

УДК 622.276

КОМПЛЕКСНАЯ МЕТОДИКА ПОДБОРА РЕАГЕНТОВ ДЛЯ УДАЛЕНИЯ АСФАЛЬТЕНОСМОЛОПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ В МЕХАНИЗИРОВАННЫХ НЕФТЕДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИНАХ

Сюзев Андрей Викторович¹,
sphinxand@gmail.com

Лекомцев Александр Викторович¹,
alex.lekomtsev@mail.ru

Мартюшев Дмитрий Александрович¹,
martyushevdm@inbox.ru

¹ Пермский национальный исследовательский политехнический университет,
Россия, 614990, г. Пермь, пр. Комсомольский, 29.

Актуальность работы обусловлена тем, что более 70 % процентов ремонтов скважин на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» проводят по причине асфальтеносмолопарафиновых отложений. В настоящее время в условиях многообразия составов и свойств скважинной продукции не существует строго определенных технологий для полного удаления асфальтеносмолопарафиновых отложений со стенок внутрискважинного оборудования. Комплексный подбор реагентов и разработка технологий для очистки глубоко-насосного оборудования от асфальтеносмолопарафиновых отложений являются приоритетными задачами для месторождений ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ», позволяющими снизить временные и экономические затраты.

Цель работы: разработка комплексного метода подбора технологии удаления асфальтеносмолопарафиновых отложений в механизированных нефтедобывающих скважинах.

Методы исследования. Работа выполнена в соответствии со стандартными и разработанными методиками проведения экспериментальных исследований растворяющей и диспергирующей способности реагентов по отношению к асфальтеносмолопарафиновым отложениям (исследование процессов удаления асфальтеносмолопарафиновых отложений с поверхностей, имитирующих внутрискважинное оборудование, исследование процессов адсорбции и десорбции частиц асфальтеносмолопарафиновых отложений на внутрискважинном оборудовании).

Результаты. Определены основные методики подбора технологии борьбы с асфальтеносмолопарафиновыми отложениями на скважинах. Приведены вещества, которые повышают отмывающую способность и эффективность состава для удаления АСПО. Разработана блок-схема последовательности действий подбора реагента для борьбы с асфальтеносмолопарафиновыми отложениями, использование которой повысит эффективность операций по очистке внутрискважинного оборудования. Представлена классификация успешности операций, исходя из которой получены максимальные межочистные периоды в зависимости от межремонтного периода для различных по дебиту механизированных скважин. Использование разработанной методики позволит рассчитать максимальную продолжительность работы скважины с высокой точностью, предотвратить отказ, остановку и внеплановые ремонты.

Ключевые слова:

Асфальтеносмолопарафиновые отложения, межремонтный период, нефтедобывающие скважины, блок-схема подбора реагента, интенсивность отложений парафина.

Введение

В нефтяной промышленности актуальным вопросом является борьба с отложениями асфальтосмолопарафиновых веществ (АСПО). На месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» более 3000 скважин осложнены АСПО. В 76 % случаях ремонты скважин проводят именно по этой причине.

В настоящее время в условиях многообразия составов и свойств скважинной продукции не существует строго определенных технологий для полного удаления АСПО со стенок внутрискважинного оборудования. Наиболее распространенным методом являются промывки скважин для удаления отложений, которые включают промывки горячей нефтью (ГН), горячей водой с ПАВ (ГВ+ПАВ) или углеводородными растворителями (УВР) [1–6].

Наибольший технологический эффект от операций по удалению отложений наблюдается при комбинированном использовании тепловых и хи-

мических методов, однако такая операция может быть экономически нецелесообразна. Ввиду этого возникает острая необходимость в поиске способа подбора технологии удаления АСПО с учетом экономического и технологического эффекта от мероприятия.

Оценка технологической эффективности промывки скважин осуществляется по нескольким критериям:

1. Восстановление дебита после промывки.
2. Ликвидация отставания полированного штока.
3. Снижение давления во время закачки.
4. Восстановление «рабочей» динамограммы.
5. Восстановление проходимости скребка в насосно-компрессорных трубах (НКТ).
6. Снижение нагрузки на электроцентробежный насос (ЭЦН).

Основным критерием для оценки является результат контрольного замера дебита скважины после проведения обработки. Не всегда такие показате-

тели, как восстановление «рабочей» динамограммы или отсутствие отставания полированного штока, указывают на ликвидацию проблемы с АСПО. Проблема, связанная с удалением АСПО в скважине, заключается не только в удалении органических веществ с поверхности трубопровода и глубинно-насосного оборудования (ГНО), но и в сложности выноса отмытых частиц из ствола скважины и предотвращения их выпадения из объема продукции в системе сбора и транспорта нефтепродукта. Для решения проблемы перед применением химических реагентов на скважине необходимо оценивать растворяющую и диспергирующую способность агента, значение удельного насыщения парафином растворителя и скорость выноса отмытых частиц из скважины. Известны случаи, когда после промывки скважины горячей нефтью через некоторый период времени (от нескольких часов до нескольких суток) происходило оседание частиц АСПО на насосном оборудовании, что приводило к выходу его из строя [7–11].

Проведение наиболее эффективной технологии промывки позволит избежать негативных последствий. Для заданных условий в настоящее время на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» применяются промывки двух видов: статическая и динамическая, описание которых приведено в табл. 1.

При выполнении лабораторных испытаний необходимо определять скорость седиментации отмытых частиц АСПО. При высоких скоростях требуется растворитель с высокой растворяющей и диспергирующей способностью в сочетании с динамическим способом промывки. При средней скорости седиментации рекомендуется растворитель с высокой растворяющей и диспергирующей способностью, но промывка может производиться как динамическим, так и статическим способом. При малой скорости седиментации или ее отсутствии (полное растворение либо диспергация кристаллов в объеме растворителя) разрешается применять статические методы, которые в целом более выгодны, чем динамические за счет уменьшения количества реагента.

Совместимость реагента с пластовыми водами является важным параметром в подборе агента для очистки скважины от АСПО. При несоблюдении правила «подобное растворяется в подобном» возможно выпадение осадка. При малом массовом количестве образовавшегося осадка он не влияет на работу внутрискважинного оборудования, но в больших массовых объемах может привести к аварии и последующему ремонту скважины. В худшем случае может произойти кольматация призабойной зоны пласта (ПЗП), ликвидация осложнения потребует больших материально-технических затрат.

