

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

$$M_n = M_{бр} \cdot \left(1 - \frac{W_v + W_n + W_{xc}}{100} \right), \quad (2.1)$$

где M_n – масса товарной нефти «нетто», т;

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

W_v , W_n , W_{xc} – 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

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

где φ_c – концентрация хлористых солей в сырой нефти, мг/дм³;

ρ_4^{20} – плотность сырой нефти, кг/м³.

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

1. Рассчитываем содержание хлористых солей:

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

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°C, кг/м ³ , не более	850	870	890	895
2. Выход фракций, % объемных, не менее				
при температуре до 200 °C	25	21	21	19
при температуре до 300 °C	45	43	41	35
при температуре до 350 °C	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/дм ³ , 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 °С, %	25	21
Выход фракций при температуре до 300 °С, %	44	43
Выход фракций при температуре до 350 °С, %	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/м ³	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/дм ³	72	98	150	350	200
Выход фракций при температуре до 200 °С, %	25,32	28,75	22,81	27,21	22,32
Выход фракций при температуре до 300 °С, %	44,57	46,85	45,92	50,81	47,12
Выход фракций при температуре до 350 °С, %	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/м ³	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/дм ³	98	150	72	200	350
Выход фракций при температуре до 200 °С, %	28,75	22,81	25,32	22,32	27,21
Выход фракций при температуре до 300 °С, %	46,85	45,92	44,57	47,12	50,81
Выход фракций при температуре до 350 °С, %	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 товарной нефти.
2. Оформить паспорт качества нефти.

The image features a dark blue gradient background with white circuit-like lines in the corners. These lines consist of straight paths that end in small circles, resembling a stylized PCB or network diagram. The lines are positioned in the top-left, top-right, bottom-left, and bottom-right corners, framing the central text.

СПАСИБО