

РАСТВОРИТЕЛИ-ТЕПЛОНОСИТЕЛИ ДЛЯ УДАЛЕНИЯ АСФАЛЬТО-СМОЛИСТЫХ И ПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ

Герасимова Е.В.¹, Ахметов А.Ф., Красильникова Ю.В.

*Уфимский государственный нефтяной технический университет,
кафедра «Технология нефти и газа»*

¹ email: ketrin2306@yandex.ru

В статье представлена технология удаления асфальто-смолистых и парафиновых отложений с нефтепромыслового оборудования с применением тяжелой смолы пиролиза и кубового остатка ректификации этилбензола в качестве растворителей-теплоносителей. Предложенная технология одновременно с удалением АСПО позволяет утилизировать отходы, полученные после обработки скважины без ущерба для окружающей среды с последующим получением мазутов марки М40 и М100 из отходов обработки.

Ключевые слова: асфальто-смолистые и парафиновые отложения, растворители-теплоносители, растворимость, способ удаления, тяжелая смола пиролиза, кубовый остаток ректификации этилбензола, утилизация отложений

С целью сокращения расходов на проведение обработки скважин растворителем, перехода от количества к качеству, необходим поиск комбинированных методов удаления АСПО в соответствии с существующими технологическими режимами работы скважин, свойствами и составом высокомолекулярных отложений АСПО в насосно-компрессорных трубах (НКТ). В настоящее время широко используют тепловые методы удаления АСПО с применением: горячей нефти или воды, в качестве теплоносителя; перегретого пара; реагентов, при взаимодействии с которыми протекают экзотермические реакции; растворителей [1, 2].

Известно, что большинство составов растворителей, предлагаемых к применению для удаления АСПО, представляют собой композиции алифатических, нафтеновых и ароматических углеводородов в сочетании с ПАВ и веществами, содержащими гидроксильные, аминные, эфирные и нитро-группы [3]. Нагревание растворителя ускорит процесс растворения АСПО, но большинство предлагаемых растворителей, используемых на промыслах, не могут быть нагреты, так как имеют низкую температуру вспышки порядка 30-40 °С. Нагрев таких растворителей невозможен по причине их взрыво- и пожароопасности.

Плотность известных растворителей изменяется в среднем в пределах от 0,6 до 0,9 г/см³. А плотность нефти составляет в среднем 0,8-0,9 г/см³. Для того

чтобы растворитель поступил на глубину максимального скопления АСПО, применяют специальные продавочные жидкости и чтобы растворитель мог находиться в зоне образования наибольшего скопления АСПО, необходимо, чтобы его плотность была больше плотности нефти [3]. Но с увеличением плотности растворителя увеличивается его молекулярная масса, растворяющая способность при этом снижается.

Немаловажным фактором является и то, что все растворители используются однократно. На промыслах, территориально расположенных вдали от нефтехимических производств экономически оправданным было бы применение таких растворителей, которые возможно применять многократно.

На наш взгляд растворитель-теплоноситель должен отвечать следующим требованиям:

- температура вспышки не менее 90 °С;
- плотность не менее 0,95 г/см³;
- приемлемая взрыво- и пожароопасность при нагреве;
- высокая растворяющая способность ко всем типам АСПО;
- многократное использование растворителя;
- стабильность химического состава при нагревании;
- антикоррозионные свойства;
- низкая растворимость в воде;
- доступность;
- низкая стоимость.

Эффективность теплхимических обработок скважин с целью удаления АСПО в основном зависит от способа проведения обработки, физико-химических свойств теплоносителя и температуры теплоносителя. Применение циркуляционных способов обработки скважины с возможностью постоянного подогрева теплоносителя позволит значительно снизить время обработки. Необходимо, чтобы при нагреве теплоносителя до температуры не менее 80 °С не изменялись его физико-химические свойства, температура вспышки теплоносителя была не менее 90 °С, при этом он должен проявлять высокую растворяющую способность ко всем типам АСПО.

Отложения на поверхности нефтепромыслового оборудования в основном представлены органическими (парафины, силикагелевые смолы, асфальтены) и неорганическими веществами (механические примеси, неорганические соли и вода) [4]. Для исследований были отобраны пробы отложений с нагнетательных и дебитных скважин различных типов.

Объектами исследований выбраны отходы нефтехимических производств: кубовый остаток ректификации этилбензола (КОРЭ) и тяжелая смола пиролиза (ТСП).

