

Погрешность метода приведения плотности нефти к нормальным условиям в Измерительно – Вычислительном Комплексе «МикроТЭК»

Автор: Р.М. Роженок

Зам. главного метролога ООО НПП ТЭК.

В настоящее время при проведении учетно-расчетных операций в единицах массы на оперативных и коммерческих узлах учета нефтепродуктов, важным моментом является приведение измеренной плотности поточным плотномером к нормальным условиям, т.к. в большинстве случаев условия измерения объема и плотности отличаются друг от друга и от нормальных условий (нормальные условия - температура: 20°C, избыточное давление: 0 Па).

Существует множество способов приведения плотности продукта к нормальным условиям, в данной статье рассмотрим три. Первый – приведение плотности по API (метод последовательного приближения), второй – по формуле (1) МИ 2153-2001, третий – табличный по таблице Б.1 МИ 2153-2001. Все эти методы широко применяются в различных измерительных комплексах отечественного и импортного производства, предназначенных для учета нефтепродуктов.

В 2002 году НПП Томская Электронная Компания разработала и серийно выпускает измерительно-вычислительный комплекс «МикроТЭК», предназначенный для проведения операций оперативного и коммерческого учета нефтепродуктов и природного газа. ИВК «МикроТЭК» является метрологически обеспеченной системой, с методикой поверки, использующей стандартные эталоны и аттестованной методикой выполнения измерений. ИВК МикроТЭК имеет сертификат об утверждении средств измерений RU.C.34.000.A №19368 и свидетельство об аттестации МВИ № 208/163-03.

В ИВК «МикроТЭК» применен второй метод приведения плотности к нормальным условиям. Сравнительный анализ всех трех методов был проведен в прикладной программе «MathCAD 2001i». Программа расчета плотности в нормальных условиях методом последовательного приближения приведена на рисунке 1

```
.pny1 := | j ← 1
          | kriterijj-1 ← 1
          | ρb ← ρ
          | ρj-1 ← ρ
          | t ← t
          | P ← P
          | while kriterijj-1 > 0.01
          |   CTLj ← exp  $\left[ \frac{-613.97226}{(\rho_{j-1})^2} \cdot (t - 20) \cdot \left[ 1 + 0.8 \cdot \frac{613.97226}{(\rho_{j-1})^2} \cdot (t - 20) \right] \right]$ 
          |   CPLj ←  $\frac{1}{1 - 10^{-4} \cdot \exp \left[ -1.6208 + 0.00021592 \cdot t + \frac{870960}{(\rho_{j-1})^2} + \frac{4209.2 \cdot t}{(\rho_{j-1})^2} \right] \cdot P \cdot 10}$ 
          |   ρj ←  $\frac{\rho_b}{CTL_j \cdot CPL_j}$ 
          |   kriterijj ← |ρj - ρj-1|
          |   pp1 ← j
          |   pp0 ← ρj
          |   j ← j + 1
          | pp
```

Рисунок 1– Алгоритм расчета плотности методом последовательного приближения

Программа расчета плотности в нормальных условиях по МИ 2153 приведена на рисунке 2.

```

Temperature1 := READPRN("T1.txt")  строка температуры в таблице коэффициентов расширения и
Temperature2 := READPRN("T2.txt")  сжимаемости по МИ 2153
β := READPRN("Data1.txt")
F := READPRN("Data2.txt")  таблицы коэффициентов расширения и сжимаемости нефти по МИ 2153
-----
Plotnost1 := READPRN("P1.txt")
Plotnost2 := READPRN("P2.txt")  таблицы плотностей в нормальных условиях по МИ2153
Current_Temperature := t
Current_Plotnost := ρ

i1 := | r ← 0
      | while Temperature1r ≤ Current_Temperature
      |   r ← r + 1
j1 := | r ← 0
      | while Plotnost1r ≤ Current_Plotnost
      |   r ← r + 1
i1 = 2.0000
j1 = 16.0000

i2 := | r ← 0
      | while Temperature2r ≤ Current_Temperature
      |   r ← r + 1
j2 := | r ← 0
      | while Plotnost2r ≤ Current_Plotnost
      |   r ← r + 1
i2 = 1.0000
j2 = 8.0000

βj1-1, i1-1 = 0.9130    Fj2-1, i2-1 = 0.7520
ββ := βj1-1, i1-1 · 10-3
FF := Fj2-1, i2-1 · 10-3
ββ = 9.13 × 10-4      коэффициент расширения нефти в зависимости от ее температуры и
                       плотности
FF = 7.5200 × 10-4    коэффициент сжимаемости нефти в зависимости от ее температуры и
                       плотности

ρнy2 := ρ · [1 + ββ · (t - 20)] · (1 - FF · P)  расчет плотности в нормальных условиях по МИ 2153

```

Рисунок 2– Алгоритм расчета плотности в нормальных условиях по МИ2153.

