

ЦИКЛ 3.

ПРОФЕССИОНАЛЬНЫЕ ФУНКЦИИ

РАЗДЕЛ 3.

АНАЛИТИЧЕСКИЙ КОНТРОЛЬ И САМОСТОЯТЕЛЬНОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ ПАРАМЕТРОВ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА УСТАНОВКИ ОБЕЗВОЖИВАНИЯ И ОБЕССОЛИВАНИЯ НЕФТИ

Модуль 3.1

Анализ хода технологического процесса обезвоживания и обессоливания нефти, принятие решения по его корректировке и внесение изменений в технологический процесс

Тема 3.1.1.

Контроль качества водонефтяной эмульсии и нефти

Аналитический контроль процессов обезвоживания и обессоливания нефти осуществляется регулированием технологических параметров установки подготовки нефти по показаниям приборов КИПиА и данным лабораторных анализов.

Контроль параметров

На установках подготовки нефти при ведении процессов обезвоживания контролируются параметры:

- температура сырья, готовой продукции, реагентов;
- давление в технологических аппаратах, на входе и выходе печей-подогревателей и т. д.
- уровень в технологических аппаратах и резервуарах;
- расход водонефтяной эмульсии, подтоварной и пресной воды, попутного газа, топливного газа на печи или котельные, товарной нефти, химических реагентов (деэмульгатора и др.);
- загазованность воздуха на технологических площадках и в производственных помещениях.

Контроль физико-химических свойств водонефтяной эмульсии

осуществляется лабораторными методами анализа. Анализ отобранных проб производится в химико-аналитической лаборатории (ХАЛ). Результаты лабораторных анализов заносятся в журнал.

Водонефтяные эмульсии, поступающие на подготовку на ЦПС с различных нефтяных месторождений, существенно различаются по своим технологическим и физико-химическим свойствам:

- обводненность и дисперсность эмульсий,
- плотность нефти и пластовой воды,
- вязкость нефти,
- газонасыщенность,
- компонентный состав стабилизаторов нефтяных эмульсий,
- агрегативная устойчивость,
- содержание механических примесей и т.д.

В зависимости от соотношения суммарного содержания стабилизаторов эмульсии асфальтенов (А), смол (С) и парафинов (П), присутствующих в нефти, принято разделять стабилизаторы на три типа:

- **асфальтеновый** $(C + A) \geq 1,0$ (увеличение доли асфальтосмолистых стабилизаторов в парафинистой нефти резко увеличивает устойчивость эмульсии);
- **парафиновый** $(C + A) \leq 1,0$ (при $T < 30^\circ\text{C}$ расход деэмульгатора может возрастать кратно);
- **смешанный** $(C + A) \approx 1,0 (0,8 \div 1,2)$.

Температура плавления очень сильно отличается:

- у парафина $45 \div 70^\circ\text{C}$,
- у асфальтенов $250 \div 300^\circ\text{C}$.

В водонефтяной эмульсии лабораторными анализами определяются: содержание воды, механических примесей, влияющих на коррозионный износ оборудования и трубопроводов; вязкость и плотность; по мере необходимости проверяется устойчивость эмульсии к применению того или иного деэмульгатора.

Важно знать физико-химические свойства водонефтяной эмульсии, так как это влияет на технологию и качество подготовки нефти (свойства водонефтяных эмульсий описаны в разделе «Подготовка и дозировка растворов химических реагентов» учебного элемента «Процесс образования водонефтяных эмульсий»).

Возмущения, вносимые в процесс разделения эмульсии на ступени предварительного обезвоживания нефти:

- начительная нестабильность количества (мгновенный расход) поступающей в отстойник эмульсии;
- неполная разрушенность бронирующих оболочек эмульгированных капель воды;
- переменный дисперсный состав эмульсии;
- переменная величина межфазного натяжения (концентрация ПАВ);
- переменная температура эмульсии;
- переменный состав нефтестабilizаторов, в том числе концентрации механических примесей;
- наличие свободного и акклидированного газа;
- изменение кислотности (рН) пластовой воды и т.д.

Глубина обезвоживания нефти на ступени предварительного обезвоживания определяется:

- загрузкой отстойников по нефти;
- дисперсным составом эмульсии;
- вязкостью нефти и температурой отстоя;
- конструктивными характеристиками отстойника;
- состоянием промежуточного слоя;
- динамикой работы объектов предварительного обезвоживания нефти.

