

В осадках обработанных растворов снижается содержание более низкомолекулярных н-алканов с увеличением времени обработки в ультразвуковом поле (табл. 2).

Таблица 2

Влияние УЗО на содержание н-алканов в составе осадков

Время УЗО, мин	Процентное содержание н-алканов	
	C ₂₄ – C ₂₈	C ₂₉ –C ₃₆
0	41,8	58,2
5	41,0	59,0
10	39,9	60,1
15	38,5	61,5

Таким образом, обработка растворов НП в декане приводит к увеличению реологических и энергетических параметров, повышению температур фазовых переходов и образованию агрегатов, которые слабо разрушаются под действием механической нагрузки. Полученные результаты свидетельствуют о том, что применение ультразвука для нефтей с высоким содержанием парафинов неприемлемо.

Литература

1. Матвеев В.Н., Кирсанов Е.А., Ремизов С.В. Высокопарафинистая нефть как дисперсная система. Выбор уравнения течения // Коллоидный журнал. – 1994. – Т.56. – № 3. – С. 393 – 399.

КОМПЬЮТЕРНОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА ОБЕЗВОЖИВАНИЯ И ОБЕССОЛИВАНИЯ ПРИ ПРОМЫСЛОВОЙ ПОДГОТОВКЕ НЕФТИ

Г.С. Архипов

Научный руководитель - доцент О.Е. Мойзес

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Продукция нефтедобывающих скважин представляет собой высокодисперсную эмульсию капель пластовой воды, взвешенных в нефти. Ее формированию и стабилизации способствуют присутствующие в нефти природные эмульгаторы (асфальтены, нафтенy, смолы) и диспергированные механические примеси (частицы глины, песка, известняка, металлов).

Технологические схемы подготовки нефти месторождений формировались в условиях их ускоренного освоения, при этом не были выполнены широкие научные исследования физико-химических свойств скважиной продукции для обоснования процессов обезвоживания нефти.

Сложность технологии разрушения водонефтяных эмульсий заключается в необходимости одновременного учета множества параметров, меняющихся в динамике. К ним относятся: компонентный состав нефти, степень ее обводненности, температурный режим, тип деэмульгатора, а также средства, понижающие вязкость для каждого конкретного объекта. Поэтому исследование влияния технологических параметров на качество подготовки товарной нефти, является весьма актуальным.

В настоящее время в связи с переходом все большего количества месторождений на поздние стадии разработки, характеризующиеся высокой обводненностью и минерализацией продукции скважин, а также, что еще серьезнее, широким вовлечением в разработку месторождений все более тяжелых нефтей, образующих эмульсии аномально высокой стойкости, на фоне ужесточающихся требований к качеству товарной нефти проблема ее подготовки приобретает все большую остроту и актуальность.

Успешное решение проблемы подготовки нефти с минимальными материальными затратами тесно связано с разработкой, испытанием и внедрением высокоэффективных технологических и технических решений, направленных на улучшение технико-экономических показателей работы установок первичной подготовки нефти, в частности установок процесса обессоливания. Одним из наиболее эффективных способов обезвоживания и обессоливания нефти при её промышленной подготовке является способ деэмульсации в электрическом поле, осуществляемый в электродегидраторе [1].

Для исследования химико-технологических процессов в настоящее время достаточно широко применяются математические модели, основанные на физико-химических закономерностях протекающих процессов.

На кафедре химической технологии топлива и химической кибернетики была разработана математическая модель процесса обезвоживания и обессоливания в электрическом поле, которая позволяет учесть влияние технологических параметров на качество подготовки нефти: обводненность, расход эмульсии, содержание солей [2].

Нами была разработана функциональная зависимость влияния напряженности электрического поля на процесс каплеобразования, позволяющая учесть влияние напряженности электрического поля и межфазного натяжения на размер капель воды в эмульсии.

Эффективность процесса разрушения водонефтяной эмульсии зависит от расхода и типа деэмульгатора. Поэтому в математическую модель процесса обессоливания была введена зависимость, учитывающая влияние концентрации деэмульгатора на поверхностное натяжение [3].

$$\sigma = 0,002G^2 - 0,0176G + 0,0469,$$

где G – расход деэмульгатора, г/т;

σ – межфазное поверхностное натяжение эмульсии, мН/м.

