

ПРИЧИНЫ ОБРАЗОВАНИЯ АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНИСТЫХ ОТЛОЖЕНИЙ В НКТ

С. А. Белкина, С. Н. Нагаева

Добыча нефти осложнена выпадением асфальтосмолопарафинистых отложений (АСПО) в скважинном оборудовании и в системе сбора нефти и газа. Главной причиной появления отложений является возрастающая перенасыщенность раствора в результате изменения термодинамического состояния среды, что приводит к частичной кристаллизации и свободному выпадению твердой фазы с последующим осаждением взвешенных частиц непосредственно на стенках оборудования. Парафинизация оборудования связана с охлаждением газонефтяного потока до температур, меньших температуры насыщения нефти парафином вследствие разгазирования пластовой жидкости и теплообмена.

При эксплуатации нефтяных скважин отложения АСПО в насосно-компрессорных трубах (НКТ) уменьшают их полезное сечение и, как следствие, значительно снижают добычу нефти и увеличивают расход электроэнергии при ее откачке (рис. 1).



Рисунок 1 – АСПО в насосно-компрессорных трубах

В крайних случаях АСПО приводят к остановке скважин из-за полного перекрытия поперечного сечения НКТ или наличия АСПО в скважинных насосах. Интенсивность выпадения АСПО в нефтепромысловом оборудовании добывающих скважин определяется, в основном, составом и физико-химическими свойствами нефти, а также условиями эксплуатации скважин (дебит и обводненность продукции) [2].

К факторам, обуславливающим увеличение интенсивности АСПО в НКТ, относятся:

- высокое содержание парафина в нефти повышает температуру насыщения нефти парафином и увеличивает массу кристаллического парафина ниже этой температуры;
- невысокие температуры газожидкостного потока, определяемые температурой окружающих горных пород и наличием многолетнемерзлых пород;
- охлаждение жидкости при интенсивном разгазировании нефти в НКТ;
- малые дебиты скважин, при которых понижается температура жидкости и невысокая скорость ее подъема препятствует срыву выпавших АСПО на внутренней поверхности НКТ;
- низкая обводненность. Увеличение ее приводит к росту температуры жидкости за счет увеличения теплоемкости и гидрофилизации поверхности НКТ, препятствующей осаждению АСПО на эту поверхность.

Существенное влияние на процесс отложения выделившегося из нефти парафина на стенках НКТ оказывает скорость движения флюида и состояние поверхности труб [2].

В промысловых условиях выпадение АСПО на внутренней поверхности НКТ возможно лишь при скоростях подъема нефти ниже 6,0–6,5 м/сек, так как при более высоких скоростях происходит срыв образующихся парафиновых отложений [1]. Скорость подъема жидкости у стенки НКТ

может быть рассчитана для каждой скважины по известному дебиту, диаметру НКТ, газовому фактору нефти, учитывая тот факт, что с уменьшением глубины увеличивается объем газовой фазы газожидкостного потока и, следовательно, увеличивается скорость движения жидкой фазы.

Анализ промысловых данных многих месторождений Западной Сибири показал, что нефти с плотностью от 810 до 860 кг/м³, с содержанием парафина от 1,5 до 8 %, малосмолистые (содержание смол до 8 %) образуют АСПО. Фонд скважин, где возможны отложения смол, асфальтенов и парафинов, имеют дебиты до 50 т/сут и обводненность до 40–45 %.

Рассмотрим состав АСПО. Асфальтосмолопарафинистые отложения – это природный композитный материал, состоящий из 10–15 органо-минеральных веществ и соединений. Отложения представляют собой, как правило, мазеподобную суспензию или эмульсию с высокой прилипаемостью к различным поверхностям. Отложения на внутренней стенке НКТ в основном формируются органическими и неорганическими веществами. Из органических веществ в составе АСПО имеются: высокомолекулярные парафины – 20–60 %, силикагелевые смолы – 10–25 %, асфальтены – до 5 %. В состав отложений входят и неорганические вещества: механические примеси до 15 %, соли.

Парафины – это вещества от серо-белого до черного цвета (рис. 2). Парафины в основном представлены углеводородами с числом атомов углерода в молекуле от 22 до 28. Твердые парафины C_nH_m ($16 \leq n \leq 35$, церезины $n \geq 36$). Парафины выделяются (кристаллизуются) из нефти при вымораживании (депарафинизации), молекулярный вес до 500 г/моль, плавятся при температуре выше 30°C, плотность ниже 0,9 г/см³ (часто 0,8–0,9 г/см³), растворимы в ароматических растворителях. Таким образом, если вещество не плавится при комнатной температуре, растворяется в нефрасе и БГС (бензин газовый стабильный) его плотность меньше 0,9 г/см³, вероятно, это парафин [1].



