ВСЕСОЮЗНЫЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ
МЕТРОЛОГИЧЕСКОЙ СЛУЖБЫ



УТВЕРЖДАЮ
Директор ВНИИМС
А.И. Асташенков
28 августа 1998 г.

РЕКОМЕНДАЦИЯ

ГОСУДАРСТВЕННАЯ СИСТЕМА ОБЕСПЕЧЕНИЯ
ЕДИНСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Нормы погрешности баланса сдаваемой и принимаемой нефти в акционерных обществах по транспорту нефти

Методика расчета

МИ 2483-98

МОСКВА
1998

gost.e-ecolog.ru

РАЗРАБОТАНА	Институтом проблем транспорта энергоресурсов "ИПТЭР"
ИСПОЛНИТЕЛИ	А.Г.Гумеров д.т.н., И.С.Бронштейн, М.Г.Векштейн к.т.н., С.Я. Фарфель
РАЗРАБОТАНА	ЗАО "Центр МО" Акционерной компании по транспорту нефти "Транснефть"
ИСПОЛНИТЕЛИ	В.Б. Бельзецкий, Ю.А. Курдюмов
УТВЕРЖДЕНА	18.08.98 г. Всероссийским научно-исследовательским институтом метрологической службы (ВНИИМС)
ЗАРЕГИСТРИРОВАНА	20.08.98 г. ВНИИМС
ВВЕДЕНА	Взамен РД 39-0147103-308-88 "Нормы точности баланса сдаваемой и принимаемой нефти в территориальных управлениях магистральными нефтепроводами и в целом по Главтранснефти. Методика расчета"

ВВЕДЕНИЕ

Группа Т86.3

Настоящая рекомендация устанавливает методику расчета норм погрешности баланса сдаваемой и принимаемой нефти в акционерных обществах по транспорту нефти.

1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

1.1. Нормой погрешности баланса (или допускаемый дебаланс) сдаваемой и принимаемой нефти является величина допускаемой разницы между массами прихода и поставок нефти при составлении исполнительных материальных балансов.

1.2. Величину допускаемого дебаланса определяют погрешностью средств измерений и методов определения составляющих массы прихода и поставок нефти.

1.3. Определенные по настоящей рекомендации нормы служат для контроля за фактическими величинами потерь нефти при транспорте и хранении, а также за состоянием системы учета количества сдаваемой и принимаемой нефти.

1.4. Нормы погрешности баланса сдаваемой и принимаемой нефти рассчитывают и усредняют по данным месячных или квартальных исполнительных балансов (в зависимости от принятой системы отчетности) за последний год, предшествующий расчету.

1.5. Рассчитанные нормы погрешности подлежат пересмотру в случае изменения метрологических характеристик средств измерений или схемы учета нефти.

2. МЕТОДИКА РАСЧЕТА НОРМ ПОГРЕШНОСТИ БАЛАНСА

Норму погрешности баланса вычисляют как суммарную погрешность определения составляющих приходной и расходной частей баланса в процентах от массы нетто нефти по формуле

$$Z = 1{,}1 \cdot \sqrt{\sum_{i=1}^{n} (\Delta M_{xi})^2 + \sum_{j=1}^{k} (\Delta M_{yj})^2 + (\Delta m_{рез})^2 + (\Delta m^{I}{}_{TP})^2 + (\Delta m^{II}{}_{TP})^2 + (\Delta П_{\Sigma})^2} \cdot \frac{100}{M_P}, \quad (1)$$

где Z - норма погрешности баланса, %;

ΔM_{xi} - погрешность измерений массы нетто нефти, принятой от поставщика чрез i-й пункт учета нефти, тонна;

ΔM_{yj} - погрешность измерений массы нетто нефти, поставленной потребителю или смежному УМН через j-й пункт учета нефти, тонна;

n, k - число пунктов учета нефти, через которые проводят прием и поставку нефти соответственно;

$\Delta m_{рез}$ - погрешность определения величины изменения массы нефти в резервуарах, тонна;

$\Delta m^{I}{}_{TP}$, $\Delta m^{II}{}_{TP}$ - погрешности определения величины изменения массы нефти в трубопроводах, тонна;

I, II - индексы, относящиеся к началу и концу отчетного периода, соответственно

$\Delta П_{\Sigma}$ - погрешность определения потерь нефти за отчетный период, тонна.

M_P - масса нетто нефти за отчетный период, тонна.

Примечания:

1. M_P - это сумма поставок нефти всем потребителям (на основе первичных приемо-сдаточных и транспортных документов), изменения остатков нефти в резервуарах, трубопроводах и других емкостях, определенных при инвентаризациях на конец и начало отчетного периода, технологических и других потерь.