Важно следить за коррозионной активностью реагента, для этого требуется добавлять в агрессивные составы антикоррозийную присадку, а также не допускать заражения скважины сульфатредуцирующей бактерией. Для того чтобы избежать

этого рекомендуется при использовании пресных вод применять бактерицид.

Таблица 1. Виды промывок

Table 1. Flushing-out of well

Вид промывки Flushing-out of well	Описание Description
Статическая Static	Закачка растворителя в межтрубное пространство с продавкой либо без продавки через прием насоса нефтью или водой Solvent injection into the annular space with or without selling through reception of the pump by oil or water
	Нагнетание растворителя в трубное пространство НКТ со срывом насоса или с использованием специального клапана устройства выше подвески насоса Solvent injection into tubing space of tubing with pump disruption or using a special device valve above the pump bracket
	Промывка растворителя через НКТ после подъема насоса и штанг при проведении подземного ремонта скважин (ПРС) Washing the solvent through the tubing after lifting the pump and rods during underground well workover
Динамическая Dynamic	Закачка растворителя в затрубное пространство с последующей циркуляцией по схеме «затрубное пространство – НКТ – устье скважины – затрубное пространство» Solvent injection into the annular space followed by circulation according to the chain «annulus – tubing – wellhead – annulus»

С учетом анализа приведенных аспектов качественного подбора растворителя сформулирован алгоритм подбора реагента для очистки поверхности оборудования от АСПВ на основе опыта эксплуатации осложненных скважин.

На данный момент обработка скважины УВР в несколько раз дороже, чем промывка горячей нефтью либо горячим водным раствором ПАВ. Поэтому первоначально необходимо определить параметры и эффективность, влияющие на возможность применения тепловых промывок.

- температуростойкость ГНО;
- наличие примесей в АСПО;
- температура плавления АСПО;
- диспергирующая способность агента.

В случае, когда горячие промывки уже были проведены на скважине, необходимо учитывать опыт как определяющий параметр для выбора реагента.

Подбор химического реагента для удаления АСПО при промывке

Горячие промывки для удаления АСПО применяются повсеместно, промывки горячей нефтью и водой с ПАВ достаточно эффективны и относительно дешевы. Один из главных недостатков горячих промывок – слабая эффективность на скважинах средней и большой глубины из-за остывания реагента в процессе закачки. Так, средняя теплоемкость нефти в Пермском крае 1,7–2,1 кДж/(К·кг),

однако в качестве теплоносителя можно использовать воду, теплоемкость которой в 2 раза больше. Тепловые расчеты показывают, что при промывке через затрубное пространство с использованием в качестве теплоносителя воды, температура реагента на устье составляет примерно 60 °С.

Задача подбора реагента для борьбы с АСПО является весьма сложной и трудоемкой в связи с тем, что возникает необходимость подбора составов для строго конкретных условий. Особо актуальным вопросом является применение состава, позволяющего не только удалять, но и предотвращать образование АСПО на стенках НКТ.

Применение горячих промывок реагентом на водной основе имеет ряд преимуществ:

- увеличение межочистного периода (МОП);
- большая теплоемкость теплоносителя;
- снижения стоимость обработки оборудования;
- удобство транспортировки реагента в сухом виде;
- простота изготовления композиции на водной основе на скважине;
- универсальность состава и возможность применения на поверхности оборудования из металла, стеклопластика, полиэтилена и др.

Авторами разработан реагент на водной основе, который в сравнении с аналогами характеризуется повышенной степенью удаления АСПО с поверхности оборудования, повышает МОП. Для защиты от сульфатредуцирующих бактерий в реагенте присутствует антибактериальная добавка. Реагент на водной основе обеспечивает инкапсуляцию кристаллов парафина в своем объеме, препятствует их седиментации и выпадению из объема во всем технологическом процессе транспорта скважинной продукции.

Исследования показывают, что водные растворы для борьбы с АСПО приготовленные на основе пластовой воды, имеют большую отмывающую способность, чем те же, приготовленные на основе пресной воды. На месторождениях Пермского края не всегда имеется возможность использования пресной воды, поэтому предусмотрены варианты приготовления реагента на воде различной минерализации. Таким образом, предлагаемый реагент обладает универсальностью (для удаления различных составов АСПО), и имеется возможность комбинации компонентов без потери общей отмывающей эффективности.

На сегодняшний момент не представляется возможным выбрать единственный УВР для скважин всего месторождения. По результатам лабораторных испытаний должно определяться несколько аналогичных УВР с наибольшей степенью удаления АСПО, выбор между которыми будет осуществлен уже исходя из наилучших экономических показателей с учетом распределения парафинов (П), смол (С), асфальтенов (А) в пробе АСПО. Классификация АСПО, отражающая содержание в них органических компонентов. Выделяется три типа АСПО:

- асфальтеновый – $P/(A+C) < 1$;
- парафиновый – $P/(A+C) > 1$;
- смешанный – $P/(A+C) \approx 1$.

Данная классификация является несовершенной, так как в ней содержание смол и асфальтенов рассматривается только как совокупность $C+A$. В работе [12] приводятся параметры суммарного содержания смолисто-асфальтеновых веществ и их соотношение (C/A). Поскольку смолы и асфальтены характеризуются разной растворимостью в

