

Таблица 2

Спектральные коэффициенты смол 1 и 2

Спектральные коэффициенты		Смола 1	Смола 2
Коэффициент ароматизированности Баттачарна	D1610/D725	1,86	3,11
Условное отношение содержания полизамещенных ароматических структур к общему содержанию ароматических углеводородов	D818/D1610	0,63	0,48
Условное содержание ароматических структур	D1610/D1465	0,24	0,44
Условное содержание конденсированных ароматических углеводородов	D750/D725	1,08	1,33
Условное содержание -C=O	D1710/D1465	0,29	0,39
Условное содержание -S=O	D1030/D1465	0,26	0,36

Состав смол заметно отличается друг от друга. Смолы 2 имеют почти в 1,5–2 раза больше ароматизированных структур и почти в 1,5 раза больше карбонильных и сульфоксидных групп. Предполагается, что смолы 2 за счет своей высокой полярности более склонны к межмолекулярным взаимодействиям и образованию более устойчивых ассоциативных комплексов с парафиновыми углеводородами, выступая как ингибиторы осадкообразования.

Можно сделать вывод, что на процесс осадкообразования и ингибирующую способность присадки сильно влияет состав нефти. В данной работе показано влияние состава нефтяных смол на процесс ингибирования присадки, что необходимо учитывать при разработке, добыче и транспортировке парафинистых и высокопарафинистых нефтей.

Работа выполнена в рамках Государственного задания ФГБУН Института химии нефти СО РАН при финансовой поддержке Министерства образования и науки РФ.

Литература

1. Персиянцев М. Н. Добыча нефти в осложненных условиях. – 2000.
2. Шарифуллин А. В. и др. Особенности состава и строения нефтяных отложений // Технологии нефти и газа. – 2006. – №. 6. – С. 19-24.
3. Зевакин Н. И., Мухаметшин Р. З. Парафиноотложения в пластовых условиях горизонта Д1 Ромашкинского месторождения // Сборник научных трудов ТатНИПИНефть. ВНИИОЭГ. – 2008. – Т. 472.

ОПТИМИЗАЦИЯ МЕТОДОВ СНИЖЕНИЯ КОЛИЧЕСТВА ДОННЫХ ОТЛОЖЕНИЙ В РЕЗЕРВУАРАХ ВЕРТИКАЛЬНЫХ СТАЛЬНЫХ ПРИ ПОДГОТОВКЕ К ЗАЧИСТКЕ Романов С.П.

Научный руководитель доцент Н.В. Гончаров

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В процессе эксплуатации резервуаров вертикальных стальных выполняются работы по их зачистке от донных отложений (ДО) с целью осуществления диагностических обследований и ремонта. Предотвращение накопления отложений позволяет сократить стоимость работ по зачистке, повысить полезную резервуарную емкость, снизить риски сбоев в работе радарных уровнемеров. Асфальтосмолопарафиновые отложения (АСПО) являются распространенной проблемой в нефтегазовой промышленности, которая может привести снижению производительности, повреждению оборудования и увеличению затрат на обслуживание и ремонт. Они имеют следующий состав: парафины (10-75 %), асфальтены (2-5 %), смолы (11-30 %), мех. примеси (1-5 %). Как показывает практика эксплуатации вертикальных стальных резервуаров на нефтеперекачивающих станциях средний уровень составляет 0,7-1,2 м или 6-18 % от рабочего объема резервуара. Основными причинами уменьшения полезного объема резервуарах являются:

- применение устаревших малоэффективных систем предотвращения и размыва отложений;
- прием в резервуар АСПО и загрязняющих веществ при ремонте и очистке нефтепроводов;
- изменение качества нефти снижение ее температуры [1].

В настоящее время существует большое количество способов предотвращения накопления АСПО в резервуарах. Рассмотрим наиболее распространенные из них:

1. Применение защитных покрытий: при изменении свойств поверхности эффект снижения скорости образования отложений достигается по двум механизмам: непосредственное снижение шероховатости поверхности, а также изменение полярности материала стенки.

2. Химический метод: основывается на использовании химических реагентов, которые вводятся в нефть в небольших количествах.

3. Механический метод: одними из самых распространенных и широко применяемых устройств для предотвращения образования отложений гидромеханическим способом являются электромеханические винтовые мешалки различной конструкции, например, устройство размыва донных отложений (УРДО) «Диоген» (рис. 1) [2].



