

казал расчет, значения содержания отлагаемого кокса увеличиваются с повышением температуры, а также уменьшаются с увеличением расхода сырья и мольного соотношения H_2 /сырье. Так, при температуре процесса 470 °С содержание кокса на катализаторе составило 1,493 %, при 480 °С – 1,685 %, при 480 °С – 1,908 % и при 485 °С – 2,167 %.

Таким образом, были определены зависимости содержания кокса на катализаторе от разных технологических параметров процесса дегидрирования. Это дает возможность корректировать данные параметры для уменьшения количества кокса.



Рис. 1. Зависимость выхода олефинов от расхода воды и температуры

Список литературы

1. Evgeniya Frantsina, Elena Ivashkina, Emiliya Ivanchina, Rostislav Romanovskii Decreasing the hydrogen-rich gas circulation ratio and ser-

vice life extension of the C9–C14 alkanes dehydrogenation catalyst // *Chemical Engineering Journal*, 2015. – Vol. 282. – P. 224–232.

СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ СПОСОБОВ ОЦЕНКИ ВРЕМЕНИ УДЕРЖИВАНИЯ ВОДОНЕФТЯНОЙ ЭМУЛЬСИИ

И.Р. Долгов

Научный руководитель – к.т.н., доцент Н.С. Белинская

Национальный исследовательский Томский политехнический университет
634050, Россия, Томск, ilya.dolgov94@mail.ru

На текущий момент расходы на строительство объектов подготовки нефти оцениваются в рамках проектов обустройства месторождений, в которых ключевую роль играет оборудование, определяющее как производительность, так и качество продукции. Очевидно, что оптимальность решений по подготовке водонефтяной эмульсии (далее – ВНЭ) сказывается на капитальных и операционных затратах. На начальном этапе проектирования перед проектировщиком встает вопрос каким образом осуществить корректную оценку технологических параметров, необходимых для подготовки нефти.

Расчетный способ определения времени удерживания является достаточно перспективным, поскольку не требует большого количества исходных данных и позволяет значительно сократить время проектирования. Недостатком этого способа является то, что расчет основывается на эмпирических и полуэмпирических зависимостях, не учитывающих все коллоидные процессы [1, 2].

Целью данной работы является расчет среднего диаметра капель (d_{cp}) пластовой воды и требуемого времени удерживания ВНЭ ($\tau_{уд}$) на первой и второй ступенях обезвоживания УПН

на проектные показали и сопоставление результатов расчета с результатами лабораторных исследований и параметрами текущих режимов эксплуатации действующих объектов одного из месторождений Восточной Сибири.

Из данных представленных в таблице 1 видно, что:

- на выходе ТФС действующих УПН-1 и УПН-2 достигается значительно меньшее значение обводненности ВНЭ (W, % об.) по сравнению с результатами лабораторных исследований и расчетом на проектные показатели, что обуславливается влиянием процесса дегазации, который обеспечивает эффективное перемешивание эмульсии с деэмульгатором;
- на второй ступени обезвоживания время удерживания по результатам расчета и при текущем режиме эксплуатации значительно выше, определенного в рамках лабораторных исследований (более чем в 2 раза),

что объясняется тем, что расчетный способ не учитывает процессы укрупнения капель пластовой воды и основывается на значении среднего диаметра капли пластовой воды.

На основании выполненной работы можно сделать следующие выводы:

1. Моделирование процесса разделения водонефтяной эмульсии в лабораторных условиях на текущий момент остается наиболее достоверным способом прогнозирования технологических условий, необходимых для подготовки нефти, т.к. позволяет учесть все коллоидные процессы, происходящие при обезвоживании.

2. Расчетный способ определения времени удерживания является перспективным методом прогнозирования режимов подготовки нефти.

3. Для повышения точности расчетов необходимо учитывать процесс укрупнения капель пластовой воды, протекающий при обезвоживании нефти.

Таблица 1. Результаты оценки времени удерживания

Параметр	Лабораторные исследования				Расчет на проектные показатели				Текущий режим эксплуатации				
	УПН-1		УПН-2		УПН-1		УПН-2		УПН-1		УПН-2		
Аппарат	ТФС ¹⁾	ОГ ²⁾	ТФС	РВС ³⁾	ТФС	ОГ	ТФС	РВС	ТФС	ОГ	ТФС	РВС	
$\tau_{уд}$, мин	12	20	12	30	16	45	6,5	63	9,5	50	12	52	
T, °C	10	45	10	10	10	45	10	45	17	40	16	48	
W, % об.	вх.	30	10	30	10	45	10	45	10	29,7	3,3	34,4	1,52
	вых.	10	0,5	10	0,5	10	1	10	1	3,3	0,1	1,52	0,02
d_{cp} , мкм	вх.	–	–	–	–	264	133	368	185	167	135	217	34
		–	–	–	–	133	55	185	77	66	38	53	6

¹⁾ТФС – трехфазный сепаратор; ²⁾ОГ – отстойник горизонтальный; ³⁾РВС – резервуар вертикальный стальной.

Список литературы

1. Луточкин Г.С. Сбор и подготовка нефти, газа и воды: учебник для вузов. 3-е изд., стер. – М.: Альянс, 2005. – 319 с.
2. Тронов В.П. Промысловая подготовка нефти. – Казань: ФЭН, 2000. – 416 с.