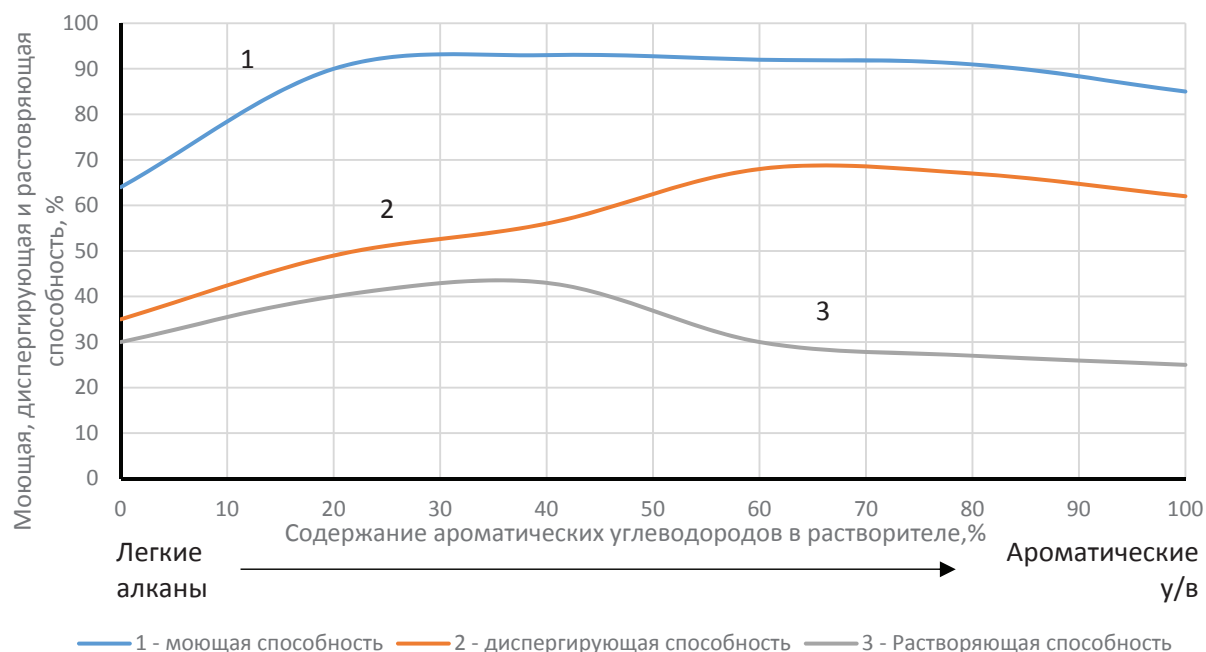


Рис. 1. График бинарных растворителей (общий вид)

Fig. 1. Graph of binary solvents (general view)

Таблица 2. Свойства и результат действия веществ, входящих в состав растворителей

Table 2. Properties and result of actions of substances that make up solvents

Характеристика Characteristic	Полярные/Polar	Неполярные/Nonpolar	
	Парафины/Paraffins	Смолы/Resins	Асфальтены/Asphaltenes
Наибольшее удаление Maximum removal	Легкие алкановые углеводороды Light alkane hydrocarbons	Алканы+ароматика Alkane+aromatics	Ароматические углеводороды Aromatic hydrocarbons
Наибольшее содержание противоположного вещества The largest content of the opposite substance	До 40 % бензола (не ухудшает) Up to 40 % benzene (does not worsen)	Равные соотношения Equal ratio	До 30 % алканов (не ухудшается растворение) Up to 30 % of alkanes do not deteriorate dissolution
Добавление ПАВ Addition of surfactants	Мутная дисперсия (в алканах) Turbid dispersion (in alkanes)	Полное растворение+повышение эффективности Complete dissolution+increase in efficiency	
Полярные неэлектролиты (ацетон, метанол, этанол) Polar nonelectrolytes (Acetone, methanol, ethanol)	Проникновение в микротрещины парафина, высокий дипольный момент. Повышение растворяющей способности Penetration into microcracks of paraffin, high dipole moment. Increase of dissolving power	Повышение растворяющей способности Increase of dissolving power	Проникновение в межпакетное расстояние асфальтенов, высокий дипольный момент. Повышение растворяющей способности Penetration into inter-packet distance of asphaltenes, high dipole moment. Increase of dissolving power

углеводородных растворителях, асфальтены хорошо растворимы в ароматических и плохо растворимы в парафиновых (алкановых) углеводородах. Соотношение С/А может играть существенную роль при выборе растворителя для отмыва АСПО. Удобным подходом для подбора УВР является построение графика бинарных растворителей (рис. 1). Метод основан на том, что любые АСПВ растворяются в простейших растворителях, ароматических либо алкановых углеводородах [8].

Выбор оптимальной области зависит, во-первых, от моющей способности, для данного типа АСПО границы максимальной отмывающей способности находятся в пределах 20–80 % содержания ароматических углеводородов в растворителе. Высокая диспергирующая способность растворителя позволяет использовать растворитель несколько раз после его очистки от оставшегося АСПО, а высокая растворяющая способность уменьшит содержание твердой фазы АСПО в растворителе.

Подбор комбинации осуществляется аналитически и по результатам химических опытов. Испытания предусматривают:

- построение графика бинарных растворителей (рис. 1);
- оценку растворяющей способности на основе метода «сетчатых корзинок»;
- тесты на совместимость растворителя со скважинной продукцией (смешивание реагента и флюида);
- опыт с растворением АСПО в готовом растворителе по методу сравнения масс АСПО, наложенного на стальные пластинки и оставшегося на них после операции.

Формирование растворяющей основы реагента осуществляется для каждого компонента АСПО (А, С, П), учитывая полярность веществ. Применение данного метода представляет собой создание нового растворителя путем комбинации основных веществ: легких алканов, ароматических углеводородов, полярных неэлектролитов, ПАВ, антикоррозийные и антибактериальные добавки.

Таблица 3. Характеристика химических реагентов, повышающих эффективность растворителей

Table 3. Characteristics of chemical reagents increasing the effectiveness of solvents

Химическое вещество Chemical agent	Функциональная характеристика Functional characteristic	Метод достижения Method of achieving
Гексан, бензин Hexane, gasoline	Истинное растворение в композиции растворителя True dissolution in solvent composition	Добавление необходимого количества ароматических углеводородов Adding the required amount of aromatic hydrocarbons
Неионогенные и катионные ПАВ Nonionic and cationic surfactants	Усиление растворяющей способности растворителя Enhancement of solvent capacity	Добавление ПАВ, в результате чего повышается проникающая способность растворителя Addition of surfactants that results in increasing penetrating power of solvent
Любые неионогенные ПАВ Any non-ionic surfactants	Снижение степени коагуляции АСПО Reduction of coagulation degree of asphalt-resin-paraffin sediments	Модификация адсорбционно-сольватными солями ПАВ Modification of adsorption-solvate salts of surfactants
Ингибитор коррозии Corrosion inhibitor	Замедляет течение коррозионных процессов на поверхности ГНО Do not accelerate corrosion on the surface of deep-pumping equipment	Добавление ингибитора коррозии Addition of a corrosion inhibitor

Соотношение растворителей в готовом реагенте должно быть пропорционально массовой доле компонентов АСПВ. Например, если АСПО парафинового типа с содержанием парафина 40 %, то и в составе растворителя должно быть не менее 40 % легких алкановых углеводородов либо аналога [13–16].

