

$$\Delta T = \frac{(t_{2K} - t_{xH}) - (t_{2H} - t_{xK})}{\ln \left(\frac{t_{2K} - t_{xH}}{t_{2H} - t_{xK}} \right)}, \quad (3)$$

В результате простых преобразований можно получить формулу для расчета конечной температуры холодного потока:

$$t_{xK} = t_{xH} + (t_{2H} - t_{xH}) N \frac{e^{M(1-N)} - 1}{e^{M(1-N)} - N}, \quad (4)$$

$$\text{где } M = \frac{K_T F}{G_z C_{p_z}}; \quad N = \frac{G_z C_{p_z}}{G_x C_{p_x}}, \quad (5)$$

Коэффициент теплопередачи зависит от процессов теплоотдачи в трубном и межтрубном пространстве, а также от эффектов термических сопротивлений стенки. При этом для расчета коэффициентов теплоотдачи газовых смесей применены формулы:

$$\alpha_{mp} = \frac{1}{d_{вн}} \cdot \left(\frac{G_z}{N_{mp} \cdot d_{вн}} \right)^{0.8} (3.43 + 2.71 \cdot 10^{-3} \cdot t_{2H}); \quad (6)$$

$$\alpha_{м/тр} = \frac{1}{d_{внеш}} \cdot \left(\frac{G_{xH}}{d_{внеш} \cdot S} \right)^{0.6} (3.483 + 7.27 \cdot 10^{-3} \cdot t_{xH}), \quad (7)$$

где $d_{вн}$, $d_{внеш}$ - внутренний и внешний диаметры труб;

N_{mp} - число труб;

S - площадь сечения межтрубного пространства.

Данная методика находится на стадии доработки, так как требуется учет дополнительных параметров для реальных газов. Реализация методики проводится поэтапно, с проверкой и сопоставлением рассчитанных значений с имеющимися экспериментальными данными. Так, разность между рассчитанными из теплового баланса и экспериментальными значениями конечных температур теплоносителей невелика, например, для потоков рекуперативного теплообменника после первой ступени сепарации она составила 0.304°C и 0.0002°C.

В целом, полученные по данной методике расчеты результаты говорят о возможности ее использования для прогнозирования температур потоков в схеме низкотемпературной сепарации на установках комплексной подготовки газа, разработке на ее основе программного модуля, включение которого в моделирующую систему комплексной подготовки газа позволит рассчитывать замкнутые технологические циклы и определять термодинамически обоснованные значения температур на входе во вторую и третью ступени сепарации.

Литература

1. Иванчина Э.Д., Абрамин А.Л. Модульный принцип расчета ХТС. – Томск: ТПУ, 2004.
2. Р. Рид, Дж. Прауснитц, Т. Шервуд. Свойства газов и жидкостей / под редакцией Б. И. Соколова. – Л.: Химия, 1982. – 592 с.
3. Савельев Н. И., Лукин П. М. Расчет и проектирование кожухотрубчатых теплообменных аппаратов: Уч. пособие. – Чебоксары, 2010. – 80 с.

ВЛИЯНИЕ ТЕМПЕРАТУРНЫХ УСЛОВИЙ НА КИНЕТИКУ ОСАДКООБРАЗОВАНИЯ ВЫСОКОПАРАФИНИСТОЙ НЕФТИ И ЭФФЕКТИВНОСТЬ ИНГИБИТОРОВ ПАРАФИНООТЛОЖЕНИЯ

Н.С. Рыжова¹, М.С. Чучковская², Ю.В. Лоскутова³

Научный руководитель – доцент Е.В. Бешагина¹

¹Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

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

³Институт химии нефти СО РАН, г. Томск, Россия

В процессе добычи и транспортировки нефти под действием внешних факторов на поверхности оборудования выделяются и сорбируются асфальтосмолопарафиновые отложения (АСПО). Количество и состав АСПО определяются в первую очередь дисперсной фазой нефти и внешними условиями: температурой, давлением и гидродинамическими факторами. [2, 1]. Введение в эксплуатацию на территории Западной Сибири и, в частности, в Томской области, новых месторождений, нефти которых характеризуются низким содержанием смол и асфальтенов и высокими температурами застывания за счет повышенного содержания парафинов, требует применение дополнительных мер и новых технологий, обеспечивающих их бесперебойную добычу и транспортировку.

Нефть Ондатрового месторождения (Томская область) является легкой ($\rho = 0,753 \text{ г/см}^3$), маловязкой, имеет низкую температуру начала кипения ($НК = 33 \text{ }^\circ\text{C}$), в ней отсутствуют асфальтены и содержится порядка 1,5 % мас. смол. Однако за счет повышенного содержания парафинов ($\sim 6 \text{ }^\circ\text{C}$) она характеризуется высокой

температурой застывания (минус 4,4 °С) и резким возрастанием вязкостных характеристик при понижении температуры до 0°С.

Поэтому целью исследования являлось изучение влияния температурного фактора и присадок комплексного действия на кинетику осадкообразования в высокопарафинистой нефти Ондатрового месторождения.