Таблица 1

Свойства ТСП и КОРЭ

Показатель	ТСП	КОРЭ
Плотность при 20 °С, г/см ³	1,064	0,964
Массовая доля воды, % масс.	следы	0,12
Температура вспышки в откр. тигле, °С	111	120
Вязкость кинематическая при 80 °С, м ² /с	$5,02 \cdot 10^{-6}$	$2,39 \cdot 10^{-6}$
Температура застывания, °С	-35	-60 (не заст.)
Массовое содерж. серы, % масс.	отсутствует	отсутствует

Опытным путем оценивали проникающую и растворяющую способности ТСП и КОРЭ. Металлические формы с нанесенными на них отложениями помещали в стаканы с ТСП и КОРЭ в объеме 30 мл при температуре 20 °С. На протяжении 7 дней наблюдали за опытом, периодически каждые 12 часов вынимали форму с отложением и переворачивали. Если отложение отслоилось от формы, опыт прекращали, фиксируя время, далее определяли эффективность растворителя. Опыт показал, что молекулы КОРЭ и ТСП проникают между металлической поверхностью и отложением, тем самым вытесняют АСПО с поверхности металла, однако растворение АСПО в статическом режиме при температуре 20 °С протекает достаточно медленно.

Далее нами были проведены исследования о влиянии температуры растворителей на скорость растворения АСПО. Форму с отложением опускали в нагретый растворитель и фиксировали время, за которое отложение полностью растворится. Для АСПО-4, 8 аналогично определяли время расплавления в воде. На рис. 1 и 2 показано, что скорость растворения АСПО для отложений парафинового основания больше, чем для АСПО асфальтенового типа. Установлено, что в

системе «вода - АСПО» протекает только процесс плавления, а в системе «растворитель - АСПО» одновременно протекают два процесса – растворение и плавление. При нагревании растворителя до 70 °С в системе преобладает процесс растворения, а свыше 70 °С – процесс плавления АСПО. При температуре 80 °С происходит плавление АСПО независимо от рода теплоносителя. Получено, что минимальная температура нагрева растворителя, обеспечивающая высокую скорость растворения отложений, равна 70 °С.

После охлаждения определяли кинематическую вязкость смесей отложений с КОРЭ и ТСП. Было получено, что вязкость смесей увеличивается с увеличением содержания в них АСПО, при этом вязкость смесей с отложениями асфальтенового основания несколько выше, чем с отложениями парафинового основания.

Также были определены температуры застывания для некоторых смесей АСПО с КОРЭ и ТСП по стандартной методике. Установлено, что температура застывания смесей АСПО с КОРЭ и ТСП зависит от массового содержания в них отложений. Чем больше содержание парафинов в АСПО, тем температура застывания смеси выше.