Рис. 1. Диоген

В данной работе поставлена задача разработки эффективной технологии снижения количества и предотвращения накопления донных отложений в резервуарах вертикальных стальных в процессе эксплуатации и подготовке к зачистке.

Наиболее простым и перспективным методом удаления и предотвращения дальнейшего накопления является применение разнообразных по составу углеводородных удалителей и ингибиторов АСПО. Подбор новых эффективных и недорогих удалителей, которые можно применить для удаления АСПО из резервуаров и технологических трубопроводов, остается актуальной и перспективной. данной повышения эффективности предотвращения предлагается применение специальных ингибиторов для размягчения донных отложений и их перемешиванием с основной массой нефти. Использование удалителя АСПО производится совместно со стационарной системой размыва донных отложений. При этом динамическая составляющая являлась основным условием данному процессу. Методика применения растворителя включает себя:

- расчет объема нефти;
- расчет количества удалителя необходимого для использования;
- подготовка комплекта оборудования и сборка технологической схемы для ввода удалителя в резервуар трубопровод;
- проведение процесса очистки от донных отложений;
- раскочка диспергированных и растворенных отложений в магистральный нефтепровод во время размыва ДО;
- оценка результатов очистки.

На сегодняшний день наиболее оптимальным решением проблемы является применение специализированного ингибитора парафиноотложений (ИПО), который будет:

- способствовать предотвращению накопления АСПО;
- не будет изменять товарных качеств продукта; экономически выгоден;
- максимально безопасен для применения в условиях эксплуатации.

Согласно исследованиям [3] (рисунок 2: а – при температуре 10 °С и концентрации реагента-ингибитора 300 г/т; б – при температуре 40 °С и концентрации реагента-ингибитора 500 г/т), самой эффективной присадкой является марка СНПХ производства АО «НИИнефтепромхим» г. Казань. Результаты исследований, проведенных в независимой лаборатории, представлены в таблице.

Проведя анализ конструктивных особенностей резервуаров и резервуарного оборудования, а также операций, выполняемых перед выводом резервуара из эксплуатации, для равномерного распределения по резервуару, ввод ИПО предлагается совместить с процессом депарафинизации системы подслоного пожаротушения (рисунок 3), в следующей последовательности:

- проведение депарафинизации трубопроводов подслоного пожаротушения, с применением агрегата для депарафинизации;
- ввод ингибитора через узел промывки;
- прокачка объема нефти, соответствующего объему внутренней обвязки систем подслоного пожаротушения, через узел промывки, с целью обеспечения ввода полного расчетного объема ИПО в резервуар.

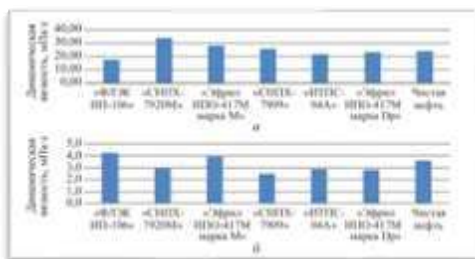


Рис. 2. Результаты определения эффективности применения реагентов-ингибиторов целью снижения динамической вязкости

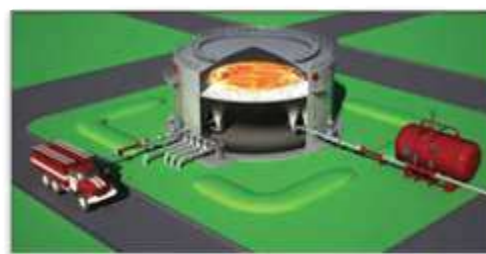


Рис. 3. Система подслоного пожаротушения резервуара

Таблица

Концентрация ИПО, %	Эффективность ИПО, %		
	СНПХ-7821	СНПХ-7821 марка А	СНПХ-7821 марка Т
0	3,5	3,5	3,5
0,025	34,9	32,4	30,3
0,05	66,4	62,8	61,1
0,07	98,7	89,2	86,5

Использование ИПО марки СНПХ имеет положительный эффект в предотвращении накопления и удалении АСПО, за счёт того, что не изменяются товарные качества продукта, так как в составе ИПО отсутствуют хлорорганические соединения, а также вещества и смеси приводящие к увеличению содержания органических хлоридов нефти. Наибольшая эффективность применения ингибитора будет достигнута при совместном использовании с УРДО «Диоген». Результаты работы могут быть использованы для расчета необходимых параметров процесса проведения размыва ДО, а также для возможных будущих натурных испытаний. Дополнительно планируется смоделировать гидродинамическую модель размыва донных отложений с применением ингибитора и подтверждения выдвинутой теории.

