

ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ РАЗБАВИТЕЛЕЙ НА ОБРАЗОВАНИЕ ПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ

М.О. Левшин, С.А. Штанько

Научный руководитель доцент Л.В. Шишмина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Процессы добычи и подготовки нефти в Западной Сибири с каждым годом усложняются, так как за счет увеличения степени выработанности месторождений происходит изменение баланса запасов и возрастает доля трудноизвлекаемых – высоковязких, высокозастывающих нефтей.

Возникновение парафиновых отложений в пласте, скважине, трубопроводе происходит в зависимости от различных факторов, как во внутренней, так и во внешней среде: изменение термобарических условий, добавление реагентов, изменение состава. О возникновении парафиновых отложений в трубопроводах системы сбора можно судить по повышению давления, снижению пропускной способности. Данная проблема требует незамедлительного решения еще на начальном этапе в связи с высоким риском возникновения аварийной ситуации [2].

Для предотвращения парафиновых отложений в трубопроводах системы нефтесбора применяются различные способы. Для выбора, например, наиболее подходящего растворителя для удаления отложений конкретного состава, необходимы экспериментальные исследования. Однако провести предварительную оценку влияния растворителей на предотвращение образования парафиновых отложений возможно и расчетным путем.

Целью данной работы являлось исследование по выявлению наиболее эффективного разбавителя для нефти месторождения А Томской области с массовым содержанием парафина 6,48 % и плотностью 855 кг/м³.

Поставленная задача решалась методом технологического моделирования в среде программного комплекса HYSYS (Aspen Technology, Inc). С помощью данной программы была смоделирована принципиальная схема трубопровода: длина 4000 м, внутренний диаметр 219 мм, толщина стенки 8 мм. Температура нефти на входе в трубопровод составляла 50 °С, температура окружающей среды была принята 4 °С. В качестве разбавителей были исследованы: гексан, циклогексан, бензол, метанол, пропиленгликоль и триэтаноламин. Соотношение расходов нефть – растворитель равнялось 1 : 0,4.

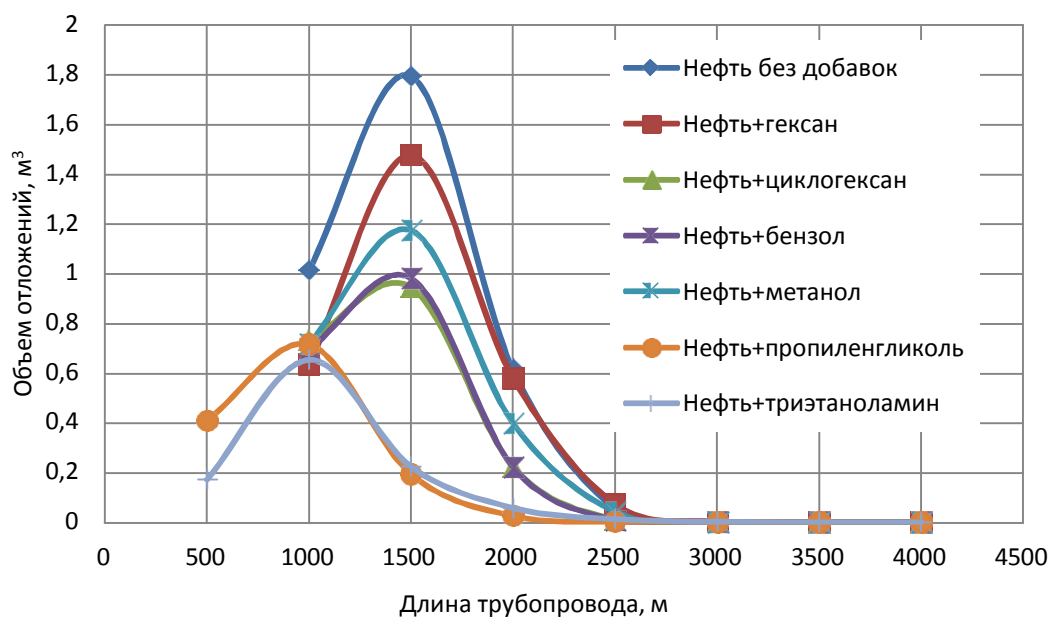


Рис.1 Объем отложений парафина по длине трубопровода

Полученные результаты представлены на рисунке 1. Наблюдается экстремальная зависимость распределения объема парафиновых отложений по длине трубопровода. На расстоянии более 2500 м от начала трубопровода отложения минимальны и равномерно распределены по всей длине трубопровода для всех рассмотренных растворителей.