С учетом полученных зависимостей разработан программный блок модуля процесса обессоливания. Разработана программа расчета в объектно-ориентированном языке программирования Delphi. На рис. 1 представлено диалоговое окно программы в котором вводятся данные о параметрах электродегидратора.

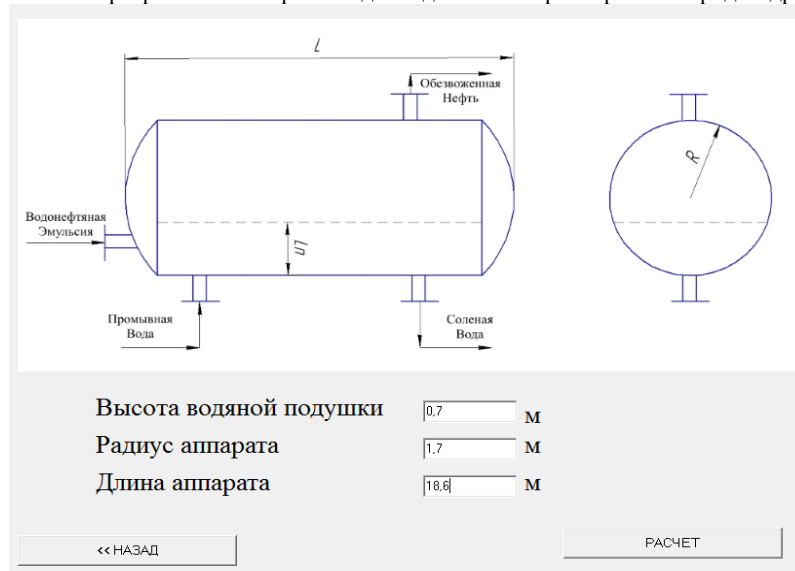


Рис 1. Диалоговое окно программы на языке Delphi

С применением математической модели проведены исследования влияния технологических параметров (расход промывной воды, расход нефти и деэмульгатора, обводненность) на качество товарной нефти на выходе с установки промышленной подготовки нефти (УПН). На Рис. 2 приведены результаты исследований (температура в аппарате – 29°C, давление – 91 кПа, объем электродегидратора – 200 м³).

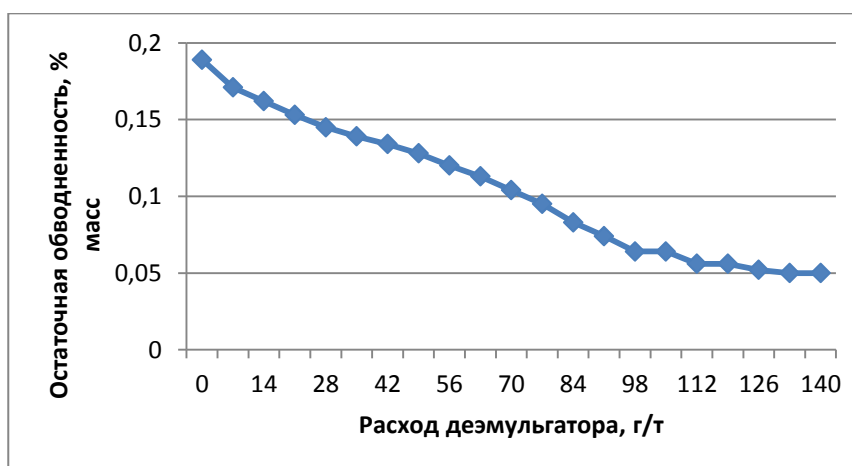


Рис 2. Влияние деэмульгатора на остаточную обводненность нефти

Исследования показали, что при расходе деэмульгатора 100 г/т и более снижения остаточной обводненности на выходе из электродегидратора практически не происходит. При этом содержание воды в товарной нефти соответствует требованиям ГОСТ.

Таким образом, исследования показали, что с применением математической модели можно прогнозировать влияние технологических параметров на качество товарной нефти на выходе с установки подготовки нефти.

Литература

1. Тронов В.П. Промысловая подготовка нефти. – М.: Казань: ФЭН, 2000. – 417 с.