Литература

1. Золотухин Ф. А., Лейманченко Э. И., Наконечный Л. В. Факторы, влияющие на процесс образования донных отложений в нефтяных резервуарах // Нефтегазовый терминал. – 2016. – С. 38-42.
2. ОР-23.020.00-КТН-111-13 Организация и проведение работ по размыву и удалению донных отложений из резервуаров с применением устройств типа «Диоген»;
3. Козлов А. В., Вотинова А. О. Влияние ингибиторов комплексного действия на интенсивность образования органических отложений и динамическую вязкость нефти // Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых. – 2020. – Т. 2. – С. 212-218.

ВЫДЕЛЕНИЕ И СОСТАВ СТАБИЛИЗИРУЮЩЕГО СЛОЯ ВОДОНЕФТЯНОЙ ЭМУЛЬСИИ

Смирнова Е.Ю.¹, Волкова Г.И.^{1,2}

Научный руководитель с.н.с. доцент Г.И. Волкова¹

¹Институт химии нефти СО РАН, г. Томск, Россия

²Национальный исследовательский Томский государственный университет, г. Томск, Россия

Нефтедобывающая промышленность характеризуется острой проблемой увеличения в составе доли трудноизвлекаемых запасов, к которым относятся тяжелые и высоковязкие нефти. Их запасы значительно превышают запасы легких и маловязких нефтей. Запасы легкого сырья характеризуются плавным и неизбежным истощением, поэтому возникает необходимость разработки новых технологий добычи, подходящих для тяжелых и высоковязких нефтей, и поиска новых подходов к работе с нефтяным сырьем в целом. На ранних этапах разработки месторождения, когда добыча производится с использованием исключительно естественной энергии пласта, степень обводненности нефти, как правило, низкая. Дальнейшая разработка нефтяных месторождений с применением вторичных методов увеличения нефтеотдачи (чаще всего – метод заводнения), добыча производится с попутными пластовыми водами. По мере увеличения сроков разработки месторождений растет и обводненность продукции, как естественное, так и искусственное (для поддержания пластового давления). Неизбежно происходит образование стойких водонефтяных эмульсий, разрушение которых является крайне сложной задачей [3]. В случае тяжелых и высоковязких нефтей отработанные и широко применяемые методики разрушения водонефтяных эмульсий оказываются недостаточно эффективными ввиду особенностей исходного сырья. Таким образом, поиск новых подходов к таким системам – крайне актуальная и важная задача в рамках современных тенденций и вызовов в нефтехимической и нефтедобывающей отрасли.

В данной работе был исследован стабилизирующий слой обратной эмульсии дистиллированной воды и высоковязкой высокосмолистой нефти и сравнение состава компонентов исходной нефти и стабилизирующего слоя.

Для приготовления 30 % мас. эмульсий использовали высокосмолистую нефть, в которой содержалось 59,21 % мас. масляной фракции, 29,1 % мас. смолистых компонентов и 11,69 % мас. асфальтенов. Плотность – 972 кг/м³, что позволяет ее отнести к битуминозным нефтям [1]. Температура застывания нефти составляет минус 14 °С («Кристалл», ИХН СО РАН).

Водонефтяную эмульсию (ВНЭ) готовили с использованием механической мешалки в течение 10 мин при скорости вращения лопасти 1500 об/мин. Межфазный слой выделяли методом экстракции [2]. Полученную ВНЭ центрифугировали при скорости 2500 об/мин в течение 10 мин для выделения слоя обезвоженной нефти. Верхний слой сливали, оставшуюся эмульсию подвергали поэтапной обработке растворителями для постепенного отделения ее компонентов от непосредственно межфазного слоя. Эмульсию перемешивали с гексадеканом (1:2 по объему), снова центрифугировали. Верхний слой, содержащий, асфальтено-смолистые вещества исходной нефти, сливали. Для полного удаления остатков нефти и тяжелого парафинового растворителя полученную желеобразную массу промывали петролейным эфиром до прозрачной окраски промывного раствора. Полученную желеобразную массу кипятили с дистиллированной водой для удаления остатков петролейного эфира в межкапельном пространстве, стабилизирующий слой выделялся в виде суспензии [2]. Конечным этапом являлась фильтрация межфазного слоя