Задачей процесса глубокого обезвоживания и обессоливания нефти является доведение нефти до кондиций, соответствующих ГОСТ Р 51858-2002.

Обезвоженная на ступени предварительного обезвоживания нефть насосами откачивается на ступень глубокого обезвоживания и обессоливания нефти.

На ступени глубокого обезвоживания и обессоливания протекают те же физические процессы, что и на ступени предварительного обезвоживания.

При подборе деэмульгатора также важно учитывать его совместимость с другими химическими реагентами и температуру, при которой он наиболее эффективен. При снижении температуры водонефтяной эмульсии возможно ухудшение качества подготовки нефти, так как парафины начинают кристаллизоваться и часть реагента-деэмульгатора оказывается на поверхности кристаллов парафина. Это ведет к снижению количества деэмульгатора, которое будет задействовано при разрушении эмульсии.

В попутном газе определяются влажность, плотность, концентрация сероводорода (где присутствует).

Подготовка подтоварной воды

В пластовой воде лабораторными анализами определяются: шестикомпонентный состав воды, содержание механических примесей, содержание нефтепродуктов.

Капли нефти в воде представляют собой продукты промежуточных слоев и содержат большое количество парафинов и асфальтосмолистых соединений, что представляет возможно большую опасность для пласта, чем мех. примеси. Удаление мех. примесей пропорционально удалению нефти из воды.

Нормы по содержанию в воде мех. примесей и нефти к воде при закачке ее в пласт обусловлены:

- типом продуктивного пласта (коллектора);
- проницаемостью продуктивного пласта;
- трещиноватостью продуктивного пласта (коллектора).

Хорошо проницаемыми породами являются:

- песок, песчаники, доломиты, доломитизированные известняки, алевролиты, а так же глины, имеющие массивную пакетную упаковку.

К плохо проницаемым относятся:

- глины с упорядоченной пакетной упаковкой, глинистые сланцы, мергели, песчаники, с обильной глинистой цементацией.

Нормы для подготовки подтоварной воды согласно ВНТП 3-77

Группы нефтяных залежей	Тип коллектора	Коэф. проницаемости, $M^2 \cdot 10^{-12}$	Коэф. трещиноватости	Содержание в закачиваемой воде нефти до, мг/л	Содержание в закачиваемой воде твердых примесей до, мг/л
1	Порово-трещинный	0,350	2-6,5	15	15
2		более 0,350	менее 2	30	30
3	Трещинно-поровый	до 0,600	3,6-3,5	40	40
4		более 0,600	менее 3,6	50	50

Товарная нефть

Полный анализ товарной нефти включает:

- содержание воды;
- содержание хлористых солей;
- содержание механических примесей;
- давление насыщенных паров нефти;
- плотность при 20 °С и при 15 °С;
- вязкость при 20 °С;
- содержание серы;
- фракционный состав;
- содержание парафина;
- содержание сероводорода, метил- и этилмеркаптанов;
- содержание органических хлоридов;
- содержание сероводорода (где присутствует).

Классификация и условное обозначение нефтей

При оценке качества нефть подразделяют на классы, типы, группы, виды.

В зависимости от массовой доли серы нефть подразделяют на классы 1-4 (таблица 1).

Таблица 1. Классы нефти

Класс нефти	Наименование	Массовая доля серы, %	Метод испытания по ГОСТ Р 51947 и 9.2
1	Малосернистая	До 0,60 включ.	
2	Сернистая	От 0,61 " 1,80	По ГОСТ 1437 и 9.2 настоящего стандарта
3	Высокосернистая	" 1,81 " 3,50	
4	Особо высокосернистая	Св. 3,50	

По плотности, а при поставке для экспорта – дополнительно по выходу фракций и массовой доле парафина нефти подразделяют на пять типов (таблица 2):

- 0 – особо легкая;
- 1 – легкая;
- 2 – средняя;
- 3 – тяжелая;
- 4 – битуминозная.