2. Ушева Н.В., Мойзес О.Е., Ким С.Ф., Гизатуллина С.Н. Влияние технологических параметров на процессы обезвоживания и обессоливания нефти// Известия ВУЗов. Химия и химическая технология, 2014. – Т.57., Вып.11 – с.101–103.
3. Пат. 2294956 Россия МКИ C10G 33/04 Способ подготовки нефти с повышенным содержанием примесей. Гумеров А.Г. Заявлено 07.09.2005; Опубл. 10.03.2007, Бюл. №7. – 6 с.: ил.

РАЗРАБОТКА КОМПОЗИЦИЙ ДЛЯ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ НЕФТЯНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ В НЕФТЕПРОВОДАХ

Д. Э. Асатурян

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В связи со значительным увеличением доли высоковязких и высокозастывающих нефтей в общем объеме нефтедобычи особенно актуальным является решение основных проблем, возникающих при добыче, транспортировке и хранении таких нефтей, связанных с их малой подвижностью, высокими температурами застывания, вязкостью, а также образованием большого количества АСПО на поверхностях нефтепромыслового оборудования.

В качестве объектов исследования были выбраны нефти четырех месторождений. С целью прогнозирования эффективности обработки нефти ингибиторами АСПО были определены физико-химические свойства образцов нефти.

Ингибирование асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) изучали методом «холодного стержня» (cold finger) на специальной установке, моделирующей процесс осаждения АСПО и состоящей из охлаждаемого стержня (моделирует стенку трубы), парафиноотложения в трубопроводе. Установка состоит из охлаждаемого стального стержня, помещенного в анализируемую пробу нефти. Количество осажденных на стержне твердых парафинов определяли гравиметрическим способом.

По окончании экспериментов для нефтей с различных месторождений были получены различные результаты эффективности ингибиторов АСПО, ознакомиться с ними можно в табл. 1. Наибольшую активность из рассмотренных композиций проявляют двухкомпонентные смеси при соотношении реагентов 70:30 и 30:70 (% масс.).

Таблица 1— Результаты исследования ингибиторов

Маркировка Месторождения	Эффективность ингибиторов и их смесей при их разном расходе, %				Ингибиторы АСПО и их смеси
	50г/тонн	100г/тонн	250г/тонн	500г/тонн	
Н1	21,6	22,0	22,0	22,3	DCT
Н2	29,4	23,3	33,2	6,6	
Н3	39,2	42,0	43,2	44,0	
Н4	23,3	3,7	2,7	4,0	
Н1	33,4	38,1	38,9	44,7	ЭКС-2
Н2	43,6	47,9	48,0	0,2	
Н3	36,6	40,0	40,2	40,0	
Н4	26,0	6,4	1,3	8,4	
Н1	52,1	52,1	53,4	53,0	ЭКС-2+DTMCH 70:30
Н2	24,1	45,4	65,6	5,6	
Н3	52,4	52,1	61,8	62,0	
Н4	76,3	7,2	7,2	0,2	
Н1	53,0	58,3	54,4	53,0	DTM-30+DTMCH 70:30
Н2	82,2	82,2	80,0	0,0	
Н3	53,0	55,2	55,2	55,0	
Н4	77,4	8,9	3,1	4,0	
Н1	52,3	53,0	53,0	54,9	ЭКС-2+DTMCH 30:70
Н2	53,0	53,0	54,3	2,0	
Н3	74,1	72,1	70,0	-	
Н4	84,0	4,7	6,2	6,8	

Из данных таблицы четко можно проследить одну особенность, что наибольшая ингибирующая способность достигается при добавлении ингибиторов в количестве от 50 до 250 г/т. В первую очередь это связано с химическим механизмом взаимодействия нефти и ингибитора, на который серьезное влияние оказывает состав нефти и непосредственно самих ингибиторов. Такая дозировка принята на основании лабораторных данных об оптимальной величине их подачи в нефть для предотвращения АСПО. Установлено, что для НМ1 и НМ2 наиболее эффективной является смесь ингибиторов DTM-30+DTMCH 70:30, так как степень ингибирования составляет 58,3%, при расходе ингибитора 100г/т в первом случае и 82,2%, при расходе ингибитора 50 г/т и 100г/т во втором случае. Для НМ3 и НМ4 наиболее эффективной является смесь ингибиторов DTM-30+DTMCH 70:30, благодаря которым степень ингибирования составляет 74,1%, при расходе ингибитора 50г/т для первого месторождения и 86,8%, при расходе ингибитора 500г/т для второго