Определение степени подготовки и качества товарной нефти

Цель работы – Определить показатели, характеризующие степень подготовки и физико-химические свойства (качество) нефти на соответствие норматив

Используемые нормативные документы:

ГОСТ Р 51858-2002. Нефть

ТУ 39-1623-93. Нефть российская, поставляемая на экспорт

ГОСТ 9965-76. Нефть. Степень подготовки для нефтеперерабатывающих предприятий.

При определении степени подготовки товарной нефти определяют:

- Давление насыщенных паров
- Содержание воды
- Содержание хлористых солей
- Содержание механических примесей

Качество оценивают по:

- Содержанию общей серы
- Выходу фракций, выкипающих при температуре 200, 300 и 350 С.

Расчет массы товарной нефти.

При проведении приемо-сдаточных операций от нефтедобывающего предприятия к предприятиям трубопроводного транспорта на узлах учета нефти центральной дожимной станции, кроме «брутто», определяют массу товарной нефти «нетто».

Это связано с тем, что в состав сырой нефти входят нефть, пластовая вода, соли, хлориды и механические примеси.

Расчет массы товарной нефти «нетто» производится на 100 т сырой нефти «брутто» с использованием полученных данных, характеризующих степень подготовки нефти (содержание воды, хлористых солей, механических примесей), по формуле

$$M_н = M_{бр} \cdot \left(1 - \frac{W_в + W_п + W_{хс}}{100}\right), \qquad (2.1)$$

где $M_н$ – масса товарной нефти «нетто», т;

$M_{бр}$ – масса сырой нефти «брутто» (для расчета принимаем 100 т);

$W_в$, $W_п$, $W_{хс}$ – массовое содержание воды, механических примесей и хлористых солей соответственно в составе сырой нефти, % мас.

Массовое содержание хлористых солей в составе сырой нефти рассчитывается по формуле

$$W_{xc} = \frac{0,1 \cdot \varphi_c}{\rho_4^{20}}, \qquad (2.2)$$

где φ_c – концентрация хлористых солей в сырой нефти, мг/дм^3; ρ_4^{20} – плотность сырой нефти, кг/м^3.

Показатель	Значение
Масса прошедшей нефти, т	100
Плотность нефти, кг/м³	872,3
Содержание остаточной воды, %	0,2
Содержание механических примесей,%	0,01
Содержание хлористых солей, мг/дм³	72
Выход фракций при температуре до 200 ℃, %	25
Выход фракций при температуре до 300 ℃, %	44
Выход фракций при температуре до 350 ℃, %	54
Массовая доля серы, %	1,6
Массовая доля парафина, %	5,5

1. Рассчитываем содержание хлористых солей:

$$W_{хс} = \frac{0,1 \cdot 72}{872,3} = 0,008254 = 0,0083\ \%\ \text{мас.}$$

2. Определяем массу товарной нефти «нетто» в 100 т сырой нефти:

$$W_{н} = 100 \cdot \left[1 - \frac{(0,2 + 0,01 + 0,0083)}{100} \right] = 99,78\ \text{т.}$$

Нефть, поставляемая для экспорта должна соответствовать требованиям настоящих технических условий ТУ 39-1623-93

Типы нефти физико-химическим свойствам по ТУ 39-1623-93

Наименование показателя	Норма для типа			
	1	2	3	4
1. Плотность при 20°С, кг/м^3, не более	850	870	890	895
2. Выход фракций, % объемных, не менее				
при температуре до 200 °С	25	21	21	19
при температуре до 300 °С	45	43	41	35
при температуре до 350 °С	55	53	50	48
3. Массовая доля серы, %, не более	0,6	1,8	2,5	3,5
4. Массовая доля парафина, %, не более	6	6	6	не нормируется
5. Концентрация тяжелых металлов: ванадия, никеля и других	До 01.01.94 г. не нормируется. Определение производят для набора данных			

Степени подготовки нефти по ТУ 39-1623-93

Наименование показателя	Значение показателя для группы		
	1	2	3
Массовая доля воды, %, не более	0,5	1,0	1,0
Концентрация хлористых солей, мг/дм3, не более	100	300	900
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05	0,05	0,05

ПАСПОРТ КАЧЕСТВА НЕФТИ

Нефтеподготавливающее предприятие _____
Нормативный документ_____
Резервуар (трубопровод, емкость, танкер)_____
Дата отбора пробы_____
Дата проведения анализа_____

Наименование показателя	Фактическое значение	По нормативному документу
Плотность нефти, кг/м^3	872,3	890
Выход фракций при температуре до 200 ℃, %	25	21
Выход фракций при температуре до 300 ℃, %	44	43
Выход фракций при температуре до 350 ℃, %	54	53
Массовая доля серы, %	1,6	1,8
Массовая доля парафина, %	5,5	6
Содержание остаточной воды, %	0,2	1,0
Содержание механических примесей,%	0,01	0,05
Содержание хлористых солей, мг/дм^3	72	300
Масса нетто в 100 т сырой нефти, т	99,78	-

Заключение:
Тип нефти:____2____
Степень подготовки: ____2____

Показатель	1	2	3	4	5
Масса прошедшей нефти, т	100				
Плотность нефти, кг/м³	872,3	842,3	886,2	832,1	852,9
Содержание остаточной воды, %	0,2	0,5	0,8	0,9	0,7
Содержание механических примесей,%	0,01	0,02	0,03	0,04	0,025
Содержание хлористых солей, мг/дм³	72	98	150	350	200
Выход фракций при температуре до 200 ℃, %	25,32	28,75	22,81	27,21	22,32
Выход фракций при температуре до 300 ℃, %	44,57	46,85	45,92	50,81	47,12
Выход фракций при температуре до 350 ℃, %	54,98	60,85	51,54	58,32	55,19
Массовая доля серы, %	1,6	0,5	1,5	0,2	1,7
Массовая доля парафина, %	5,5	3,2	2,1	4,5	4,9

Показатель	6	7	8	9	0
Масса прошедшей нефти, т	100				
Плотность нефти, кг/м³	842,3	886,2	872,3	852,9	832,1
Содержание остаточной воды, %	0,5	0,8	0,2	0,7	0,9
Содержание механических примесей,%	0,02	0,03	0,01	0,025	0,04
Содержание хлористых солей, мг/дм³	98	150	72	200	350
Выход фракций при температуре до 200 ℃, %	28,75	22,81	25,32	22,32	27,21
Выход фракций при температуре до 300 ℃, %	46,85	45,92	44,57	47,12	50,81
Выход фракций при температуре до 350 ℃, %	60,85	51,54	54,98	55,19	58,32
Массовая доля серы, %	0,5	1,5	1,6	1,7	0,2
Массовая доля парафина, %	3,2	2,1	5,5	4,9	4,5

Задание.

1.Определить степень подготовки и качество товар-
ной нефти.

2. Оформить паспорт качества нефти.

СПАСИБО