2. Значение Z вычисляют до третьего знака после запятой. Окончательное значение округляют до второго знака после запятой.

2.1. Значение M_P определяют по формуле

$$M_P = \sum_{j=1}^{k} M_{yj} + m_{рез} + m_{TP} + \Pi_\Sigma, \quad (2)$$

где

$$m_{рез} = \sum_{\varphi=1}^{N} (M_{резII} - M_{резI})_\varphi, \quad (3)$$

$$m_{TP} = \sum_{W=1}^{\lambda} (M_{TPII} - M_{TPI})_W, \quad (4)$$

$$\Pi_\Sigma = \Pi_e, \quad (5)$$

где M_{yi} - масса нетто нефти, переданная j-му потребителю и измеренная на j-м пункте учета нефти, тонна;

k - число потребителей;

$m_{рез}$ - изменение остатков нефти в резервуарах, определенных при инвентаризации на начало и конец периода, тонна;

N - число резервуаров;

$M_{рез}$ - масса нефти в резервуаре, тонна;

m_{TP} - изменение массы нефти в участках трубопровода, тонна;

M_{TP} - масса нефти в объеме участка трубопровода, тонна;

λ - число расчетных участков трубопровода;

Π_e - величина естественной убыли, обусловленной испарением нефти, тонна.

2.2. Погрешность измерений массы нетто нефти, принятой от i-го поставщика и переданной j-му потребителю, определяют по формулам

$$\Delta M_{xi} = b \cdot M_{xi} \cdot \delta M_{xi}, \quad (6)$$

$$\Delta M_{yj} = b \cdot M_{yj} \cdot \delta M_{yj}, \quad (7)$$

где M_{xi} - масса нетто нефти, измеренная на i-м пункте учета нефти за отчетный период, тонна;

δM_{xi} - относительная погрешность измерений массы нетто на i-м пункте учета, %;

M_{yj} - масса нетто нефти, измеренная на j-м пункте учета нефти за отчетный период, тонна;

δM_{yj} - относительная погрешность измерений массы нетто на j-м пункте учета, %.

b - коэффициент размерности, равный 0,01, $(\%)^{-1}$.

2.2.1 Значения M_{xi} и M_{yj} определяют:

- по УУН в соответствии с ГОСТ 26976-86 "Нефть и нефтепродукты. Методы измерения массы",

- по резервуарам и другим емкостям в соответствии с руководящим документом "Инструкция по учету нефти при ее транспортировке" (утв. АК "Транснефть" от 01.03.95 г.).

2.2.2. При проведении учетных операций по УУН значения δM_{xi} и δM_{yj} принимают равными значениям последнего определения суммарной относительной погрешности УУН.

Значения δM_{xi} и δM_{yj} не должны превышать ± 0,35 %.

Определение суммарной относительной погрешности УУН выполняют в соответствии с рекомендацией МИ 312-95 "Суммарная погрешность автоматизированных узлов учета нефти с турбинными счетчиками".

2.2.3. При проведении учетных операций по резервуарам значения δM_{xi} и δM_{yj} рассчитывают по математической модели для объемно-массового статического метода измерений массы нефти, приведенной в ГОСТ 26976-86 "Нефть и нефтепродукты. Методы измерения массы".

Полученное значение не должно превышать ±0,5 %.

Примечание: Допускается при расчете ΔM_{xi} и ΔM_{yj} принимать значения δM_{xi} и δM_{yj} равными ±0,5 %.

2.3. Погрешность определения величины изменения массы нефти в резервуарах определяют по формуле

$$(\Delta m_{рез})^2 = \sum_{\varphi=1}^{N} [(M^2_{рез\,I} + M^2_{рез\,II}) \cdot (\delta M_{рез}/100)^2]_{\varphi}, \qquad (8)$$

где $\delta M_{рез}$ - относительная погрешность измерений массы нефти в резервуарах, %.

Значение $\delta M_{рез}$ определяют в соответствии с п.2.2.3 настоящей рекомендации.

2.4. Изменение массы нефти, находящейся в трубопроводах, связано с заполнением или опорожнением отдельных его участков, а также с изменением средней плотности нефти и содержания балласта, за отчетный период.