В табл. 2 указаны параметры растворения веществ, составляющих АСПВ, влияние ПАВ и полярных неэлектролитов на растворение.

Добавление в композицию компонентов неионогенных ПАВ оказывает положительный эффект, увеличивается степень удаления АСПО с оборудования на 5–30 % [2].

В табл. 3 указаны ПАВ, которые увеличивают эффективность удаления АСПО.

Добавление в композицию полярных неэлектролитов увеличивает моющую способность.

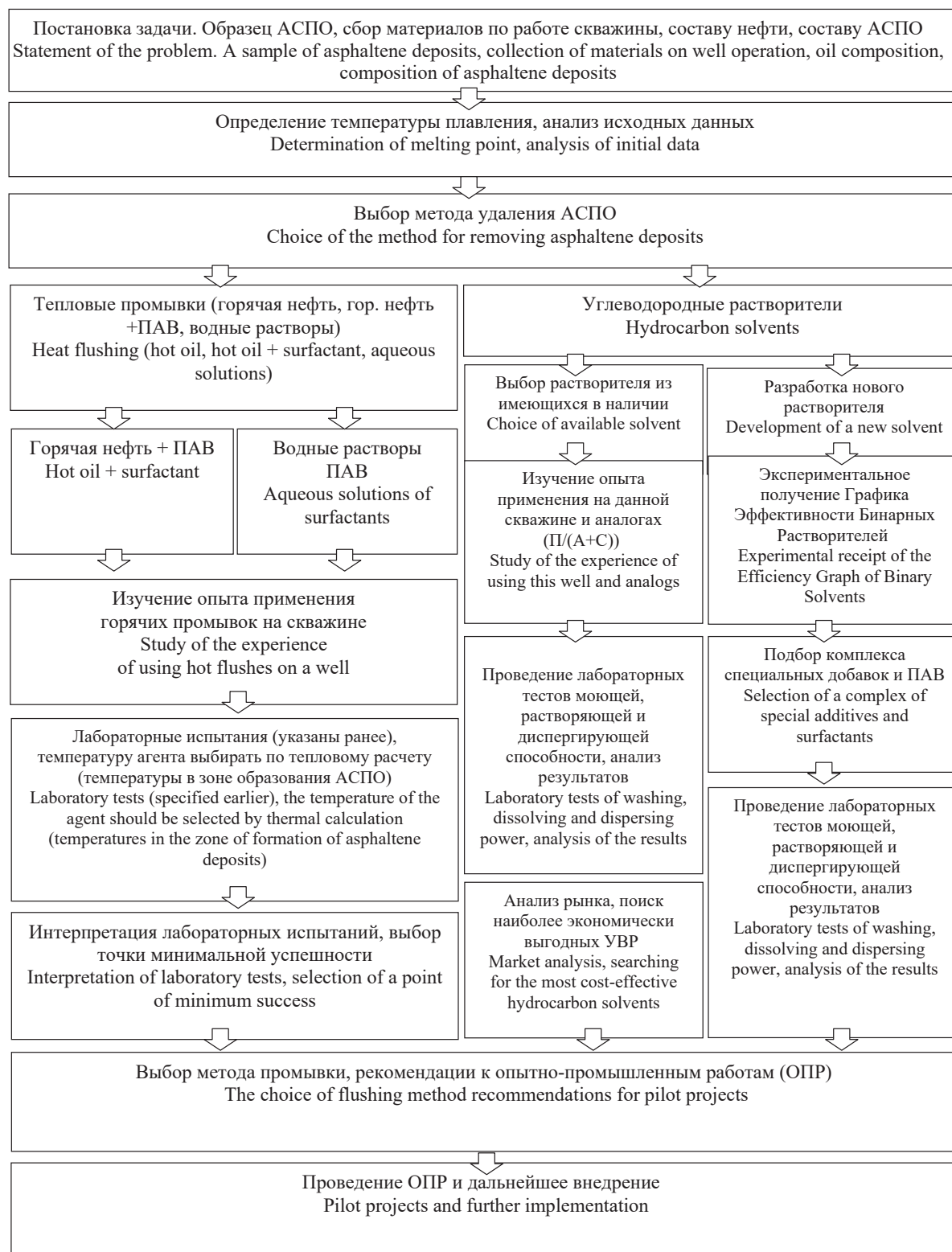


Рис. 2. Блок-схема последовательности действий при подборе реагентов для борьбы с АСПО

Fig. 2. Block diagram of the sequence of actions in selection of reagents for controlling asphaltic-resinous paraffin deposits

Эти вещества имеют высокий дипольный момент, что позволяет им проникать в кристаллы парафина и межпакетное расстояние асфальтенов. На молекулярном уровне они окружают частицу АСПВ и помогают ей выйти из состава отложения [17–20].

В качестве полярного неэлектролита может быть использован алифатический спирт, выбранный из группы спиртов (метилловый, изопропиловый, бутиловый, изобутиловый).

На рис. 2 представлена блок-схема подбора реагента для удаления АСПО. Представленные в блок-схеме лабораторные испытания не требуют значительной и дорогостоящей материально-технической базы.

На схеме показаны основные пути подбора реагентов и растворителей для проведения промывок на скважинах. Слева направо увеличивается стоимость реагентов, но также и повышается вероятность успешности операции.

Данная схема подбора способа борьбы с АСПО позволяют увеличить (до 30 %) эффективность очистки трубопроводов и ГНО. Отмывающая способность АСПО является основным фактором, определяющим частоту промывок и межочистный период.

Нефтедобывающие компании используют параметр МОП как характеристику средней работоспособности скважин с момента запуска (обработки) до отказа по причине образования АСПО, однако такой показатель принято называть межремонтный период (МРП). В большинстве случаев операции по удалению АСПО проводят через определенный для каждой скважины срок, который получен опытным путем. Таким образом, использование ранее не применяемых реагентов без проведения лабораторных исследований может сопровождаться отказом ГНО и последующим ремонтом скважины. Авторами предложен подход оценки МОП на основе анализа истории работы скважины.