Кинетику процесса образования нефтяных отложений изучали на лабораторной установке, основанной на методе «холодного стержня», моделирующей процесс парафиноотложения в потоке нефти в нефтепроводе. Установка состоит из 4 охлаждаемых до 0 °С стальных стержней, помещенных в анализируемые пробы нефти с температурой 25 °С. Количество отложений в динамическом режиме определяли через фиксированные промежутки времени в течение 1 ч гравиметрически как среднее 2 параллельных опытов. Осадки выделяли из образцов нефти без термообработки (НН) и после охлаждения и термостатирования в течение 1 ч при 0 °С (НТ). В качестве добавки использовали присадки комплексного действия Difron 3004 (D04), Difron 3065 (D65) и Flexoil 1470, обладающие депрессорными, ингибирующими парафинообразование и диспергирующими свойствами (концентрация в нефти 0,05 % мас.).

Было показано, что обработка присадками как НТ, так и НН нефти приводит к снижению количества образующегося нефтяного осадка (рис. 1).

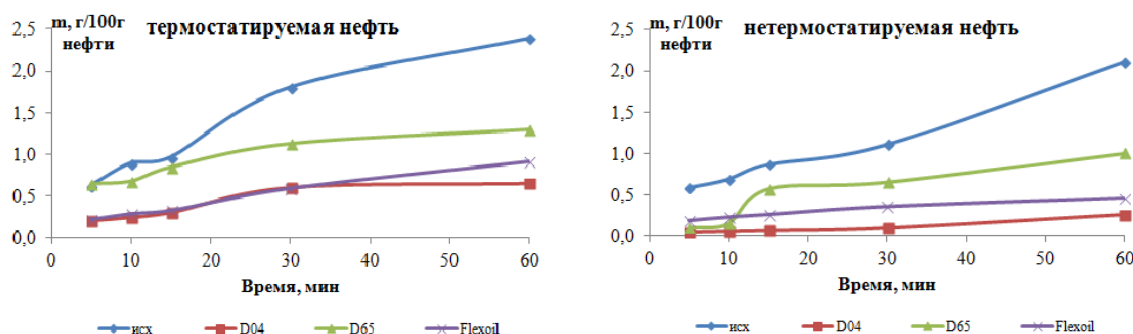


Рис. 1 Изменение во времени количества образующегося нефтяного осадка с добавками присадок из нефти НТ (а) и НН (б)

Не зависимо от температурного режима максимальное снижение массы осадка наблюдается при добавке в ондатровую нефть 0,05 % мас. присадок Flexoil и D04. При этом кинетика осадкообразования обработанной присадками нефти НН существенно отличается от нефти НТ. Так в течение первых 30 минут в нефти НТ, обработанной присадкой Flexoil, формируется такое же количество осадка, как и в нефти с добавкой D04 (рис. 1 а). В дальнейшем эффективность присадки Flexoil начинает падать. Только за первые 10 минут из обработанной различными присадками нефти НН на «холодном стержне» выпадает незначительное количество нефтяного осадка, затем эффективность присадки D65 в течение 1 ч резко падает, а присадки Flexoil – снижается незначительно (рис. 1 б). Для обработанной присадкой D04 нефти НН в течение всего эксперимента рост интенсивности осадкообразования минимален.

Была рассчитана скорость образования осадка из нефти Ондатрового месторождения при различных режимах термообработки и с добавками присадок (рис. 2 а). Показано, что для нефти НТ добавка высокоэффективной присадки D04 снижает скорость осадкообразования в 3,7 раза, а для НН еще значительно – в 8,4 раза, что составляет 80 г/м²*ч.

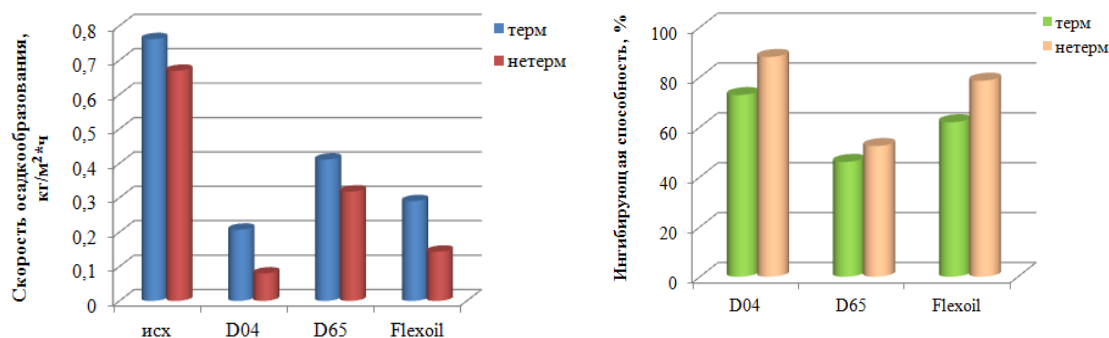


Рис. 2 Скорость осадкообразования (а) и ингибирующая способность присадок (б) для термостатируемой и нетермостатируемой нефти Ондатрового месторождения

На ингибирующую способность исследуемых присадок предотвращать процесс осадкообразования также большое влияние оказывает выбор режима термостатирования нефти (рис. 2 б). Менее всего от температуры зависима присадка D04, ее эффективность с понижением температуры уменьшается незначительно, также как и для присадки Flexoil.

