

Наиболее существенное влияние на состав целевого продукта оказывали давление в колоннах узла фракционирования. В частности, было выявлено, что варьирование параметров колонны стабилизации приводит к изменению температур начала и конца кипения смеси, а колонны ректификации к изменению температур выкипания 10%, 50%, 90% фракций.

По мере повышения давления, температуру в колонне также повышали. При расхождении счета изменениям подлежали такие параметры как минимальное орошение и/или температуры на тарелках в зависимости от возникающей ошибки.

Анализ полученных данных позволил сделать вывод о том, что с ростом температуры выход товарного бензина изменяется экстремально. Максимум выхода приходится на температуру в реакторе – 445°C, выход тяжелого остатка при этом минимальный.

Для представления о том, насколько эффективно проделана работа, сведем в таблицу 2 данные об исходном фракционном составе и составе, полученном путем подбора параметров работы узла.

Таблица 2

## Сравнение фракционных составов катализаторов до и после оптимизации

Пределы выкипания	ГОСТ Р 51105 – 97	Вариант катализата							
		395		425		445		465	
		До	После	До	После	До	После	До	После
$T_{нк}, ^\circ C$	$\leq 30$	36,0	26,2	37,0	27,7	37,0	26,8	38,0	23,3
10%	$\leq 70$	64,0	27,8	65,0	33,6	76,0	30,5	68,0	25,3
50%	$\leq 120$	112,0	129,0	116,0	115,4	119,0	115,8	109,0	120,4
90%	$\leq 180$	187,0	144,3	171,0	140,6	167,0	139,7	145,0	136,0
$T_{кк}, ^\circ C$	$\leq 205$	261,0	155,7	261,0	152,7	271,0	152,1	242,0	145,1

На основании полученных данных можно сделать вывод, что подбор параметров оптимизации процесса цеоформинга является актуальным, т.к. при значительном изменении параметров процесса можно с большой вероятностью получить товарный бензины, регламентированные государственным стандартом. Для получения фракционного состава, однозначно отвечающего требованиям [1], будет недостаточным варьирование только одного оптимизирующего параметра, поэтому нужно исследовать совокупность всех факторов, что, в общем случае, усложняет задачу.

## Литература

1. ГОСТ Р 51105 – 97. Топлива для двигателей внутреннего сгорания. Неэтилированный бензин. – М.: Стандартиформ. – 2012. – 9с.
2. Патент РФ №2163624, кл.С10G 35/095, 50/00, 3/00; С07С 1/20, В01J 29/46. – 2001.
3. Патент РФ №2186089, кл. С10G 35/095, В01J 29/46. – 2002.
4. Патент РФ №2208624, кл. С10G 35/095, В01J 29/46. – 2003.
5. Патент РФ №2221643, кл.В01J 29/48, 37/00, 37/10; С10G 35/095, С07С 15/02. – 2004.

## АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ТЕХНОЛОГИИ ПРОМЫСЛОВОЙ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ

Е.А Новосельцева, С.Ф. Ким

Научный руководитель доцент Н.В Ушева

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

В настоящее время повышение ресурсоэффективности во всех сферах человеческой деятельности является актуальной задачей. Повышение цен на нефть и газ международными нефтяными компаниями способствовало обострению этой проблемы, поэтому сегодня как никогда встает вопрос об экономии ресурсов с рациональным их использованием. Согласно прогнозу, спрос на первичную энергию в мире будет расти на 3% в год в течение нескольких последующих десятилетий. От энергопотребляющих компаний, в частности от вертикально интегрированных нефтегазовых компаний, в рамках повышения эффективности их работы требуется экономить энергию и углеводородное сырье на всех технологических этапах [1].

На сегодняшний день одной из самых распространенных проблем, существующих в нефтедобывающей отрасли, является образование стойких водонефтяных эмульсий. Эти явления значительно усложняют добычу нефти из скважин, негативно влияют на работу оборудования. Перекачка вместе с нефтью даже 1-2% воды в виде эмульгированных глобул способствует более интенсивному коррозионному износу оборудования, снижению пропускной способности трубопровода и повышению вероятности порыва труб. В настоящее время на многих нефтяных месторождениях обводненность нефтяных скважин может достигать 90%. При совместном движении нефти, газа и воды по нефтепромысловым коммуникациям происходит перемешивание фаз, что приводит к образованию различных видов эмульсий. Образование эмульсий вода в нефти является одним из факторов существенно осложняющих добычу нефти.

Основными параметрами эффективности технологического процесса являются выход продукта и его качество. В соответствии с ГОСТ Р 51858-2002 нефти, поставляемые с промыслов на нефтеперерабатывающий завод по содержанию хлористых солей и воды делятся на три группы, при этом содержание воды в нефти не должно превышать 0,5 % мас. [3].

Установка подготовки нефти (УПН) Верхнечонского месторождения представляет собой блочно-комплексную автоматизированную установку, предназначенную для эффективного нагрева, обезвоживания и обессоливания нефтяных эмульсий и подготовки товарной нефти. УПН включает такие основные аппараты, как трёхфазный сепаратор (ТФС), газовый сепаратор (ГС), хитер триттер (С-2), электродегидратор (ЭДГ), концевой сепаратор (С-3) трубчатая блочная печь (ПТБ), буферная емкость (БЕ) и отстойник воды (ОВ) (рисунок 1).

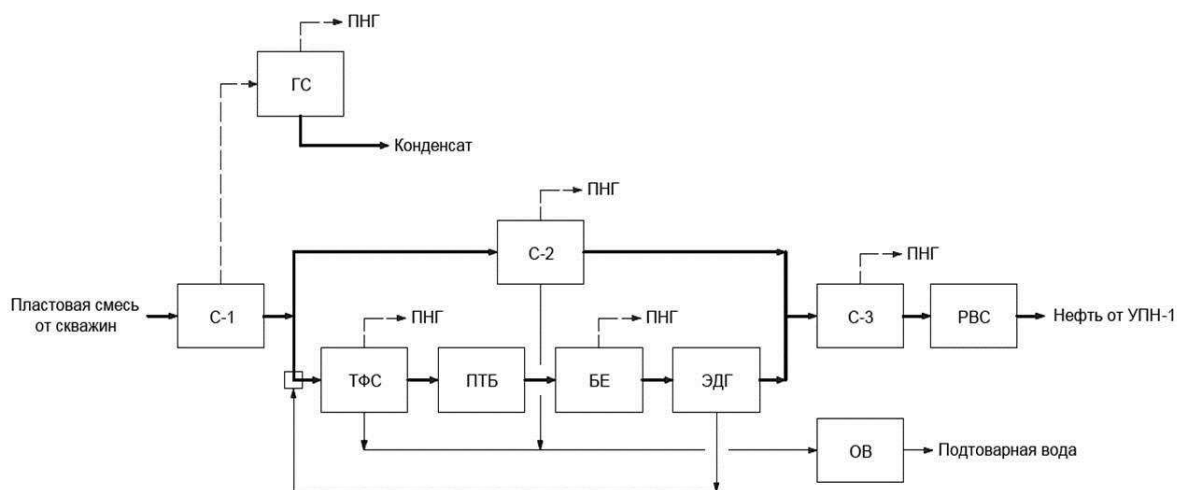


Рис. 1. УПН Верхнечонского месторождения

УПН представляет собой два параллельно работающих модуля. В данной работе рассматривается технологический модуль, состоящий из ТФС, ЭДГ и С-3.

Одним из современных направлений развития технологии является её математическое моделирование с применением моделирующих систем. Математическое моделирование является незаменимым этапом при решении задач анализа, оптимизации, повышения эффективности работы действующих УПН и разработки систем автоматизированного проектирования.

На кафедре химической технологии топлива ТПУ были разработаны математические модели процессов промышленной подготовки нефти. Эти модели позволяют определить материальные баланс нефти и газа, газовый фактор, влагосодержание, физико-химические параметры потоков, составы газовой и жидкой фаз и учесть влияние технологических параметров процесса: давления, температуры, состава пластовой нефти, обводненности, количества ступеней сепарации на ход процесса. Основными блоками модулирующей системы промышленной подготовки нефти и газа являются модули расчета процессов сепарации, каплеобразования и отстаивания [2].

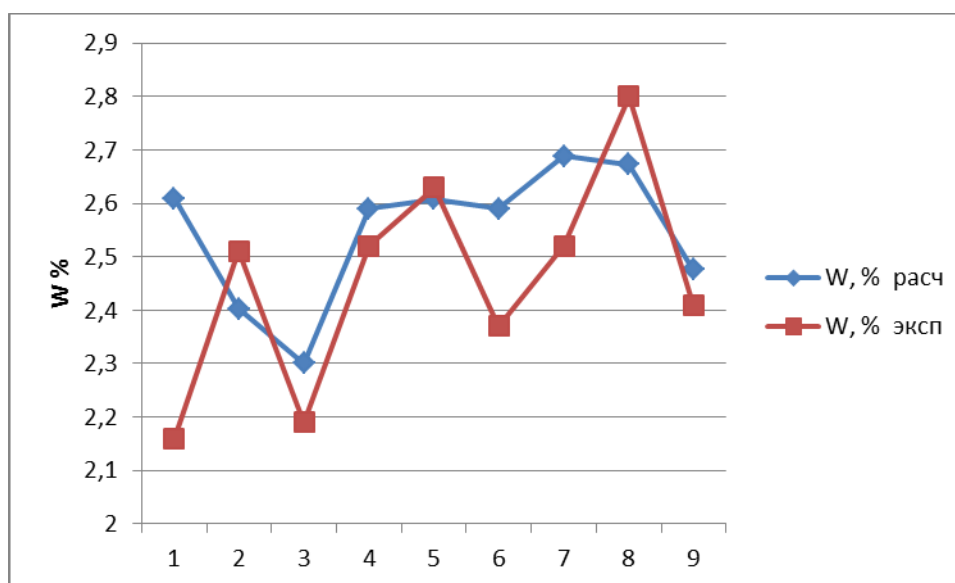
Расчеты по модели проводились при следующих характеристиках нефти: плотность 836,5 кг/м<sup>3</sup>, вязкость 6,29 мПа·с. По данным с промышленной установки Верхнечонского месторождения оценили средние значения температуры и давления в аппаратах, а также обводненность на выходе, при входной обводненности нефти 20% мас. (Табл.).