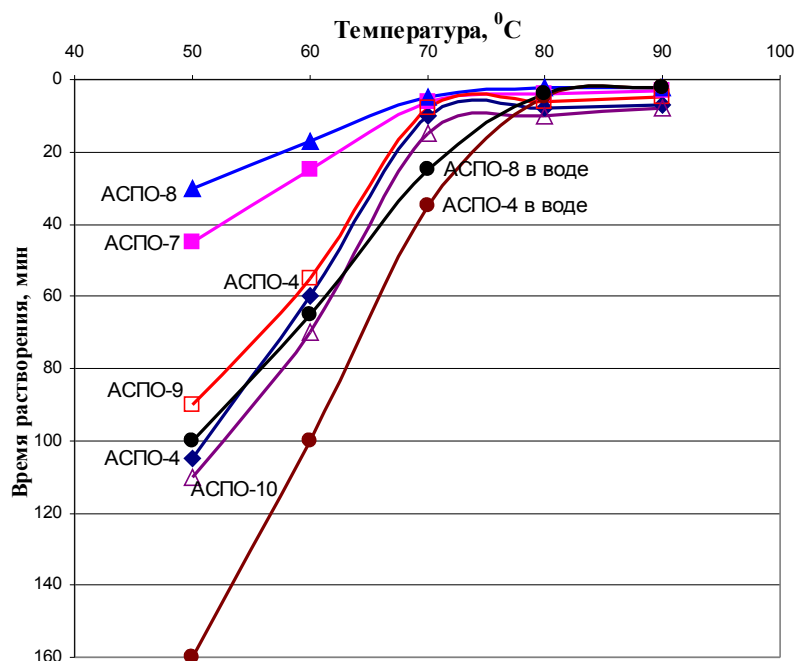


Рисунок 1. Растворение в ТСП

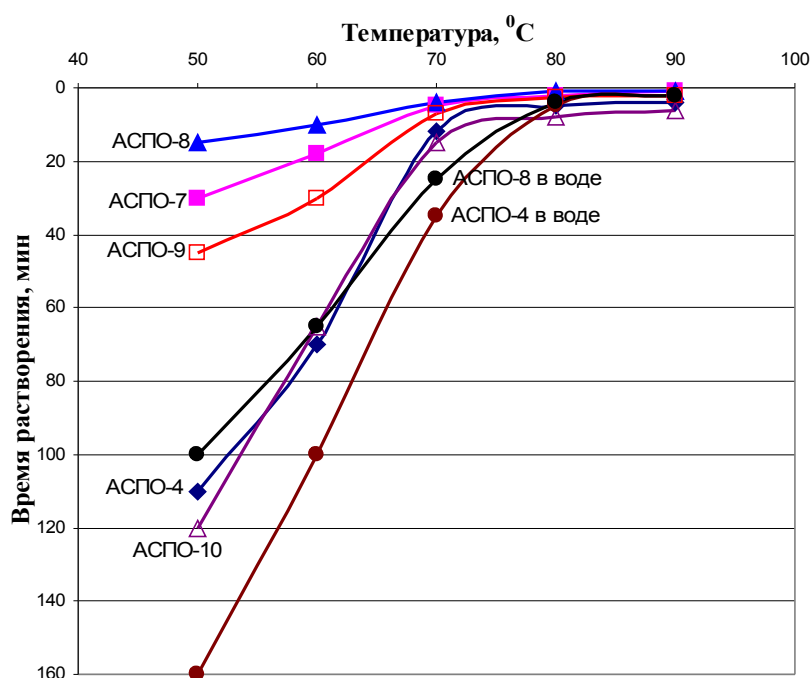


Рисунок 2. Растворение в КОРЭ:

АСПО-4: Кушкульское м. скв.154 (А);
 АСПО-7: Чекмагушевское м. скв. 400 (П);
 АСПО-8: НГДУ-1 «Белкамнефть» скв.13054 (П);
 АСПО-9: Четырманское м. скв. 1289 (П);
 АСПО-10: Кушкульское м. скв.283 (А)

При планировании теплехимических обработок скважин с использованием растворителей с целью удаления АСПО в колонне НКТ, как за счет растворения, так и за счет расплавления необходимо обосновать темпы закачки и температуру теплоносителя, вид теплоносителя, а так же технологическую схему промывки (прямая или обратная). Из анализа литературы известно, что наиболее эффективным способом удаления АСПО с поверхности нефтепромыслового оборудования является способ интенсивной циркуляции теплоносителя.

Экспериментально получена минимальная температура нагрева растворителя, равная 70 °С, при которой реагент одновременно и в равной степени оказывает тепловое и химическое воздействие на АСПО. Учитывая тепловые потери в скважине при обработке теплехимическим способом необходимо нагревать растворитель-теплоноситель до больших температур, но не менее чем 70 °С. Физико-химические свойства исследованных реагентов, а именно температура вспышки более 100 °С, позволяет нагревать их до 90-100 °С.

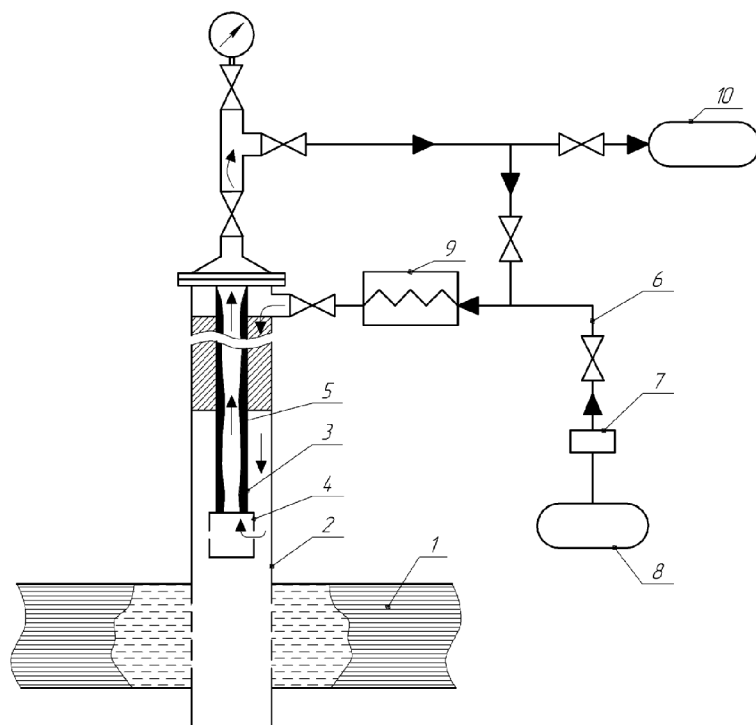


Рисунок 3. Принципиальная схема обработки скважины с помощью растворителей-теплоносителей

1 – пласт, 2 – обсадная колонна, 3 – колонна НКТ, 4 – насос, 5 – АСПО, 6 – нагнетательная линия, 7 – насосный агрегат, 8 – ёмкость с растворителем, 9 – нагревательный аппарат, 10 – ёмкость с отработанным растворителем и АСПО

Растворитель нагревается в аппарате 9 (рис. 3) до 90-100 °С и подается в затрубное пространство самотеком на прием глубинного насоса 4 с последующей циркуляцией по замкнутому циклу (круговая циркуляция), дополнительно подогреваясь до заданной температуры, проходя через теплообменник. Циркуляция продолжается до тех пор, пока разница температур входящего и выходящего потока из колонны насосно-компрессорных труб (НКТ) не будет превышать 20 °С. Смесь отработанного растворителя и АСПО направляется в ёмкость 10. Эффективность данного способа обработки колонны НКТ обусловлена тем, что на АСПО растворитель-теплоноситель оказывает одновременно тепловое и химическое воздействие, что способствует более быстрому удалению отложений с поверхности нефтепромыслового оборудования. Для расчета объема растворителя-теплоносителя необходимо определить массу АСПО в НКТ.