Для изучения процесса отложения АСПО воспользуемся следующими допущениями:

- скорость образования АСПО на единице поверхности постоянная;
- по мере нарастания слоя АСПО при постоянной удельной скорости образования отложений будет уменьшаться сечение трубопровода.

По результатам расчета изменения площади 1 м НКТ с учетом роста толщины органических отложений нельзя считать, что скорость нарастания отложений АСПВ одинаковая во всем МОП, так

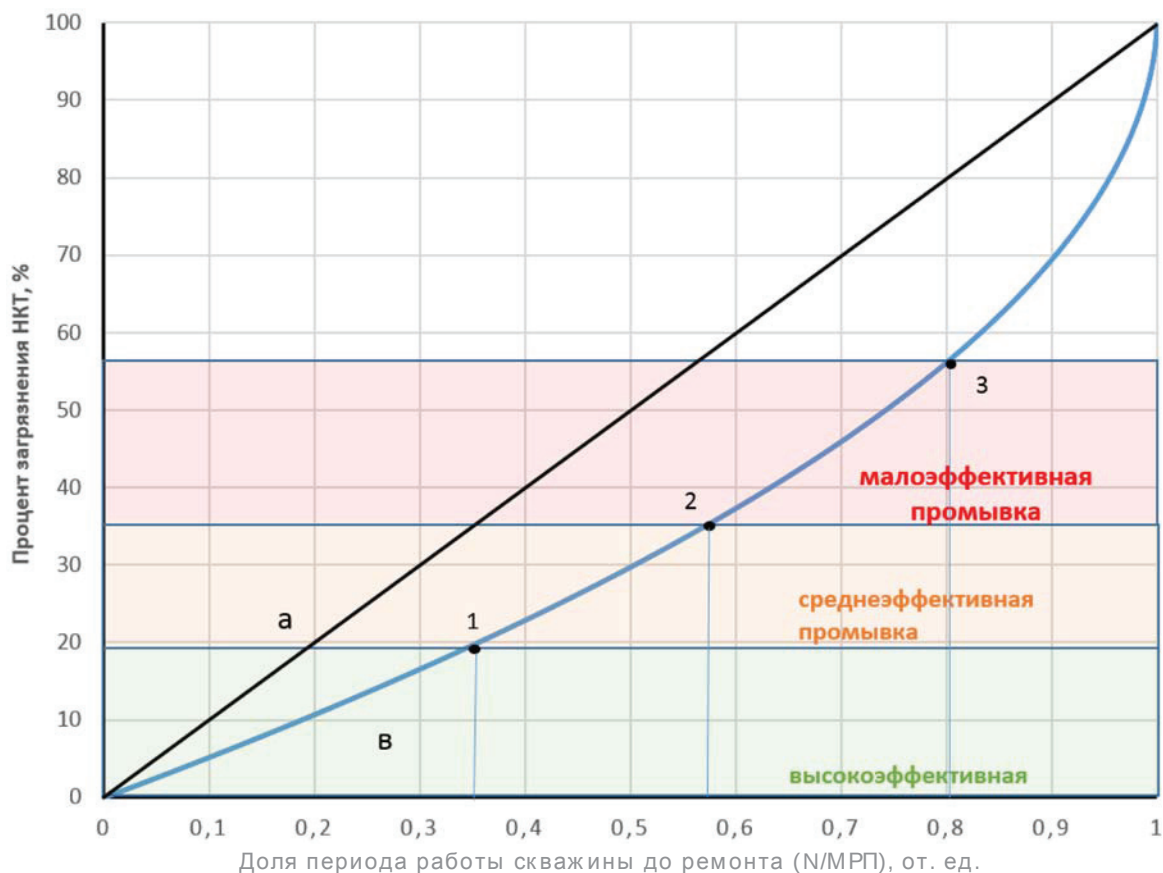


Рис. 3. График интенсивности отложения АСПО в НКТ: а) линия, характеризующая равномерное нарастание слоя АСПО в течение срока между очистками; в) линия, полученная в результате проведения расчета загрязнения НКТ по предложенной модели (1)

Fig. 3. Graph of intensity of deposition of asphalt-tar-paraffin deposits on tubing: а) line characterizing the uniform growth of the AFS layer during the time between cleaning; в) line, obtained as a result of calculation of tubing pollution by the proposed model (1)

как проходной диаметр НКТ уменьшается с увеличением толщины АСПО.

На основе вышесказанного предложена модель оценки степени загрязнения НКТ от удельного времени работы скважины до ее ремонта:

$$h_{\text{АСПО}}/d_{\text{НКТ}}=f(N/\text{МРП}), \quad (1)$$

где $h_{\text{АСПО}}$ – суммарная толщина отложений на внутренней поверхности НКТ, мм; $d_{\text{НКТ}}$ – внутренний диаметр НКТ, мм; N – количество суток работы скважины от момента пуска до ремонта по причине АСПО, сут; МРП – межремонтный период работы скважины, сут; f – коэффициент, который вносит поправку на различия в расчете скорости отложения АСПО между стандартной и предлагаемой моделью, вследствие уменьшения проходного сечения НКТ.

Коэффициент f получен в результате пересчета удельной скорости образования 1 мм АСПО в НКТ в условиях снижения проходного сечения скважины. На рис. 3 приведен график зависимости доли загрязненности НКТ от времени работы.

Отложения АСПВ на внутрискважинном оборудовании протекают нелинейно, вследствие изменения проходного сечения и площади внутренней поверхности НКТ. При неизменном дебите, температурном режиме и адгезионной активности АСПО возможно описание данного процесса графически, изменяя сечение при расчете от чистой до полностью заполненной НКТ, получена зависимость, представленная на рис. 3 линией В.

На графике ось $N/\text{МРП}$ обозначает временной промежуток, где 0 соответствует моменту окончания ремонта, когда на НКТ отсутствуют АСПО; 1 – полное перекрытие проходного сечения НКТ. Линия a показывает расчет МРП по стандартному методу, используемому в производственной практике, который характеризует равномерное нарастание слоя АСПО в течении срока между очистками.