Так как все присадки являются реагентами комплексного действия, были изучены их влияние на температуру застывания нефти (рис. 3). Установлено, что только добавка в нефть НН присадки D04 позволяет понизить температуру застывания T_z на 6,8 °С. При обработке ондатровой нефти другими присадками вне зависимости от режима термостатирования наблюдается незначительными изменениями T_z на 2 – 3 °С.

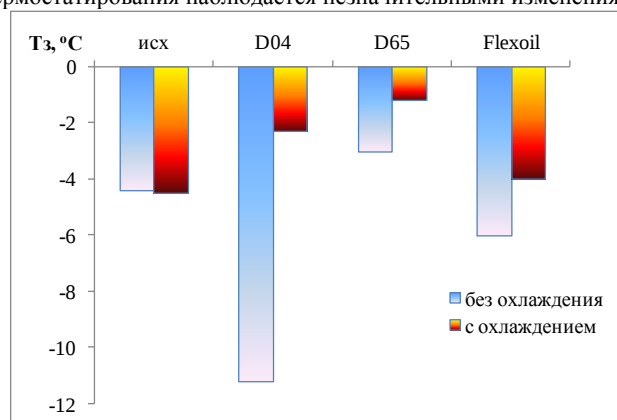


Рис. 3 Температура застывания нетермостатируемой и термостатируемой нефти Ондатрового месторождения с добавками присадок

Считается, что структура высокоэффективных ингибиторов парафиноотложения такова, что одна часть их молекул является родственной нефтяным парафиновым углеводородам, а другая часть содержит полярные группы [1]. Ингибирующие присадки переводят нефтяные отложения в суспендированное состояние и удерживают мелкодисперсные частицы в растворе, препятствуя укрупнению и оседанию. Адсорбция присадки на поверхности дисперсной частицы препятствует дальнейшему агрегированию парафинов в растворе. Введение присадки при температуре фазового перехода, на начальной стадии агрегирования парафинов, повышает солюбилизирующую способность присадки, стабилизируя коллоидную систему. При этом действие присадки заключается в уменьшении начального размера агрегатов, их стабилизации и снижении скорости агрегирования.

В результате проведенных исследований было показано, что обработка присадками как нетермостатируемой, так и охлажденной нефти Ондатрового месторождения приводит к снижению количества образующегося нефтяного осадка, изменению кинетики и скорости осадкообразования. Максимальной ингибирующей способностью обладает присадка Difron 3004, введение которой в охлажденную до 0 °С нефть снижает количество нефтяных отложений на 73 %, однако, приводит к некоторому росту температуры застывания.

Литература

1. Тертерян Р.А. Депрессорные присадки к нефтям, топливам и маслам. — М.: Химия, 1990. — 237 с.
2. Тронов В.П. Промысловая подготовка нефти. — М.: Недр, 1977. — 260 с.

МОДЕЛИРОВАНИЕ ВАРИАНТОВ РЕКОНСТРУКЦИИ УСТАНОВКИ КОМПЛЕКСНОЙ ПОДГОТОВКИ ГАЗА

Н.Л. Тулина^{1,2}, В.А. Колмогорова²

Научный руководитель доцент Н.В. Ушева¹

¹Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

²Томский научно-исследовательский и проектный институт нефти и газа, г. Томск, Россия

При эксплуатации действующих установок промышленной подготовки газа и газового конденсата могут объективно возникать технологические проблемы, обусловленные изменением требований к качеству и условиям сдачи товарной продукции, а также связанные с необходимостью модернизировать или заменять устаревшее технологическое оборудование. В связи с этим необходимо искать решения по оптимизации технологических режимов работы, разрабатывать варианты реконструкции эксплуатируемых установок.

Для этих целей в настоящее время эффективно применяются технологические моделирующие системы, базирующиеся на физико-химических основах процессов и методе математического моделирования с учетом накопленного опыта эксплуатации технологии промышленной подготовки газа и газового конденсата, такие как универсальные моделирующие системы (PRO-II, HYSYS, Petro-SIM Express и т.п.), которые используются в основном для проведения инженерных (проектных) расчетов [1].

Целью данной работы является разработка и анализ различных вариантов реконструкции действующей установки комплексной подготовки газа (УКПГ) путем численного моделирования с использованием программного обеспечения «Petro-SIM Express».

Базой для создания технологической модели исследуемой УКПГ послужило изучение данных по ее эксплуатации, режимных карт, технологического регламента, в результате была собрана информация о работе установки в режимах полной и сниженной загрузки. Технологическая схема установки включает в себя процесс