Tabakaeva A.V. Vliyanie gazosoderzhaniya nef'ti na formirovanie ASPO v pod"emnike skvazhiny (Influence of the gas content in petroleum on ARDO formation in the well lift). *Burenie i nef't'*, 2009., Issue 2. pp. 25-26.

8. Nebogina N.A., Prozorova I.V., Yudina N.V. Osobennosti formirovaniya i osadkoobrazovaniya vodonef'tyanykh emul'sii (Features of the formation and precipitation of water-oil emulsions). *Neftepererabotka i nef'tekhimiya*, 2008. Issue 1. pp. 21-23.

9. Sharifullin A.V., Baibekova L.R., Suleimanov A.T. Osobennosti sostava i stroeniya nef'tyanykh otlozhenii (Features of the structure and composition of oil deposits). *Tekhnologii nef'ti i gaza*, 2006, Issue 6, pp. 19-24.

10. Baimukhametov M.K. Sovershenstvovanie tekhnologii bor'by s ASPO v neftepromyslovykh sistemakh na mestorozhdeniyakh Bashkortostana (Improved technologies to combat the asphalt, resin, and paraffin deposits in oilfield systems in the fields of Bashkortostan). Ph.D. Thesis. Russia, Ufa, 2005.

11. Zevakin N.I., Mukhametshin R.Z. Parafinootlozheniya v plastovykh usloviyakh gorizonta D1 Romashkinskogo mestorozhdeniya: Sbornik nauchnykh trudov TatNIiPINEft' (Paraffin deposits in formation conditions of horizon D1 Romashkinskoye field : Proceedings of TatNIiPINEft). VNIIOEG, 2008.

12. Sharifullin A.V., Baibekova L.R., Khamidullin R.F. Sostav i struktura asfal'teno-smolo-parafinovykh otlozhenii Tatarstana (Composition and structure of asphalt-resin-paraffin deposits of Tatarstan) *Tekhnologii nef'ti i gaza*, 2006, Issue 4. pp. 34-41.

13. Sergienko S.R., Taimova B.A., Tatalaev E.I. Vysokomolekulyarnye neuglevodorodnye soedineniya nefiti (High-molecular non-hydrocarbon compounds of oil). Moscow: Nauka, 1959. 412 p.
14. Ibragimov G.Z., Sorokin V.A., Khisamutdinov N.I. Khimicheskie reagenty dlya dobychi nefiti: Spravochnik (Chemical reagents in petroleum production: Handbook). Moscow: Nedra, 1986. 240 p.
15. Petrova L.M., Fors T.R., Yusupova T.N., Mukhametshin R.Z., Romanov G.V. Effect of Deposition of Solid Paraffins in a Reservoir on the Phase State of Crude Oils in the Development of Oil Fields. *Petroleum Chemistry*, 2005, Vol .45. Issue 3, pp. 189-195.
16. Agaev S.G., Zemlyanskaya E.O., Gul'tyaev S.V. Parafinovyie otlozheniya Verkhnesalatskogo mestorozhdeniya nefiti Tomskoi oblasti (Paraffin depositions of Verkhnesalatskoe oilfield of Tomsk region). *Neftepererabotka i neftekhimiya*, 2006, Issue 3, pp. 8-12.
17. Ibragimov N.G. i dr. Oslozhneniya v neftedobyche (Petroleum production problems). Ufa, 2003. 302 p.
18. G.A. Mansoori. Paraffin/Wax and Waxy Crude Oil. The Role of Temperature on Heavy Organics Deposition from Petroleum Fluids. UIC/TRL Heavy Organics Deposition home page. URL: http://www.uic.edu/~mansoori/Wax.and.Waxy.Crude_html
19. Sergienko S.R. Vysokomolekulyarnye neuglevodorodnye soedineniya nefiti (High molecular compounds in petroleum). Moscow: Khimiya, 1964. 540 p.
20. Sharifullin A.V., Baibekova L.R., Khamidullin R.F. Sostav i struktura asfal'teno-smolo-parafinovykh otlozhenii Tatarstana (Composition and structure of asphalt-resin-paraffin deposits of Tatarstan). *Tekhnologii nefiti i gaza*, 2006, Issue 4. pp. 34-41.
21. Evdokimov I.N., Losev A.P. Features of analysis of associative hydrocarbon media. Applicability of refractometric methods. *Chemistry and Technology of Fuels and Oils*. 2007, Vol. 43., Issue 2, pp. 38-41.
22. Sharifullin A.V., Baibekova L.R., Suleimanov A.T., Khamidullin R.F., Sharifullin V.N. Osobennosti sostava i stroeniya neftyanykh otlozhenii (Features of the structure and composition of oil deposits). *Tekhnologii nefiti i gaza*, 2006, Issue 6. pp. 19-24.