Рисунок 2 – Парафины

Асфальтены и смолы относятся к поверхностно-активным компонентам нефти, содержание этих компонентов меняется в широких пределах. Присутствие этих компонентов оказывает значительное влияние на процесс кристаллизации парафинов. Асфальтены и смолы называют модификаторами кристаллической структуры.

Асфальтены – это твердые аморфные вещества от темно-бурого до черного цвета (рис. 3). Плотность выше 1 г/см³. Растворяются в ароматических углеводородах (рис. 4, а), не растворимы в БГС (рис. 4, б). При нагревании размягчаются, но не плавятся, в нефти присутствуют в виде коллоидов. Выпадают в осадок при разведении нефти в БГС (1:20).



Рисунок 3 – Асфальтены

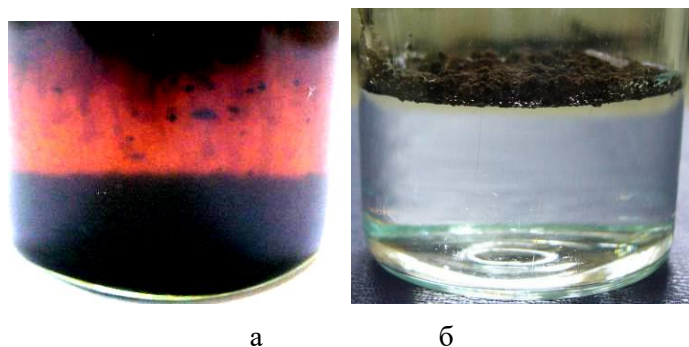


Рисунок 4 – Пример растворимых (а) и нерастворимых (б) асфальтенов

Таким образом, если вещество густое, пастообразное или твердое при комнатной температуре, растворяется в ароматических растворителях, не растворяется в БГС, его плотность 1 г/см³ и выше, то, вероятно, это асфальтены (или смесь смол и асфальтенов) [1].

Смолы неоднородны по своему составу. Они содержат нафтеновые и ароматические элементы, парафиновые цепи разной длины и степени разветвленности, а также гетероатомы серы, кислорода и азота. Смолы – вещества от светло-коричневого до черного цвета (молекулярный вес 500–1200) от липкой текучей массы до хрупкого аморфного твердого вещества. Плотность 0,99–1,08 г/см³. Хорошо растворимы в нефтяных растворителях. Таким образом, если вещество густое, пастообразное или твердое при комнатной температуре, растворяется в БГС, ароматических растворителях и его плотность 0,99 г/см³ и выше, то, вероятно, это смола или смесь смоло-асфальтенов [1].

В случае, когда в составе добываемой нефти преобладают парафины, по мере подъема и охлаждения нефти увеличивается толщина отложений, из-за интенсивной кристаллизации и формирования более прочной крупнокристаллической структуры. Это обуславливает формирование профилей АСПО с постоянным нарастанием толщины к устью скважины.

Основным методом очистки внутренней поверхности НКТ от парафинов является механический, выполняемый спуском и подъемом скребков с помощью ручных лебедок. Рекомендуются к применению скребки типа «Кыргач-5», «Кыргач-6» («Татнипинефть») (рис. 5).



Рисунок 5 – Скребок для механической очистки

Эта операция выполняется в каждой скважине с эмпирически подобранной периодичностью. Продолжительность операции обычно составляет 3–5 суток. В случае нарушения этого срока, что часто случается по организационным и техническим причинам, в НКТ образуется так называемая «парафиновая пробка». Ликвидация «пробок» осуществляется либо их плавлением с помощью спускаемого на кабеле тепловыделяющего элемента, либо промывкой горячим соевым раствором, подаваемым в НКТ через спускаемые в них трубы малого диаметра.

В таблице 1 показаны мероприятия, применяемые для борьбы с АСПО в НКТ [1].