Обработка скважины с помощью растворителей-теплоносителей осуществляется способом круговой циркуляции с постоянным подогревом растворителя

от внешнего источника. Применение технологии теплхимического удаления АСПО с применением КОРЭ или ТСП обеспечит уменьшение затрат на обработку скважины за счет сокращения времени обработки и снижения стоимости растворителей по сравнению со стоимостью применяемых растворителей.

Полученная смесь АСПО и растворителя-теплоносителя после отделения механических примесей и воды на специальных установках может быть использована в качестве мазута, физико-химические свойства которого зависят от содержания АСПО в растворителе. В табл. 2 представлены показатели качества мазутов в соответствии с ГОСТ 10585-99 и показатели качества полученных смесей АСПО с растворителями.

Получено, что смесь ТСП с содержанием АСПО до 15 % масс. может быть использована в качестве мазута марки М40, а при содержании АСПО до 30 % масс. – марки М100, а смесь КОРЭ с содержанием АСПО до 30 % масс. – марки М40. В отличие от смесей АСПО с ТСП смеси КОРЭ с АСПО имеют более низкие температуры застывания, и они менее вязкие. Увеличение содержания АСПО в смеси приведет к повышению температуры застывания.

Таблица 2

Характеристики смесей

Наименование показателя	АСПО 15 % масс.		АСПО 30 % масс.		Марка мазута	
	№4	№8	№4	№8	М40	М100
Смесь АСПО с ТСП						
Вязкость при 80 °С, м ² /с	25,6·10 ⁻⁶	18,56·10 ⁻⁶	36,6·10 ⁻⁶	26,45·10 ⁻⁶	не более 59,0·10 ⁻⁶	не более 118,0·10 ⁻⁶
Температура вспышки в открытом тигле, °С	115	114	118	116	не ниже 90	не ниже 110
Температура застывания, °С	6	9	20	23	не выше 10	не выше 25
Смесь АСПО с КОРЭ						
Вязкость при 80 °С, м ² /с	2,6·10 ⁻⁶	2,5·10 ⁻⁶	3,8·10 ⁻⁶	3,4·10 ⁻⁶	не более 59,0·10 ⁻⁶	не более 118,0·10 ⁻⁶
Температура вспышки в открытом тигле, °С	123	125	125	126	не ниже 90	не ниже 110
Температура застывания, °С	-24	-18	4	10	не выше 10	не выше 25

Смеси с низким содержанием АСПО в растворителях ТСП (до 7 % масс.) и КОРЭ (до 10 % масс.) возможно использовать повторно для удаления отложений тем же способом, при этом растворяющая способность растворителей не снижается.

Таким образом, применение разработанной технологии теплохимической обработки скважины, где в качестве растворителей-теплоносителей предлагается использовать тяжелую смолу пиролиза или кубовый остаток ректификации этилбензола позволит решить следующие основные задачи:

- снизить время обработки скважины за счет теплового и химического воздействия теплоносителя;
- снизить затраты на обработку скважин за счет снижения стоимости растворителей, при этом получить экономию средств более 10 тыс. рублей на 1 тонну растворителя.
- утилизировать АСПО без ущерба для окружающей среды;
- получить из продуктов обработки мазуты М40 и М100.

Литература

1. Павлычев В.Н., Прокшина Н.В. и др. Эффективность применения растворителей асфальтосмолопарафиновых отложений на промыслах АНК «Башнефть» // Нефтяное хозяйство. – 2002. – №12. – С. 65-66.
2. Михалевич В.И., Мельничак Б.Ю. Борьба с отложениями парафина в скважинах с помощью растворителей-теплоносителей // Нефтепромысловое дело: – науч.-тех. сб./ ВНИИОЭНГ. – 1969. – Вып. 2. – С. 37-38.
3. Рогачев М.К., Стрижнев К.В. Борьба с отложениями при добыче нефти. – М: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2006. – 295 с.: ил.
4. Ибрагимов Н.Г., Хафизов А.Р., Шайдаков В.В. и др. Осложнения в нефтесодобыве. – Уфа: ООО Изд-во науч.-техн. лит. «Монография», 2003. – 302 с.