Исходными данными для расчета являются плотность в некоторых условиях t и P , температура и давление.

Результаты расчетов первого и второго метода можно сравнивать друг с другом при любом рабочем значении плотности, температуры и давления нефти, а сравнение с третьим методом (таблица Б.1. МИ 2153-2001) можно проводить только при избыточном давлении нефти равном

нулю, т.к. в таблице приведена зависимость плотности только от температуры. В связи с этим 3 метод является не применимым для коррекции плотности нефти, находящейся в трубопроводе.

В таблице 1 представлены некоторые сравнительные результаты расчетов по трем методам.

Таблица 1 – Результаты расчетов.

№ п.п.	T, °C	P, МПа	ρ , кг/м ³	Метод1	Метод2	Метод3	δ_{1_2} , %	δ_{1_3} , %	δ_{2_3} , %
1.	5	0	790	778,22	778,45	778,50	-0,0303	-0,0357	-0,0054
2.			820	808,66	808,77	809,00	-0,0135	-0,0419	-0,0284
3.			850	839,07	839,16	839,40	-0,0112	-0,0395	-0,0283
4.			870	859,32	859,42	859,70	-0,0107	-0,0437	-0,0330
5.	5	0	910	899,80	899,97	900,20	-0,0185	-0,0444	-0,0259
6.	25			913,36	913,33	913,20	0,0042	0,0180	0,0138
7.	45			926,65	926,52	926,10	0,0144	0,0594	0,0450
8.	65			939,66	939,48	938,60	0,0187	0,1129	0,0942
9.	25	0,1	910	913,31	913,27	-	0,0041	-	-
10.		0,5		913,07	913,04	-	0,0038	-	-
11.		1		912,78	912,75	-	0,0032	-	-
12.		2		912,19	912,18	-	0,0021	-	-

Примечание: δ_{1_2} , %, δ_{1_3} , %, δ_{2_3} , % - относительные погрешности первого метода относительно второго, первого относительно третьего, второго относительно третьего.

Как видно из представленных данных в таблице, сходимость результатов всех трех методов удовлетворяет требованиям по точности коммерческого учета.

Как уже было сказано выше, в ИВК МикроТЭК применен расчетный метод №2 по формуле (1) МИ 2153-2001, но здесь есть один очень важный момент, коэффициенты термического расширения и сжимаемости нефти зависят от ее плотности и температуры (зависимости этих коэффициентов приведены в таблицах А.1 и А.2 соответственно в МИ 2153-2001). Весь этот алгоритм и реализован в ИВК МикроТЭК.

Этот алгоритм в МикроТЭК применяется не только для приведения плотности к нормальным условиям, но для приведения плотности к условиям измерения объема для дальнейших расчетов массы нефти.

Также для уменьшения других погрешностей при проведении расчетов массы нефти в ИВК МикроТЭК, применены специальные программные средства, а именно:

- автоматическая коррекция расхода нефти по текущим значениям температуры, давления, влажности, плотности, вязкости;
- автоматический расчет текущего коэффициента преобразования расходомера по пяти калибровочным точкам;
- измерение времени наработки расходомера;
- контроль метрологических характеристик расходомера (режим сличения по контрольной линии);
- контроль диапазона измерения расхода;
- возможность подключения поточного плотномера, вискозиметра и влагомера нефти;

Таким образом, реализованный в ИВК «МикроТЭК» алгоритм приведения плотности нефти к нормальным условиям не уступает по точности американскому стандарту API, а суммарная относительная погрешность ИВК «МикроТЭК» при измерении и вычислении объема и массы нефти без учета погрешности датчиков не превышает $\pm 0,05$ %, что является разрешающим условием применять комплекс в коммерческих операциях учета нефтепродуктов. Именно с такой погрешностью и был сертифицирован «МикроТЭК».