2.4.1. Погрешность определения величины изменения массы нефти в трубопроводах (за счет заполнения или опорожнения отдельных участков) определяют по формуле

$$(\Delta m^I_{TP})^2 = (\delta V_{TP})^2 \cdot \sum_{i=1}^{m} [M^2_{I\,i} + M^2_{II\,i}]/100^2, \qquad (9)$$

где δV_{TP} - относительная погрешность определения вместимости одного метра длины трубопровода (погрешность градуировки), %, $\delta V_{TP} = 2 \cdot \delta d$;

δd - относительная погрешность определения внутреннего диаметра трубопровода, %;

m - количество участков трубопровода;

$M_{I\,i}, M_{II\,i}$ - масса нетто нефти в i-м участке трубопровода на начало и конец отчетного периода соответственно, тонна.

Значение δd принимают равным 0,7% в соответствии с ГОСТ 20295-85 "Трубы стальные сварные для магистральных газотрубопроводов. Технические условия".

Значения M_{Ii} , M_{IIi} определяют в соответствии с руководящим документом "Инструкция по учету нефти при ее транспортировке" (утв. АК "Транснефть" от 01.03.95 г.).

2.4.2. Погрешность определения величины изменения массы нефти в трубопроводах при неизменной длине участков (за счет изменения средней плотности нефти и содержания балласта) на начало и конец отчетного периода определяют по формуле

$$(\Delta m^{II}_{TP})^2 = \sum_{i=1}^{m} [(M^2_{III} + M^2_{II\,i}) \cdot (\delta\rho^2_{cp} + \delta W^2)/100^2], \qquad (10)$$

где $\delta\rho_{cp}$ - относительная погрешность определения средней плотности нефти в трубопроводе, %;

δW - погрешность определения массовой доли воды в нефти, %.

Значение δW для товарной нефти допускается принимать равным 0,19 %.

Значение $\delta\rho_{cp}$ определяют по формуле

$$\delta\rho_{cp} = \sqrt{(\frac{\rho_1}{\rho_1+\rho_2})^2 \cdot \delta\rho_1^2 + (\frac{\rho_2}{\rho_1+\rho_2})^2 \cdot \delta\rho_2^2}, \qquad (11)$$

где ρ_1, ρ_2 - значения плотности нефти в начале и конце участка трубопровода на время проведения инвентаризации, кг/м^3;

$\delta\rho_1$, $\delta\rho_2$ - относительная погрешность измерений плотности нефти на концах трубопровода, %.

В случае идентичности методов измерений плотности на концах участков трубопровода принимают

$$\delta\rho_1 = \delta\rho_2 = \delta\rho = \Delta\rho/(\sqrt{2} \cdot \rho_u) \cdot 100, \qquad (12)$$

где $\Delta\rho$ - погрешность лабораторного метода или поточного средства измерений плотности, кг/м^3;

ρ_u - измеренное значение плотности, кг/м^3.

Если за период времени, соответствующий заполнению рассматриваемого участка непосредственно перед инвентаризацией, отмечается изменение плотности нефти в начале участка более, чем на 5 кг/м^3, то значение $\delta\rho_{cp}$ определяют по формуле

$$\delta\rho_{cp} = \Delta\rho/\rho_{cp} \cdot 100, \qquad (13)$$

где $\Delta\rho$ - погрешность лабораторного метода или поточного средства измерений плотности в начальном пункте участка трубопровода, кг/м^3;

ρ_{cp} - средняя плотность нефти в трубопроводе, кг/м^3.

Значение ρ_{cp} определяют в соответствии с руководящим документом "Инструкция по учету нефти при ее транспортировке (утв. АК "Транснефть" от 01.03.95 г.).

2.5. Погрешность определения потерь нефти за счет естественной убыли, обусловленной испарением нефти, определяют по формуле

$$\Delta П_e = g \cdot П_e, \qquad (14)$$

где g - коэффициент, определяемый эмпирическим методом; предельное значение не должно превышать 0,1.

Значение погрешности определения потерь нефти за отчетный период определяют по формуле

$$\Delta \Pi_{\Sigma} = \Delta \Pi_{e} . \quad (15)$$

2.6. При расчете норм погрешности не учитывают погрешности определения разовых потерь и расходов нефти на собственные нужды в случае, если их весовая доля не превышает 0,1% от общей массы поставок.

3. ПОРЯДОК ИСПОЛЬЗОВАНИЯ НОРМ ПОГРЕШНОСТИ БАЛАНСА

3.1. Рассчитанные по настоящей рекомендации нормы погрешности баланса используют при разработке исполнительных балансов нефти как нормируемое значение положительного и отрицательного дебаланса.

3.2. В случае, когда величина дебаланса превышает соответствующее нормируемое значение, то величину этого превышения записывают в исполнительном балансе как недостачу или как излишки.