Таблица 2. Типы нефти

Наименование параметра	Норма для нефти типа										Метод испытания	
	для пред-при-ятий РФ	для экс-порта	для пред-при-ятий РФ	для экс-порта	для пред-при-ятий РФ	для экс-порта	для пред-при-ятий РФ	для экс-порта	для пред-при-ятий РФ	для экс-порта		
Плотность, кг/м ³ , при температуре:												По ГОСТ 3900 и 9.3
20 °С	не более 830,0		830,1-850,0		850,1-870,0		870,1-895,0		более 895,0			По ГОСТ Р 51069 и 9.3
15 °С	не более 833,7		833,8-853,6		853,7-873,5		873,6-898,4		более 898,4			
Выход фракций, %, не менее, до температуры:												По ГОСТ 2177 (метод Б)
200 °С	-	30	-	27	-	21	-	-	-	-		
300 °С	-	52	-	47	-	42	-	-	-	-		
Массовая доля парафина, %, не более	-	6,0	-	6,0	-	6,0	-	-	-	-		По ГОСТ 11851

Примеры:

1. Нефть с массовой долей серы 0,15% (класс 1); с плотностью при 20 °С 811,0 кг/м³, при 15 °С 814,8 кг/м³ (тип 0); с массовой долей воды 0,05% массовой концентрацией хлористых солей 25 мг/дм³, массовой долей механических примесей 0,02%, с давлением насыщенных паров 58,7 кПа (440 мм рт.ст.), с массовой долей органических хлоридов во фракции до 204 °С 1 млн.-1 (группа 1); с массовой долей сероводорода 5 млн.-1, легких меркаптанов 8 млн.-1 (вид 1) обозначается «Нефть 1.0.1.1 ГОСТ Р 51858».
2. Нефть, поставляемая для экспорта, с массовой долей серы 1,15% (класс 2), с плотностью при 20 °С 865,0 кг/м³ при 15 °С 868,5 кг/м³, с выходом фракций до 200 °С – 23%, до 300 °С – 45%, с массовой долей парафина 4% (тип 2э), с массовой долей воды 0,40%, с массовой концентрацией хлористых солей 60 мг/дм³, с массовой долей механических примесей 0,02%, с давлением насыщенных паров 57,4 кПа (430 мм рт.ст.), с массовой долей органических хлоридов во фракции до 204 °С 2 млн.-1 (группа 1); с массовой долей сероводорода менее 5 млн.-1, легких меркаптанов 7 млн.-1 (вид 1) обозначается «Нефть 2.2э.1.1 ГОСТ Р 51858».

Примечания

- Если нефть по одному из показателей (плотности или выходу фракций) относится к типу с меньшим номером, а по другому – к типу с большим номером, то нефть признают соответствующей типу с большим номером.
- Нефти типов 3 и 4 при приеме в систему трубопроводного транспорта для поступающей поставки на экспорт, должны иметь норму по показателю 3 не более 6%.

По степени подготовки нефть разделяют на группы 1-3 (таблица 3).

Таблица 3. Группы нефти

Наименование показателя	Норма для нефти группы			Метод испытания
Массовая доля воды, %, не более	0,5	0,5	1,0	По ГОСТ 2477 и 9.5 настоящего стандарта
Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	100	300	900	По ГОСТ 21534 и 9.6
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05			По ГОСТ 6370
Давление насыщенных паров, кПа (мм.рт.ст.), не более	66,7 (500)	66,7 (500)	66,7 (500)	По ГОСТ 1756 и 9.8 настоящего стандарта
Массовая доля органических хлоридов во фракции, выкипающей до 204 °С млн. ⁻¹ (ppm), не более	10	10	10	По ГОСТ Р 52247 или приложению А [6]

Примечание

- Если по одному из показателей нефть относится к группе с меньшим номером, а по другому – к группе с большим номером, то нефть признают соответствующей группе с большим номером.

По массовой доле сероводорода и легких меркаптанов нефть разделяют на 2 вида (таблица 4).

Таблица 4. Виды нефти

Наименование показателя	Норма для нефти вида		Метод испытания
Массовая доля сероводорода, млн. ⁻¹ (ppm), не более	20	100	По ГОСТ Р 50802
Массовая доля метил- и этилмеркаптанов в сумме, млн. ⁻¹ (ppm), не более	40	100	

Примечание

Нормы по показателям таблицы 4 являются факультативными до 1 января 2009 г. Определяются для набора данных.

Условное обозначение нефти состоит из четырех цифр, соответствующих обозначениям класса, типа, группы и вида нефти. При поставке нефти на экспорт к обозначению типа добавляется индекс «э». Структура условного обозначения нефти:

