

*Таблица 1*

*Сопоставление отечественных и зарубежных технологий*

Параметр:	ЭДВ	ЭГ	VIЕС	Dual Frequency
Конструктивная особенность	Одна горизонтальная электродная система	Несколько горизонтальных электродных систем	Батарея обособленных изолированных электродов по всему сечению аппарата	Две электродные системы, постоянное и переменное электрическое поле, различные частоты
Напряжение на электродах, кВ	27-44	27-44	5	30
Напряженность электрического поля, кВ/см	1-3	1-3	2	2 (постоянный ток), 0.4 (переменный ток)
Изоляция электродов	Отсутствует	Отсутствует	Внешнее покрытие	Композитный материал
Время обработки полем, сек	70-100	100-300	1-5	70-160
Электрофорез	Используется слабо	Используется слабо	Используется слабо	Используется
Диэлектрофорез	Используется	Используется	Используется	Используется
Максимальная объемная доля воды в эмульсии	50-70%	50-70%	100%	40%
Максимальная объемная доля газа в эмульсии	Не рассчитано на работу в газовой среде	Не рассчитано на работу в газовой среде	100%	Менее 7%

Таким образом, для производства высокотехнологичных и конкурентоспособных аппаратов для электрообезвоживания и обессоливания водонефтяных эмульсий, а также для импортозамещения зарубежных аппаратов, необходимо проведение дополнительных научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ в части использования новых материалов электродов и конфигураций электрического поля.

**Литература**

1. John S. Eow, Mojtaba Ghadiri, Electrostatic enhancement of coalescence of water droplets in oil: a review of the technology, Chemical Engineering Journal, Volume 85, Issues 2–3, 28 January 2002, Pages 357-368
2. Постановление Правительства РФ от 15 апреля 2014 г. N 328 "Об утверждении государственной программы Российской Федерации "Развитие промышленности и повышение ее конкурентоспособности" [Электронный ресурс] // Правовой интернет-портал «Гарант». URL: Электронный ресурс <http://base.garant.ru/70643464/> (дата обращения: 01.02.2016).
3. Каталог оборудования ОАО «ВНИИНЕФТЕМАШ», [Электронный ресурс] // Официальный сайт ОАО «ВНИИНЕФТЕМАШ». URL: Электронный ресурс <http://www.vniineftemash.ru/> (дата обращения: 02.02.2016).
4. Каталог оборудования ООО «Курганхиммаш», [Электронный ресурс] // Официальный сайт торгового дома ООО «Курганхиммаш». URL: Электронный ресурс <http://www.td-khm.ru/ru/> (дата обращения: 02.02.2016).
5. Швецов В.Н., Юнусов А.А., Набиуллин М.И. Новые технические решения по усовершенствованию электродегидраторов для обезвоживания и обессоливания нефти, Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса, Выпуск 5, 2012 год, стр. 48-54.
6. S. Mhatre, V. Vivacqua, M. Ghadiri, A.M. Abdullah, M.J. Al-Marri, A. Hassanpour, B. Hewakandamby, B. Azzopardi, B. Kermani, Electrostatic phase separation: A review, Chemical Engineering Research and Design, Volume 96, April 2015, Pages 177-195.
7. Simone Less, Regis Vilagines, The electrocoalescers' technology: Advances, strengths and limitations for crude oil separation, Journal of Petroleum Science and Engineering, Volume 81, January 2012, Pages 57-63.

**ВЛИЯНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ НА ПРОЦЕСС ОБЕЗВОЖИВАНИЯ И  
ОБЕССОЛИВАНИЯ НЕФТИ**

**К. В. Золотухина**

Научный руководитель, доцент О. Е. Мойзес

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

В процессе эксплуатации нефтяных месторождений неизбежными спутниками нефти является газ, выделяющийся из нефти по мере снижения давления, и пластовая вода. Пластовая вода – это полярная жидкость, которая по своей природе неоднородна с нефтью – углеводородной неполярной жидкостью, поэтому нефть и вода взаимно нерастворимы и образуют две фазы в жидкой продукции скважин, между которыми имеется поверхность раздела. Интенсивное перемешивание нефти и пластовой воды в процессе добычи и движение её

по промышленным коммуникациям приводит к диспергированию одной из жидкостей с сильным увеличением межфазной поверхности, то есть к образованию эмульсий [1].

Основной этап процесса обезвоживания нефти – разрушение водонефтяных эмульсий. В результате удаления из нефти воды и растворенных в ней солей значительно улучшаются свойства нефти и нефтепродуктов, увеличивается срок службы нефтеперерабатывающих установок и катализаторов. Наиболее часто процесс обезвоживания проводят в обезвоживающих установках с применением деэмульгаторов, которые ослабляют структурно-механическую прочность слоев, обволакивающих капли воды [2].

Целью данной работы является исследование влияния основных технологических параметров на эффективность проведения процесса разделения водонефтяной эмульсии с применением моделирующей системы, разработанной на кафедре химической технологии топлива и химической кибернетики.

В качестве основных параметров (табл. 1) использованы данные, полученные при анализе сырья и продуктов переработки нефти Верхнечонского месторождения. Данные параметры можно изменять в ходе работы программы, что делает моделирующую систему универсальной и позволяет применять её для нефтяного сырья любого месторождения.

Таблица 1

**Основные параметры**

Наименование параметра	Ед. изм.	Численное значение
Расход нефти из сепаратора	кг/час	110672,5
Плотность эмульсии	кг/м <sup>3</sup>	830,51
Вязкость нефти	Пуаз	0,0332
Вязкость воды	Пуаз	6,56E-03
Плотность воды	кг/м <sup>3</sup>	1000,0
Плотность нефти	кг/м <sup>3</sup>	816,30
Обводненность нефти	-	0,10

На математической модели проведены исследования влияния технологических параметров на качество товарной нефти на выходе из установки промышленной подготовки нефти. В табл. 2, 3 приведены результаты исследования (обводненность – 20 %, расход деэмульгатора – 20г/т).

Таблица 2

**Влияние расхода эмульсии на процесс разделения водонефтяной эмульсии**

Расход эмульсии, кг/ч	Диаметр капли, мкм	Длина массообменной секции, м	Длина коалесцирующей секции, м	Общая длина секций, м
400000	539,2	42,86	13,38	56,24
450000	402,4	43,40	11,18	54,58
500000	309,8	43,90	10,04	53,94
550000	244,5	44,36	9,40	53,76
600000	197,1	44,80	9,03	53,83

Таблица 3

**Влияние диаметра подводного трубопровода и расхода водонефтяной эмульсии на процесс разделения водонефтяной эмульсии**

Расход эмульсии, кг/ч	Диаметр подводного трубопровода, м	Диаметр капли, мкм
394300	0,200	15,8
	0,310	131,8
	0,417	557,2
444300	0,200	11,8
	0,310	98,0
	0,417	414,2
550000	0,200	7,0
	0,310	57,8
	0,417	243,8
600000	0,200	5,6
	0,310	46,6
	0,417	196,5

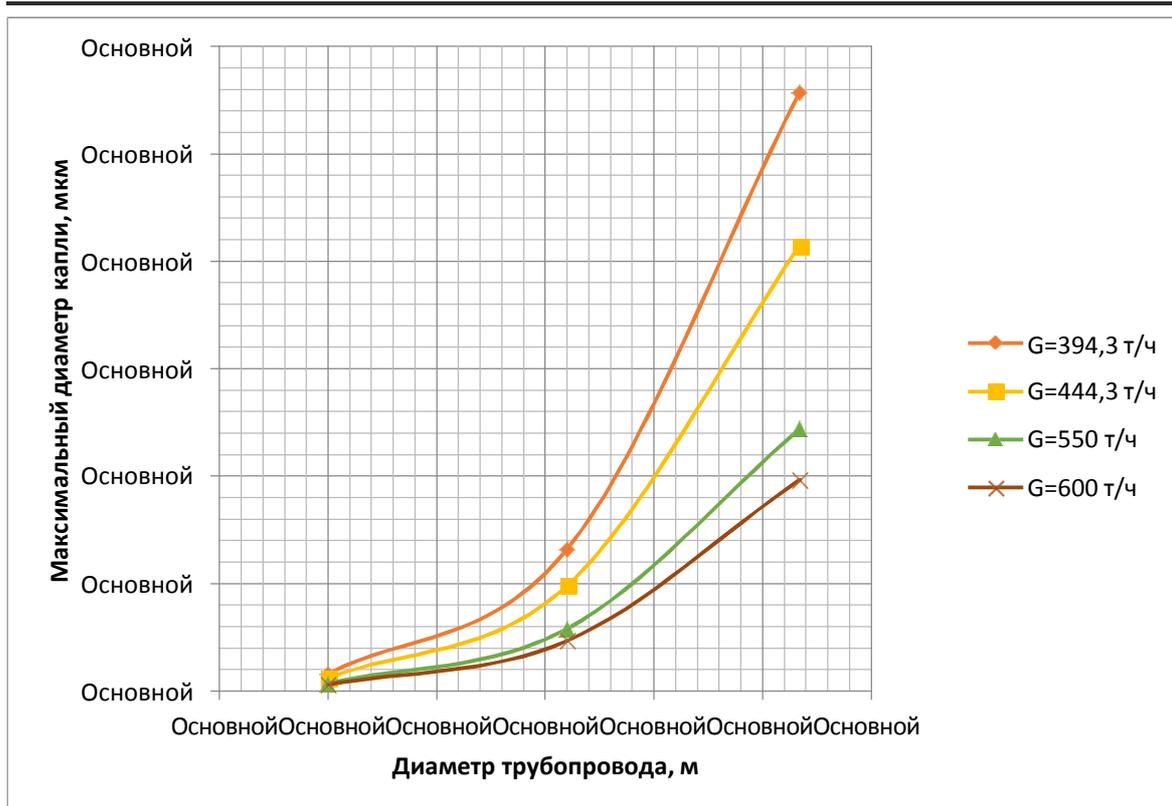


Рис.1 Зависимость максимального диаметра образующихся капель от диаметра подводящего трубопровода

Исследования показали, что при увеличении расхода эмульсии с 400 т/ч до 600 т/ч при постоянной начальной обводненности и постоянном количестве вводимого деэмульгатора максимальный диаметр капель уменьшается с 539 мкм до 197 мкм. Следовательно, эффективность процесса каплеобразования и, в дальнейшем, процесса отстаивания воды, снизится. При варьировании диаметром подводящего трубопровода (рис.1) установлено, что максимальный диаметр капель 557 мкм достигается при использовании трубы диаметром 0,417 м при расходе 394,3 т/ч.

Таким образом, для более эффективного проведения процесса разделения водонефтяной эмульсии и наиболее экономичного использования компонента-деэмульгатора, необходимо использовать экспериментальные данные по физико-химическим свойствам исследуемых нефтей (плотность, поверхностное натяжение, начальная обводненность), так как все эти параметры влияют на результат проведения процесса, а применение математического моделирования позволяет прогнозировать протекание химико-технологического процесса при различных условиях и определять оптимальные технологические режимы.

#### Литература

1. Волков А.А., Балашова В.Д., Коновальчук О.Ю. К вопросу разрушения стабильных водонефтяных эмульсий//Нефтепромышленное дело. – 2013. – №5. – С. 40-42.
2. Бакиев А.В., Хазиев Н.Н., Хасанов И.Ю. Технология добычи безводной нефти на обводненных месторождениях// Нефтегазовое дело. – 2015. – №3. – С. 116-124.

### ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ В КОЛОННЕ СТАБИЛИЗАЦИИ УСТАНОВКИ КАТАЛИТИЧЕСКОЙ ДЕПАРАФИНИЗАЦИИ НА СОДЕРЖАНИЕ СЕРОВОДОРОДА В СТАБИЛЬНОМ ГИДРОГЕНИЗАТЕ

И. В. Зырянова, Н. В. Попова, Н. С. Белинская

Научный руководитель, ассистент Н. С. Белинская

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Нефтегазовая отрасль несет серьезные убытки из-за коррозии трубопроводов и аппаратов. Сероводородная коррозия является одной из главных причин коррозионного разрушения при эксплуатации оборудования в широком диапазоне сред и условий [1]. Сероводород может вызывать повреждения, в результате химической,