Таблица

Исходные данные

Аппарат	Технологические параметры			Конструктивные параметры		
	Температура	Давление	Расход (на 1 аппарат)	Объем	Высота водяной подушки	Радиус
	С°	Па	кг/год	м <sup>3</sup>	м	м
ТФС	14,4	790000	1,5*10 <sup>9</sup>	200	0,7	1,7
ЭДГ	28	290000	7,5*10 <sup>7</sup>	200	0,7	1,7
КСУ	29	105000	8,5*10 <sup>8</sup>	200	-	1,7

Сравнение расчетных и экспериментальных данных показало, что моделирующая система адекватно описывает процесс обезвоживания нефти (средняя погрешность расчета остаточной обводненности на выходе из ТФС не превышает 5%) и может быть использована для его анализа на УПН Верхнечонского нефтегазоконденсатного месторождения. (рис. 2)



**Рис. 2. Сравнение экспериментальных и расчетных значений обводненности нефти на выходе из ТФС**

На основании полученной модели проведен анализ влияния на процесс обезвоживания таких технологических параметров, как температура, давление и расход сырья. Было установлено, что с увеличением температуры от 12 до 26 °С обводненность уменьшилась с 2,6 до 1,8%, с увеличением расхода сырья остаточная обводненность возрастает, а давление не оказывает существенного влияния на процесс обезвоживания нефти. Проведенные исследования позволяют рекомендовать оптимальные режимы работы УПН, что в целом способствует повышению эффективности технологии подготовки нефти.

#### Литература

1. Верчижинская С.В., Дигуров Н.Г., Синицин С.А. Химия и технология нефти и газа. — М.: Форум, 2009. - 251 с.
2. Тарасов М.Ю., Зырянов А.Б., Зобнин А.А., Промысловые исследования обезвоживания нефти в нефтегазодоразделителях с подогревом продукции//Нефтяное хозяйство. — М., 2012.-№5.-с.96-98.
3. Ушева Н.В., Кравцов А.В., Мойзес О.Е., Кузьменко Е.А. Моделирование технологии промышленной подготовки нефти//Известия ТПУ. – Томск, 2005.-№4.-с.127-131.

## ИССЛЕДОВАНИЕ МОДЕЛЬНЫХ СМЕСЕЙ НЕФТЕЗАГРЯЗНЕННОГО ГРУНТА

**Е.Е. Печенов**

Научный руководитель доцент А.И. Левашова

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

Актуальностью данной темы является неблагоприятная экологическая обстановка в условиях нефтезагрязнения окружающей среды. Одной из проблем защиты природной среды при нефтедобыче является ликвидация нефтяного загрязнения почвы. Нефть и нефтепродукты нарушают экологическое состояние почвенных покровов и в целом деформируют структуру биоценозов. Устранение разливов нефти позволяет значительно улучшить санитарное состояние не только на территориях, непосредственно прилегающих к технологическим объектам, но и окружающей среды - воздуха и воды [1, 2, 3].

Целью работы является исследование модельных смесей нефтезагрязненного грунта и изучение влияния нефтезагрязнения на ферментативную активность и биодеструкцию почвы.

Для опыта была взята проба нефти Казынского месторождения Томской области (легкая нефть) с вязкостью 1,6769 мПа\*с, и плотностью 0,789 г/см<sup>3</sup> при 20 °С. Ферментативная активность почвы определяется методами определения активности каталазы, дегидрогеназы, пероксидазы и полифенолоксидазы. Объекты исследования и их основные параметры представлены в таблице. В 2 емкости с плодородной почвой массой 0,465, 0,425 кг вносили пробы нефти в концентрации 35, 75 г/кг. В отдельной емкости с нефтезагрязненной почвой в концентрации 15% провели посев газонной травы, в концентрации 1,6 г/кг почвы. В течение 30 суток в емкостях с почвой поддерживалась постоянная влажность 30 % и систематически проверялась ферментативная активность аборигенной микрофлоры: каталазная, дегидрогеназная, полифенолоксидазная и пероксидазная активность ферментов [4,5]. После загрязнения почвы нефтями различных концентраций наблюдается снижение численности всех исследованных групп микроорганизмов. Это связано с гибелью неустойчивых групп почвенной микрофлоры, что происходит в результате токсического действия нефти. То же самое происходит и с активностью почвенных ферментов. Уже после 20 суток деструкции идет рост ферментов, это объясняется тем, что начинается процесс интенсивного биоокисления групп УВ в нефтезагрязненной почве. Процент деструкции