При анализе линии b на рис. 3 можно выделить три точки: 1) показывает окончание интервала с минимальной интенсивностью образования отложений АСПВ; 2, 3) соответствуют началу и концу условно линейного участка.

По результатам гидравлического расчета оценены допустимые границы толщины АСПО без существенной потери в добыче скважины. Допускается уменьшение проходного сечения в НКТ до критического значения (выражено в процентах от начального диаметра НКТ 73×5,5) для следующих условий:

- малодобитные скважины (до 5 м³/сут) – 10 %;
- среднедебитные скважины (5–50 м³/сут) – 22 %;
- высокодебитные скважины (более 50 м³/сут) – 29 %.

По оценочным значениям критической степени загрязнения можно определить время работы осложнённой АСПО скважины в безаварийном режиме. Для мало-, средне- и высокодебитных скважин этот параметр составляет 0,97; 0,94; 0,91 от МРП.

Для оценки требуемой глубины очистки оборудования от органических отложений после проведения промывки выбрано три интервала по остаточной загрязненности НКТ. Операции в диапазоне 0–20 % остаточных загрязнений можно считать высокоэффективными; в пределах 20–35 % – среднеэффективными; в интервале 35–55 % – малоэффективными. Промывки, после проведения которых остается более 55 % АСПО, неэффективны, так как скорость роста отложений после запуска скважины в эксплуатацию будет наибольшей. Данный график показывает, что начало работы скважины после проведения промывки должно располагаться в пределах максимальной эффективности $N/\text{МРП}$ 0...0,35 от. ед., то есть с наличием остаточного загрязнения после промывки не более 20 %.

Методика проведения промывки для очистки скважины от АСПО

Методика промывки скважины углеводородными растворителями не отличается от описанной в регламентах по промывкам, применяемым на нефтедобывающих предприятиях, за исключением, что в начале проводят отбор проб и лабораторные испытания, в результате которых подбирается реагент с наиболее высокой эффективностью по растворению АСПО. Методика промывки скважины водным раствором предусматривает следующие шаги:

1. Отбор проб скважинной продукции (нефть, парафин) со скважины, планируемой для проведения обработки.
2. Отбор пробы пластовой воды с объекта, где планируется проведение обработки, с целью оценки совместимости с реагентом.
3. По итогам лабораторных исследований производится подбор оптимального состава (оптимальной концентрации основного реагента) для проведения ОПР на скважине.
4. Расчет необходимого количества воды и реагента для промывки скважины.
5. Температурный режим водного раствора для скважин:
 - с УШГН: не менее 90 °С;
 - с УЭЦН: не более 90 °С.
6. Проведение промывки в динамическом режиме в течении 4 часов.
7. Запуск скважины в работу и удаление водного раствора с инкапсулированным АСПО.
8. Эффект от проведенной операции оценивается по степени удаления АСПО.

Заключение

В результате проведения исследований определены основные методики подбора реагентов и растворителей для борьбы с АСПО на скважинах. Приведены вещества, которые повышают отмывающую способность и эффективность реагентов. Разработана блок-схема последовательности действий подбора реагента для борьбы с АСПО, ис-

пользование которой повысит эффективность операции по очистке внутрискважинного оборудования. Подход к расчету межочистного периода скважины прост в применении. При наличии данных о МРП и отказах ГНО по причине АСПО можно рассчитать максимальную продолжительность работы скважины с высокой точностью, предотвратить отказ, остановку и внеплановые ремонты. Предлагаемые на рынке растворители и реагенты для растворения и удаления АСПО в редких случаях до-