ПРИЛОЖЕНИЕ 1

Перечень исходных данных
для расчета норм погрешности баланса сдаваемой и принимаемой нефти

1. Месячный (квартальный) приход нефти (масса нетто), учтенный каждым пунктом учета нефти при приеме ($M_{хi}$). Данные представляют за 12 месяцев (четыре квартала) по форме 1.

2. То же для пунктов учета нефти при сдаче ($M_{уi}$).

Форма 1

№ п/п	Наименование пункта учета нефти (номер, размещение)	Характеристика ТКО (по УУН или резервуарам)	Масса нетто нефти, учтенной за месяц (квартал), %			
			1 I кв	2 I кв	...	12 IV кв

3. Значения погрешностей средств измерений УУН по форме № 2.

Форма 2

№ п/п	Наименование пункта учета нефти (номер, размещение)	Характеристика работы УУН (по массе нетто, массе брутто, по объему)	Дата поверки	Суммарная погрешность УУН	Наибольшее значение погрешности ТПР, %	Значения погрешностей СИ УУН и определения физико-химических показателей нефти (по МИ 312-95)
1	2	3	4	5	6	7

4. Величина остатков нефти (масса нетто) в резервуарных парках ($M_{рез}$) на начало месяца (квартала) по форме № 3.

Форма № 3

№ п/п	Наименование резервуарного парка	Наличие нефти в резервуарном парке на начало месяца (квартала), тонна					
		1 (I кв)	2 (I кв)	3 (I кв)	4 (II кв)	...	12 (IV кв)

5. Масса нефти в участках трубопроводов ($M_{ТР}$) на начало месяца (квартала). Форма представления аналогична форме 3.

6. Величины естественной убыли нефти ($П_е$) и других потерь за месяц (квартал). Форма представления аналогична форме 3.

Принятые сокращения:

ТКО - товарно-коммерческие операции;

ТПР - турбинный преобразователь поставок.

ПРИЛОЖЕНИЕ 2

Пример
расчета норм погрешности баланса

1.Исходные данные

Наименование составляющей	Обозначение	Величина, тыс. тонн	Относительная погрешность, %
1	2	3	4
Прием нефти	M_x	33787,1	$\delta M_{x\,i}$
в том числе			
НГДУ № 1	M_{x1}	2188,0	0,34
НГДУ № 2	M_{x2}	1527,8	0,31
НГДУ № 3	M_{x3}	774,9	0,50
НГДУ № 4	M_{x4}	1861,4	0,35
НГДУ № 5	M_{x5}	1159,2	0,33
НГДУ № 6	M_{x6}	927,1	0,50
УМН № 1	M_{x7}	10162,3	0,35
УМН № 2	M_{x8}	15186,4	0,34
Масса нефти в трубопроводах			
на начало периода	M_{TPI}	2162,5	$\delta\rho_{cp}$
в т.ч.	$M_{TPI\,\phi}$		
Участок № 1		342,2	0,1
Участок № 2		241,2	0,1
Участок № 3		394,6	0,1
Участок № 4		353,2	0,1
Участок № 5		363,0	0,1
Участок № 6		223,2	0,1
Участок № 7	M_{pezI}	245,1	0,1
Масса нефти в резервуарах на	$M_{pezI\,\phi}$		
начало периода		456,7	δM_{pez}
в т.ч.			
Резервуарный парк № 1		63,4	0,5
Резервуарный парк № 2		48,6	0,5
Резервуарный парк № 3		57,4	0,5
Резервуарный парк № 4		21,8	0,5
Резервуарный парк № 5		87,4	0,5
Резервуарный парк № 6		94,5	0,5
Резервуарный парк № 7	M_y	35,4	0,5
Резервуарный парк № 8		48,2	0,5
Поставка нефти	M_{y1}	33608,3	δM_{yj}
в т.ч.	M_{y2}		
УМН № 3	M_{y3}	15115,2	0,35
УМН № 4	M_{y4}	12162,3	0,31
Завод № 1	M_{y5}	1684,6	0,50
Завод № 2		1545,8	0,50
Завод № 3	M_{TPII}	3100,4	0,35
Масса нефти в трубопроводах	$M_{TPII\,\phi}$		
на конец периода		2183,4	$\delta\rho_{cp}$
в т.ч.			
Участок № 1		356,6	0,1