23. Khokhlov N.G., Vagapov R.R., Shagitov Z.M., Mustafin A.S.. Udalenie asfal'to-smolistykh veshchestv i parafina iz nefteprovodov NGDU «Yuzharlanneft'» // (Removal of asphalt-resin and wax from the oil pipelines of Yuzharlanneft NGDU). *Neftyanoe khozyaistvo*, 200, Issue 1. pp. 110-111.

24. Glushchenko V.N., Yurpalov I.A., Shipiguzov L.M. Otsenka effektivnosti ingibitorov asfal'tosmoloparafinykh otlozhenii (Evaluating the effectiveness of inhibitors of asphalt, resin and paraffin deposits). *Neftyanoe khozyaistvo*, Issue 5, 2007, pp. 84-87.

25. Yurpalov I.A., Dracheva G.Yu., Glushchenko V.N. Praktika primeneniya metoda kholodnogo kontakta dlya podbora ingibitorov asfal'tenosmoloparafinykh otlozhenii iz nefti: Sb. Problemy i perspektivy razvitiya khimicheskoi promyshlennosti na Zapadnom Urale / Tr. In-ta PGTU (*The practice of applying the method of cold contact for the selection of inhibitors asphalt, resin, and paraffin deposits form oil: in Problems and Prospects of Chemical Industry in the Western Urals / Proceedings of PGTU*). Vol .1, 2005. pp. 258-262.

26. Khairulina E.R. Opyt i perspektivy ingibitornoj zashchity neftepromyslovogo oborudovaniya (Experience and perspectives of inhibitor protection of oilfield equipment). *Neftepromyslovoe delo*, Issue 5, 2004, pp. 23-26.

27. Ueng S.L., Flamberg A., Kikabkhan T. Vybor optimal'noi dispersionnoi prisadki (Selection of optimal dispersion additive). *Neftegazovye tekhnologii*, 1999, Issue 2, pp. 90-92.

28. Balandin L.N., Titov V.N., Elashva O.M., Badyshtova K.M., Klyamkin A.A. Ispytaniya reagenta «Primene81-R» v skvazhinakh i truboprovode v NGDU «Zhigulevskneft'» (Test reagent «Primene81-R» in the wells and pipelines in Zhigulevskneft NGDU). *Neftyanoe khozyaistvo*, 2000, Issue 5, pp. 47-78.

29. Kondrasheva N.K., Kondrashev D.O., Popova S.V., Stankevich K.E., Khasan Al'-Rezk S.D., Valid Nasif. Uluchshenie nizkotemperaturnykh svoystv sudovykh topliv s pomoshch'yu sopolimerovnykh depressornykh prisadok (Improving low temperature properties of marine fuels with copolymer depressant additives). *Electronic scientific journal "Oil and Gas Business"*, 2007. 19 p.

URL: http://www.ogbus.ru/authors/Kondrasheva/Kondrasheva_3.pdf .

30. Kondrasheva N.K., Kondrashev D.O., Valid Nasif, Khasan Al'-Rezk S.D., Popova S.V. Nizkotemperaturnye svoystva smesevykh dizel'nykh topliv s depres-

sornymi prisadkami (Low temperature properties of diesel fuels blended with depressant additives). *Electronic scientific journal "Oil and Gas Business"*, 2007. 7 p. URL: http://www.ogbus.ru/authors/Kondrasheva/Kondrasheva_1.pdf.

31. Kopytov M.A., Bondaletov V.G., Prozorova I.V. Depressornaya prisadka na osnove temnykh neftepolimernykh smol / *Materialy VI Mezhdunarodnoi konferentsii «Khimiya nefti i gaza»* (Depressor additive based on dark polymeric petroleum resin: Proceedings of VI International conference «Oil & Gas Chemistry»). 5-9 Sept 2006, Tomsk, pp. 238-241.

32. Andreeva L.N., Berezovskaya M.V., Unger F.G. Neftyanye veshchestva s peremennymi spinovymi svoystvami kak depressornye prisadki (Petroleum substances with variable spin properties as the depressor additives). *Khimiya i tekhnologiya topliv i masel*, 2005, Issue 2. pp. 38-39.