Мероприятия по борьбе с АСПО в НКТ

№	Необходимые мероприятия	Периодичность
Методы борьбы с АСПО		
1.1	Механическая очистка с применением скребков «Кыргач-5», «Кыргач-6» («Татнипинефть»).	в соответствии с действующими инструкциями и регламентами
1.2	Химическая очистка с применением: - ИНПАР-1, ИНПАР-2; - МЛ-72, МЛ-80, ВРК; - бутилбензольной фракции; - ингибиторов: СНПХ-7920М, СНПХ-7912М, СНПХ-7909, СНПХ-7941 (ингибитор парафиноотложений комплексного действия), СОНПАР.	
1.3	Тепловые методы с применением периодической паротепловой обработки скважин: - АДПМ-16/150 (НПАК «Ранко») – агрегат для депарафинизации скважин горячей нефтью; - АДПМ-12/150-У1 (ОАО «Первомайскхиммаш»); - установка «Паратрол» (США).	
Профилактические мероприятия		
2.1	Использование НКТ с покрытием – стекло, эмаль, лакокрасочное покрытие.	постоянно
2.2	Микробиологическая очистка по технологии «Биотехинвест».	
2.3	Внутрискважинный электропрогрев с помощью: - НЭСИ 50-122 (нагреватель электрический скважинный индукционный); - модульного подогревателя МЭН 50-122; - греющего кабеля.	
2.4	Использование магнитных аппаратов «МАРМ-7», «Энергомаг», «Энеркет» (Канада).	

Промывки горячей нефтью применяются как вспомогательное средство при трудности прохода скребка. Способ горячих периодических промывок или пропарок трудоемок и малоэффективен технологически: в период между промывками скважин снижается дебит.

Технологическая эффективность других способов борьбы с АСПО в НКТ связана с тем, что профилактика отложений или очистка от них производятся либо постоянно, в случае применения ингибиторов, либо с небольшим перерывом (до нескольких раз в сутки) – для механических способов. В этом случае средний дебит скважин оказывается выше среднего дебита после редких горячих промывок. Более перспективным в этом плане является способ постоянного электрического прогрева колонны НКТ в процессе эксплуатации скважин.

Из новых средств борьбы с отложениями АСПВ можно рекомендовать пьезоэлектрическое устройство Enercat, производимое фирмой PARATECH (Канада). Механизм стабилизации эмульсий и процессов образования АСПО основан на пьезоэлектрических эффектах, возникающих в смеси кварца и полудрагоценных металлов, заключенных в алюминиевую оболочку. Устройство широко используется на месторождениях Канады, США и Венесуэлы.

Для профилактики и увеличения эффективности борьбы с АСПО в НКТ наряду с применяемыми методами рекомендуется также обработка скважин бензином. Как показывает опыт применения этого метода на месторождениях Западной Сибири, успешность обработок составляет 70 %. Закачивают бензин в объеме 7,5–24 м³/скв., периодичность обработки составляет 2–15 дней.

Для предотвращения образования АСПО рекомендуется внедрение магнитных устройств для обработки жидкости (МОЖ) разработки ОАО «Оренбургнефть», прошедших апробацию в других регионах. Принцип работы МОЖ основан на том, что после прохождения жидкости через зазор между стенкой трубы и поверхностью магнитного устройства в потоке образуется огромное количество дополнительных центров кристаллизации и флотационного выноса. Они представляют собой газовые электрически заряженные микропузырьки, сформирован-

ные на коллоидных микропримесях. Форма конуса МОЖ сконструирована так, что магнитный эффект усиливается гидравлическим, в результате чего происходит формирование АСПО в объеме с последующим флотационным их выносом на устье скважины. Хорошие результаты получены также при испытании магнитного активатора «Магнолеум» на Быстринском месторождении, межремонтный период работы скважины увеличивается в два раза.

В заключении можно отметить:

- 1) основной причиной образования асфальтосмолопарафинистых отложений является изменение термодинамического состояния среды, что приводит к частичной кристаллизации и свободному выпадению твердой фазы с последующим осаждением взвешенных частиц непосредственно на стенках оборудования, в частности НКТ;
- 2) АСПО уменьшают полезное сечение в насосно-компрессорных трубах и, как следствие, значительно снижают дебит скважины по жидкости и увеличивают расход электроэнергии при ее откачке. В крайних случаях АСПО приводят к остановке скважин из-за полного перекрытия поперечного сечения НКТ;
- 3) для предотвращения образования АСПО в НКТ рекомендуется выполнение профилактических мероприятий, таких как покрытие внутренней поверхности труб стеклоэмалями (футерование), необходимо своевременно устранять негерметичность резьбовых соединений НКТ.

Литература

1. Отчет. Дополнение к технологической схеме разработки Зимнего нефтяного месторождения. – Т. 1. – Санкт-Петербург, Тюмень, 2013.
2. Покрепин, Б. В. Способы эксплуатации нефтяных и газовых скважин [Текст] / Б. В. Покрепин. – Волгоград : Ин-Фолио, 2008.
3. Сучков, Б. М. Краткий нефтепромысловый словарь-справочник [Текст] / Б. М. Сучков. – Москва, Ижевск : Институт компьютерных исследований, 2008.