стигают своих заявляемых показателей эффективности удаления в районе 90–95 %, предлагаемая методика позволит производить подбор растворителей и реагентов с наибольшей эффективностью, учитывая, в первую очередь, свойства АСПО для каждой скважины. При сопоставлении разработанной методики и эффективности от проведенной операции рекомендуется использование графического метода оценки МОП, позволяющего определить время следующей промывки скважины.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Эффективность мероприятий по предупреждению образования и удалению асфальтеносмолопарафиновых отложений при эксплуатации нефтедобывающих скважин в ООО «ЛУКОЙЛ – Пермь» / В.А. Мордвинов, М.С. Турбаков, А.В. Лекомцев, Л.В. Сергеева // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2008. – № 8. – С. 78–79.
2. Глущенко В.Н., Силин М.А., Герин Ю.Г. Предупреждение и устранение асфальтеносмолопарафиновых отложений. – М.: Интерконтакт Наука, 2009. – 475 с.
3. Вяткин К.А., Лекомцев А.В. Оценка эффективности способов утилизации нефтесодержащих отходов // Экология урбанизированных территорий. – 2014. – № 1. – С. 25–29.
4. Lixin Xia, Shiwei Lu, Guoying Cao. Stability and demulsification of emulsions stabilized by asphaltenes or resins // Journal of Colloid and Interface Science. – 15 March 2004. – V. 271. – Iss. 2. – P. 504–506.
5. Determination of volatile and non-volatile nickel and vanadium compounds in crude oil using electrothermal atomic absorption spectrometry after oil fractionation into saturates, aromatics, resins and asphaltenes / M.G.R. Vale, M.M. Silva, I.C.F. Damin, P.J.S. Filho, B. Welz // Talanta. – 15 February 2008. – V. 74. – Iss. 5. – P. 1385–1391.
6. Adsorption of asphaltenes and resins on organic and inorganic substrates and their correlation with precipitation problems in production well tubing / S. Acevedo, M.A. Ranaudo, G. Escobar, L. Gutiérrez, P. Ortega // Fuel. – April 1995. – V. 74. – Iss. 4. – P. 595–598.
7. Вяткин К.А., Мартюшев Д.А., Лекомцев А.В. Технология очистки НКТ от асфальтеносмолопарафиновых отложений с последующей их утилизацией // Нефтяное хозяйство. – 2015. – № 3. – С. 36–38.
8. Trejo F., Rana M.S., Ancheyta J. Thermogravimetric determination of coke from asphaltene, resins and sediments and coking kinetics of heavy crude asphaltenes // Catalysis Today. – 30 March 2010. – V. 150. – Iss. 3–4. – P. 272–278.
9. Effects of asphaltenes and organic acids on crude oil-brine interfacial visco-elasticity and oil recovery in low-salinity waterflooding / G. Garcia-Olvera, T.M. Reilly, T.E. Lehmann, V. Alvarado // Fuel. – 1 December 2016. – V. 185. – P. 151–163.
10. Sjöblom J., Simon S., Xu Z. Model molecules mimicking asphaltenes // Advances in Colloid and Interface Science. – April 2015. – V. 218. – P. 1–16.
11. Conversions of resins and asphaltenes in porous catalysts / A. De Stefanis, G. Perez, E. Lilla, O. Ursini, A.A.G. Tomlinson // Journal of Analytical and Applied Pyrolysis. – January 2001. – V. 57. – Iss. 1. – P. 37–44.
12. Иванова Л.В., Кошелев В.Н., Стоколос О.А. Исследование состава асфальтеносмолопарафиновых отложений различной природы и пути их использования // Нефтегазовое дело. – 2011. – № 2. – С. 250–256.
13. Туркалов М.Б. Критерии выбора эффективных углеводородных растворителей для удаления асфальтеносмолопарафиновых отложений: автореф. дис. ... канд. хим. наук. – Краснодар, 2007. – 24 с.
14. Чеников И.В. Химия и физика нефти (Равновесные структуры в нефти и нефтепродуктах). – Краснодар: Изд. КубГТУ, 2004. – 86 с.
15. Тронов В.П. Механизм образования смоло-парафиновых отложений и борьба с ними. – М.: Недра, 1970. – 192 с.
16. Выбор методов (технологий) для реализации комплексной программы работ по предотвращению и удалению АСПО на месторождениях Вала Гамбурцева ОАО «Северная нефть» по выполненному этапу 2: Информационный отчет / В.М. Строганов, А.В. Сахань, М.Б. Турукалов, А.М. Строганов, В.П. Алишанян. – Краснодар: Изд-во КубГТУ, 2003. – 156 с.
17. Hydrocarbon composition and structural parameters of resins and asphaltenes of naphthenic oils of northern / G.S. Pevneva, E.A. Fursenko, N.G. Voronetskaya, M.V. Mozhauskaya, A.K. Golovko, I.I. Nesterov, V.A. Kashirtsev, N.P. Shevchenko // West Siberia Russian Geology and Geophysics. – April 2017. – V. 58. – Iss. 3–4. – P. 425–433.
18. Aguiar J.I.S., Mansur C.R.E. Study of the interaction between asphaltenes and resins by microcalorimetry and ultraviolet-visible spectroscopy // Fuel. – 15 January 2015. – V. 140. – P. 462–469.
19. Combustion properties of saturates, aromatics, resins and asphaltenes in asphalt binder / Huaquan Shi, Tao Xu, Pei Zhou, Ruiling Jiang // Construction and Building Materials. – 1 April 2017. – V. 136. – P. 515–523.
20. Hashmi S.M., Firoozabadi A. Self-assembly of resins and asphaltenes facilitates asphaltene dissolution by an organic acid // Journal of Colloid and Interface Science. – 15 March 2013. – V. 394. – P. 115–123.

Поступила 20.09.2017 г.

Информация об авторах

Сюзев А.В., студент кафедры нефтегазовых технологий Горно-нефтяного факультета Пермского национального исследовательского политехнического университета.

Лекомцев А.В., кандидат технических наук, доцент кафедры нефтегазовых технологий Пермского национального исследовательского политехнического университета.

Мартюшев Д.А., старший преподаватель кафедры нефтегазовых технологий Пермского национального исследовательского политехнического университета.

UDC 622.276

COMPLEX METHOD OF SELECTING REAGENTS TO DELETE ASPHALTENOSMOLAPARININE DEPOSITS IN MECHANIZED OIL-PRODUCING WELLS

Andrey V. Syuzev¹,
sphinxand@gmail.com

Aleksandr V. Lekomtsev¹,
alex.lekomtsev@mail.ru

Dmitry A. Martyshev¹,
martyshevd@inbox.ru

¹ Perm National Research Polytechnic University,
29, Komsomolskiy avenue, Perm, 614990, Russian Federation.

The relevance of the discussed issue is caused by the fact that more than 70 % of wells at the FFC «LUKOIL-PERM» fields are repaired because of asphaltenosmoloparaffin sediments. At present, in the conditions of a variety of compositions and properties of well production there are no strictly defined technologies for complete removal of asphaltenosmoloparaffin sediments from the walls of downhole equipment. Comprehensive selection of reagents and development of technologies for cleaning deep-pumping equipment from asphaltenosmoloparaffin sediments are the priority tasks for the FFC «LUKOIL-PERM» fields. This can reduce the time and economic costs.

The main aim of the study is to develop a comprehensive method for selecting asphaltenosmoloparaffin deposition removal technology in mechanized oil wells.

The methods. The work was performed in accordance with standard and developed methods for carrying out experimental studies of the dissolving and dispersing power of reagents relative to asphaltenosmoloparaffin sediments (studying the asphaltenosmoloparaffin sediments removal from surfaces simulating downhole equipment, investigation of adsorption and desorption of asphaltenosmoloparaffin sediments particles in downhole equipment).

The results. The authors have determined the main methods of selecting the technology for fighting with asphaltenosmoloparaffin sediments in wells. There are substances that increase the washing capacity and the effectiveness of the composition. The authors developed the block diagram of a reagent selection for controlling asphaltenosmoloparaffin sediments. Its use will increase the efficiency of cleaning downhole equipment. The paper introduces the classification of success of operations. Based on this classification the maximum periods of the interclear period were obtained, depending on the between-repair period for various wells drilled in the flow rate. Using the developed methodology will allow calculating the maximum duration of the well with high accuracy, preventing failure, shutting down wells and unscheduled repairs.

Key words:

Asphaltenosmoloparaffin sediments, period between repairs, oil producing wells, block diagram of reagent selection, intensity of paraffin sediments.