1	2	3	4
Участок № 2		249,4	0,1
Участок № 3		415,2	0,1
Участок № 4		358,3	0,1
Участок № 5		368,5	0,1
Участок № 6		220,1	0,1
Участок № 7	$M_{рез П}$	215,3	0,1
Масса нефти в резервуарах на конец периода	$M_{рез П ф}$	615,7	$\delta M_{рез}$
в т.ч.			
Резервуарный парк № 1		72,5	0,5
Резервуарный парк № 2		72,8	0,5
Резервуарный парк № 3		71,7	0,5
Резервуарный парк № 4		45,3	0,5
Резервуарный парк № 5		102,4	0,5
Резервуарный парк № 6		115,3	0,5
Резервуарный парк № 7	$П_е$	62,7	0,5
Резервуарный парк № 8		73	0,5
Естественная убыль		71,2	$g = 0,1$

2. Вычисляют значения составляющих в формуле (1)

2.1. По формулс (2) определяют значение M_P

$$M_P = [33608,3+(615,7 - 456,7) + (2183,4 - 2162,5) + 71,2]\cdot 10^3 = 33859400 \text{ тонн.}$$

2.2. Используя формулу (6), определяют значение $\sum_{i=1}^{8} (\Delta M_{xi})^2$

$$\sum_{i=1}^{8} (\Delta M_{xi})^2=(0,01\cdot 10^3)^2\cdot[(2,188\cdot 0,34)^2+(1,527\cdot 0,31)^2+(0,7749\cdot 0,5)^2+(1,8614\cdot 0,35)^2+$$
$$+(1,1592\cdot 0,33)^2+(0,9271\cdot 0,5)^2+(10,1623\cdot 0,35)^2+(15,1864\cdot 0,34)^2]= 41,02\cdot 10^8 \text{ тонн.}$$

2.3. Используя формулу (7), определяют значение $\sum_{j=1}^{5} (\Delta M_{yj})^2$

$$\sum_{j=1}^{5} (\Delta M_{yj})^2=(0,01\cdot 10^3)^2\cdot[(12,1152\cdot 0,35)^2+(12,163\cdot 0,31)^2+(1,6846\cdot 0,5)^2+$$
$$+(1,5458\cdot 0,5)^2+ (3,1004\cdot 0,35)^2]= 44,69\cdot 10^8 \text{ тонн.}$$

2.4. По формуле (8) определяют значение $(\Delta m_{рез})^2$

$$(\Delta m_{рез})^2=(0,1\cdot 10^5)^2\cdot 0,5^2\cdot[(0,634^2+0,725^2)+(0,486^2+0,728^2)+(0,674^2+0,717^2)+(0,218^2+$$
$$+0,453^2)+(0,874^2+1,024^2)+(0,945^2+1,153^2)+(0,354^2+0,627^2)+(0,482^2+0,730^2)]=$$
$$=0,02\cdot 10^8 \text{ тонн.}$$

2.5. По формуле (9) определяют значение $(\Delta m^l_{ТР})^2$

$$(\Delta m^l_{ТР})^2=(2\cdot 0,7)^2\cdot(0,01\cdot 10^5)^2\cdot[(3,422^2+3,566^2)+(2,412^2+2,494^2)+(3,946^2+4,152^2)+$$
$$+(3,532^2+3,583^2)+(3,630^2+3,685^2)+(2,232^2+2,201^2)+(2,451^2+2,153^2)]=2,78\cdot 10^8 \text{ тонн}$$

2.6. По формуле (10) определяют значение $(\Delta m^{II}_{TP})^2$

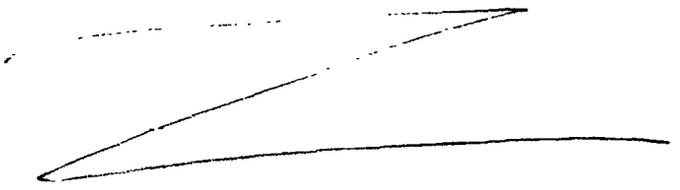
$$(\Delta m^{II}_{TP})^2=(0,19^2+0,1^2)\cdot(0,01\cdot10^5)^2\cdot[(3,422^2+3,566^2)+(2,412^2+2,494^2)+(3,946^2+ +4,152^2)+(3,532^2+3,583^2)+(3,630^2+3,685^2)+(2,232^2+2,201^2)+(2,451^2+2,153^2)]= =0,07\cdot10^8 \text{ тонн}.$$

2.7. По формуле (15) определяют значение $(\Delta \Pi_\Sigma)^2$

$$(\Delta \Pi_\Sigma)^2 = (0,1\cdot10^3\cdot 71,2)^2 = 0,51\cdot10^8 \text{ тонн}.$$

3. По формуле (1) определяют норму погрешности баланса

$$Z = 1,1\cdot\sqrt{(41,02+44,69+0,02+2,78+0,07+0,51)\cdot10^8}\cdot\frac{100}{33859400} = 0,31\ \%.$$



25. 11. 99.

gost.e-ecolog.ru