Смешение нефти с разбавителем приводит к установлению различных температур смеси в начале трубопровода: наибольшее понижение температуры до 25 °С достигается при смешении с пропиленгликолем, смешение с гексаном практически не изменяет начальную температуру нефти. При использовании гексана, циклогексана, бензола и метанола максимальный объем отложений наблюдается при температурах от 5,4 до 6,7 °С на длине 1500 м, а при использовании пропиленгликоля и триэтанолamina максимальный объем отложений наблюдается при температурах от 4,3 до 5,1 °С на длине 1000 м.

Полностью предотвратить образование парафиновых отложений в трубопроводе с помощью разбавителей при данном соотношении расходов разбавителя и нефти не удалось. По степени уменьшения

эффективности действия исследованных разбавителей в заданных условиях их можно расположить в следующий ряд: триэтаноламин > пропиленгликоль > циклогексан $\approx$ бензол > метанол > гексан.

Для оценки эффективности действия исследованных растворителей целесообразно применить параметр растворимости Гильдебранда. Молекулярно-термодинамическая теория Гильдебранда-Скетчарда позволяет уяснить, как сам механизм растворимости, так и его количественные соотношения. В её основу положено понятие о «плотности энергии когезии», представляющее собой отношение изменения энергии испарения или межмолекулярного взаимодействия жидкостей к их мольному объему[1].

Таблица 1 Параметр растворимости Гильдебранда [1]

Растворитель	Параметр растворимости, $\sqrt{\text{МПа}}$
Гексан	14,9
Циклогексан	16,8
Бензол	18,5
Метанол	29,6
Пропиленгликоль	30,2
Триэтаноламин	36,7

Параметры растворимости для изученных растворителей приведены в таблице 1. Корреляция количества отложений и параметра растворимости разбавителей представлена на рисунке 2. Действительно, наблюдается тенденция к повышению эффективности действия растворителя с ростом его параметра растворимости.

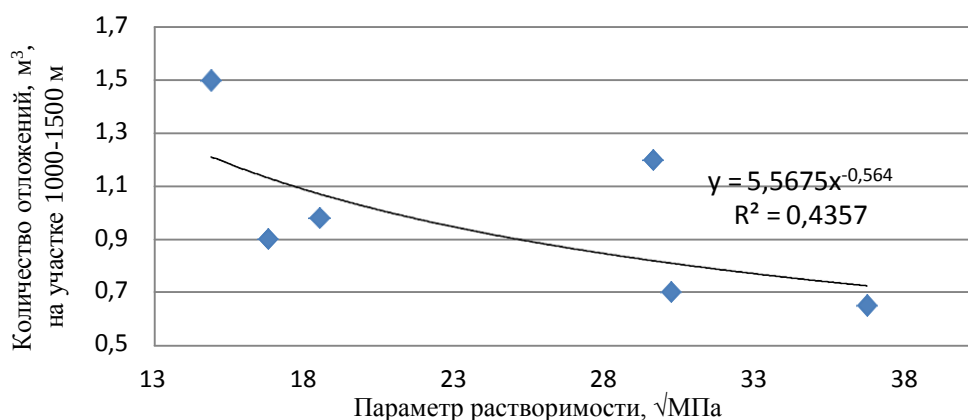


Рис.2 Зависимость количества отложений от характеристики растворителя

Таким образом, для нефти каждого месторождения подбор разбавителей для уменьшения парафиновых отложений должен быть индивидуальным. Во многом это зависит от химического состава нефти, состава и содержания высокомолекулярных парафинов, физико-химических свойств нефти и разбавителя, молекулярных параметров и полярности разбавителя. Например, высокая эффективность метанола обусловлена его высокой полярностью (дипольный момент 5,69 D) и малым размером молекулы (1,89 Å).

Триэтаноламин и пропиленгликоль оказались наиболее эффективными растворителями для данных условий по предотвращению парафиновых отложений из нефти месторождения А. Они уменьшают объем отложений примерно в 3 раза по сравнению с объемом отложений из нефти без применения растворителей.

Моделирующая программа HYSYS (Aspen Technology, Inc) может быть использована для сравнительной оценки эффективности различных разбавителей и сокращения трудоемкого этапа предварительного экспериментального подбора разбавителей для конкретной нефти.

Литература

1. В.Н. Глуценко, М.А. Силин. Нефтепромысловая химия. Изд. В 5-ти томах. Том 5. Предупреждение и устранение асфальтеносмолапарафиновых отложений / Под ред. Проф. Мищенко И.Т. – М.: Интерконтракт Наука, 2009. – 475 с.
2. Маркин А.Н., Низамов Р.Э., Суховеров С.В. Нефтепромысловая химия: практическое руководство. – Владивосток: Дальнаука, 2011. – 288 с.