33. Nasybullina A.Sh., Bulygina T.V., Gushchina Ya.S., Rakhmatullina G.M., Khlebnikov V.N. Reagenty marki SNPKh dlya resheniya problem dobychi i transporta parafinistykh neftei / *Materialy VI Mezhdunarodnoi konferentsii «Khimiya nefti i gaza»* (SNPH reagents to solve the problems of production and transport of waxy crude-oils : Proceedings of VI International conference «Oil & Gas Chemistry»). 5-9 Sept 2006, Tomsk, pp. 271-272.

34. Agaev S.G., Grebnev A.N., Zemlyanskii E.O. Ingibitory parafinootlozhenii binarnogo deistviya (Binary type inhibitors of paraffin deposition). *Neftepromyslovoe delo*, 2008, №9. pp. 46-52.

35. Terteryan R.A. Depressornye prisadki k neftyam, toplivam i maslam (Depressor additives for petroleum, fuels and oils). Moscow: Khimiya, 1990. 237 p.

36. Mar'in V.I., Akchurin V.A., Demakhin A.G. Khimicheskie metody udaleniya i predotvrashcheniya obrazovaniya ASPO pri dobyche nefti: analiticheskii obzor. (Chemical methods for removing and preventing the formation of asphalt, resin, and paraffin deposits in oil production: an analytical review). Saratov: «Kolledzh», 2001. 156 p.

37. Stroganov V.M., Turukalov M.B., Yas'yan Yu.P. Nekotorye aspekty udaleniya asfal'teno-smolo-parafinovykh otlozhenii s primeneniem uglevodorodnykh rastvoritelei (Some aspects of the removal of asphalt-resin-paraffin deposits with the use of hydrocarbon solvents). *Neftepererabotka i neftekhimiya*, 2006, Issue 12, pp. 25-28.

38. Stroganov V.M., Turukalov M.B. Ekspress-metodika podbora effektivnykh rastvoritelei asfal'teno-smolo-parafinovykh otlozhenii (Express-method of selection of effective solvents asphaltene-resin-paraffin deposits). *OilGas*, 2007, Issue 8, pp. 44-48.

39. Torop O.V. Otsenka termobaricheskikh pokazatelei deparafinizatsii goryachei neft'yu podzemnogo oborudovaniya skvazhin (Evaluation of temperature and pressure indicators of dewaxing downhole equipment with hot oil). *Neftepromyslovoe delo*, 2006, Issue 8, pp. 46-49.

40. Akhsanov R.R., Sharifullin F.M., Karamyshev B.G., Tukhbatullin R.G., Kharlanov G.P., Kurtakov O.M. Vliyanie legkikh uglevodorodov i ikh kompozitsii na rastvorimost' parafinovykh otlozhenii (Effect of light hydrocarbons and their compositions on the solubility of paraffin deposition). *Neftepromyslovoe delo*, 1994. Issue 7-8, pp. 12-16.

41. Ragulin V.V., Smolyanets E.F., Mikhailov A.G., Latypov O.A., Ragulina I.R. Issledovanie svoistv asfal'tosmoloparafinovykh otlozhenii i razrabotka meropriyatii po ikh udalenyu iz neftepromyslovykh kollektorov (Studying the properties of asphalt-resin and paraffin depositions and development of procedures to remove them from the oilfield gathering lines). *Neftepromyslovoe delo*, 2001, Issue 5, pp. 33-36.

42. Sharifullin A.V. Mekhanizm udaleniya neftyanykh otlozhenii s primeneniem kompozitsionnykh sostavov (The mechanism of removal of oil deposits with the use of composite formulations). *Tekhnologii nefti i gaza*, 2007, Issue 4, pp. 45-50.

43. Mukhametova E.M., Musavirova G.A. Izuchenie vozdeistviya kompleksnykh reagentov, sodержashchikh PAV, na asfal'tosmolistyie i parafinistyie otlozheniya (Studying the impact of complex reagents containing surfactants, on the asphalt-resin and paraffin deposition). *Zashchita okruzhayushchei sredy v neftegazovom komplekse*, 2007, Issue 8, pp. 14-17.

44. Nagimov N.M., Ishkaev R.K., Sharifullin A.V., Kozin V.G. Novyi ryad uglevodorodnykh kompozitov dlya udaleniya ASPO (A new series of hydrocarbon composites to remove asphalt, resin, and paraffin deposits). *Neftepromyslovoe delo*, 2001, Issue 9, pp. 25-29.

45. Lebedev N.A., Yudina T.V., Safarov R.R., Varnavskaya O.A., Khlebnikov V.N., Diyarov I.N. Razrabotka reagenta kompleksnogo deistviya na osnove fenolformal'degidnykh smol (The development of the complex reagent based on phenol-formaldehyde resin). *Neftepromyslovoe delo*, 2002, Issue 4, pp. 34-38.