REFERENCES

- Mordvinov V.A., Turbakov M.S., Lekomtsev A.V., Sergeeva L.V. Efficiency of measures to prevent the formation and removal of asphaltene-osmol-paraffinic deposits during the exploitation of oil-producing wells in LLC LUKOIL-Perm. *Geology, geophysics and development of oil and gas fields*, 2008, no. 8, pp. 78–79. In Rus.
- Glushchenko V.N., Silin M.A., Gerin Yu.G. *Preduprezhdenie i ustranenie asfaltenosmoloparaffinovykh otlozheniy* [Prevention and removal of asphaltene-osmoloparaffin deposits]. Moscow, Interkontakt Nauka Publ., 2009. 475 p.
- Vyatkin K.A., Lekomtsev A.V. Evaluation of the effectiveness of methods of utilization of oily waste. *Ecology of urbanized territories*, 2014, no. 1, pp. 25–29. In Rus.
- Lixin Xia, Shiwei Lu, Guoying Cao Stability and demulsification of emulsions stabilized by asphaltenes or resins. *Journal of Colloid and Interface Science*, 15 March 2004, vol. 271, Iss. 2, pp. 504–506.
- Vale M.G.R., Silva M.M., Damin I.C.F., Filho P.J.S., Welz B. Determination of volatile and non-volatile nickel and vanadium compounds in crude oil using electrothermal atomic absorption spectrometry after oil fractionation into saturates, aromatics, resins and asphaltenes. *Talanta*, 15 February 2008, vol. 74, Iss. 5, pp. 1385–1391.
- Acevedo S., Ranaudo M.A., Escobar G., Gutiérrez L., Ortega P. Adsorption of asphaltenes and resins on organic and inorganic substrates and their correlation with precipitation problems in production well tubing. *Fuel*, April 1995, vol. 74, Iss. 4, pp. 595–598.
- Vyatkin K.A., Martyshev D.A., Lekomtsev A.V. Technology of cleaning the tubing from asphalt-tar-paraffin deposits with subsequent disposal. *Oil industry*, 2015, no. 3, pp. 36–38. In Rus.
- Trejo F., Rana M.S., Ancheyta J. Thermogravimetric determination of coke from asphaltene, resins and sediments and coking kinetics of heavy crude asphaltenes. *Catalysis Today*, 30 March 2010, vol. 150, Iss. 3–4, pp. 272–278.
- Garcia-Olvera G., Reilly T.M., Lehmann T.E., Alvarado V. Effects of asphaltenes and organic acids on crude oil-brine interfacial visco-elasticity and oil recovery in low-salinity waterflooding. *Fuel*, 1 December 2016, vol. 185, pp. 151–163.
- Sjöblom J., Simon S., Xu Z. Model molecules mimicking asphaltenes. *Advances in Colloid and Interface Science*, April 2015, vol. 218, pp. 1–16.
- De Stefanis A., Perez G., Lilla E., Ursini O., Tomlinson A.A.G. Conversions of resins and asphaltenes in porous catalysts. *Journal of Analytical and Applied Pyrolysis*, January 2001, vol. 57, Iss. 1, pp. 37–44.
- Ivanova L.V., Koshelev V.N., Stokolos O.A. Investigation of the composition of asphalt-resin-paraffin deposits of different natu-

- re and the ways of their use. *Neftegazovoye delo*, 2011, no. 2, pp. 250–256. In Rus.
13. Turkalov M.B. *Kriterii vybora effektivnykh uglevodorodnykh rastvoriteley dlya udaleniya asfalto-smolo-parafinovykh otlozheniy*. Avtoreferat Dis. Kand. nauk [Criteria for selection of effective hydrocarbon solvents for asphalt-tar-paraffin deposits. Cand. Diss. Abstract]. Krasnodar, 2007. 24 p.
 14. Chenikov I.V. *Khimiya i fizika nefti (Ravnovesnye struktury v nefiti i nefteproduktakh)* [Chemistry and physics of oil (Equilibrium structures in oil and oil products)]. Krasnodar, KubGTU Press, 2004. 86 p.
 15. Tronov V.P. *Mekhanizm obrazovaniya smolo-parafinovykh otlozheniy i borba s nimi* [Mechanism of formation of tar-paraffin deposits and their control]. Moscow, Nedra Publ., 1970. 192 p.
 16. Stroganov V.M., Sakhan A.V., Turukalov M.B., Stroganov A.M., Alishanyan V.R. *Vybor metodov (tekhnology) dlya realizatsii kompleksnoy programmy rabot po predotvrashcheniyu i udaleniyu ASPO na mestorozhdeniyakh Vala Gamburtseva OAO «Severnaya neft» po vypolnennomu etapu 2: Informatsionnyy otchet* [Information report. Choice of methods (technologies) for implementation of a comprehensive program of prevention and removal of ASPO in Val Gamburtsev fields of Severnaya Neft OJSC in accordance with the completed stage 2]. Krasnodar, KubGTU Press, 2003. 156 p.
 17. Pevneva G.S., Fursenko E.A., Voronetskaya N.G., Mozhayskaya M.V., Golovko A.K., Nesterov I.I., Kashirtsev V.A., Shevchenko N.P. Hydrocarbon composition and structural parameters of resins and asphaltenes of naphthenic oils of northern. *West Siberia Russian Geology and Geophysics*, April 2017, vol. 58, Iss. 3–4, pp. 425–433.
 18. Aguiar J.I.S., Mansur C.R.E. Study of the interaction between asphaltenes and resins by microcalorimetry and ultraviolet–visible spectroscopy. *Fuel*, 15 January 2015, vol. 140, pp. 462–469.
 19. Huaquan Shi, Tao Xu, Pei Zhou, Ruiling Jiang. Combustion properties of saturates, aromatics, resins and asphaltenes in asphalt binder. *Construction and Building Materials*, 1 April 2017, vol. 136, pp. 515–523.
 20. Hashmi S.M., Firoozabadi A. Self-assembly of resins and asphaltenes facilitates asphaltene dissolution by an organic acid. *Journal of Colloid and Interface Science*, 15 March 2013, vol. 394, pp. 115–123.

Received: 20 September 2017.

Information about the authors

Andrey V. Syuzev, student, Perm National Research Polytechnic University.

Aleksandr V. Lekomtsev, Cand. Sc., associate professor, Perm National Research Polytechnic University.

Dmitry A. Martyushev, senior lecturer, Perm National Research Polytechnic University.