МИНИСТЕРСТВО НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ
ВНИИСПТнефть

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

ВРЕМЕННАЯ МЕТОДИКА ОПРЕДЕЛЕНИЯ И ВВЕДЕНИЯ ПОПРАВОК НА МАССУ БРУТТО НЕФТИ, ИЗМЕРЯЕМУЮ НА АВТОМАТИЗИРОВАННЫХ УЗЛАХ УЧЕТА НЕФТИ ПРИ УЧЕТНО-РАСЧЕТНЫХ ОПЕРАЦИЯХ МЕЖДУ ПРЕДПРИЯТИЯМИ МИННЕФТЕПРОМА

РД 39-30-1238-85

1985

gost.e-ecolog.ru

Министерство нефтяной промышленности

ВНИИСПТнефть

УТВЕРЖДЕН

первым заместителем министра
нефтяной промышленности

В.И.Игревским
9 января 1985г.

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

ВРЕМЕННАЯ МЕТОДИКА ОПРЕДЕЛЕНИЯ И ВВЕДЕНИЯ ПОПРАВОК НА МАССУ БРУТТО НЕФТИ, ИЗМЕРЯЕМУЮ НА АВТОМАТИЗИРОВАННЫХ УЗЛАХ УЧЕТА НЕФТИ ПРИ УЧЕТНО-РАСЧЕТНЫХ ОПЕРАЦИЯХ МЕЖДУ ПРЕДПРИЯТИЯМИ МИННЕФТЕПРОМА

РД 39-30-1238-85

1985

Руководящий документ РД 39-30-1238-85 "Временная методика определения и введения поправок на массу брутто нефти, измеряемую на автоматизированных узлах учета нефти при учетно-расчетных операциях между предприятиями Миннефтепрома"

РАЗРАБОТАН Всесоюзным научно-исследовательским институтом по сбору, подготовке и транспорту нефти и нефтепродуктов (ВНИИСПТнефть) Миннефтепрома
(А.Г.Гумеров, д.т.н. (рук.темы), В.Г.Володин, к.т.н., (рук.темы), Н.М.Черкасов, к.т.н., А.А.Дворянкин, к.ф.-м.н. Э.Г.Любарская, Н.И.Безногова, Ф.Ш.Хайдарова, А.В.Безрук);

Всесоюзным производственным объединением "Союзнефтеавтоматика" Миннефтепрома
(Ю.Е.Литвинчук, М.А.Слепян, А.С.Апраксин, А.И.Фаткутдинов, Н.А.Пашина);

Специализированным Управлением пуско-наладочных работ (на правах треста) СУПНР Миннефтепрома
(В.Б.Бельзецкий, Е.Ю.Сементовская, В.К.Андрианов);

Уфимским нефтяным институтом Минвуза РСФСР
(И.Р.Байков).

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

Временная методика определения и введения поправок на массу брутто нефти, измеряемую на автоматизированных узлах учета нефти при учетно-расчетных операциях между предприятиями Миннефтепрома

РД 39-30-1238-85

Вводится взамен
"Типовой методики проведения сличительных замеров количества товарной нефти по счетчикам и калиброванным резервуарам на пунктах приема-сдачи нефти"РД 39-30-731-82
Уфа, ВПО "Союзнефтеавтоматика"

Приказом Министерства нефтяной промышленности
от 15.03.1985г. № 151

срок введения установлен с 01.01.1985г.
Срок действия до 01.01.1986г.

Настоящий руководящий документ (в дальнейшем - РД) устанавливает порядок определения и введения поправок на результат измерения массы брутто нефти (в дальнейшем - поправок) в зависимости от рабочих условий и свойств перекачиваемой нефти при расчете массы нефти при учетно-расчетных операциях на узлах учета нефти (в дальнейшем - УУН).

I. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

I.I. Значение массы нефти при учетно-расчетных операциях на узлах учета определяют в соответствии с "Инструкцией по определению количества нефти на автоматизированных узлах учета с турбинными счетчиками при учетно-расчетных операциях" МИ 275-83 (РД 39-5-770-82) с учетом поправок, вводимых настоящим РД на массу брутто нефти.

I.2. Определение поправочных множителей и введение поправок в соответствии с настоящим РД производится представителями предприятий поставщика и покупателя ежесменно. Поправочные множители вносятся в журнал регистрации (приложение I), а поправка записывается в акте приема-сдачи нефти (приложение 2).

I.3. Контроль определения поправочных множителей и введения поправок осуществляется представителями ВО СНА (головной организацией по метрологическому обеспечению в отрасли) ежемесячно при проведении регламентных работ с составлением акта (приложение 3).

I.4. Метрологическая аттестация и периодическая поверка турбинных преобразователей расхода (в дальнейшем - ТПР) должна проводиться на УУН на месте эксплуатации.

При определении массы брутто должны быть учтены необходимые поправки на результат измерения массы брутто нефти по давлению, температуре нефти, содержанию в ней свободного газа, а также учитывающие изменение во времени среднего коэффициента преобразования ТПР.

I.5. Порядок введения поправок должен быть оговорен в инструкции по эксплуатации узла учета.

I.6. Поправочные множители вычисляют и округляют до четырех знаков после запятой, а поправку-до целых значений тонн.

I.7. Для контроля наличия и измерения содержания газа (в процентах) в нефти УУН должен быть оборудован датчиками ИФС и приборами типа УОСТ-IOOM (схема установки приведена в рекомендуемом приложении 4).

I.8. Средства измерения температуры и давления нефти на УУН и в блоке качества должны соответствовать по нормам точности и месту установки действующим НТД на узлах учета нефти.

2. ВВЕДЕНИЕ ПОПРАВОК НА РЕЗУЛЬТАТ ИЗМЕРЕНИЯ МАССЫ БРУТТО НЕФТИ

2.I. Порядок определения массы брутто нефти на автоматизированном узле учета при отсутствии свободного газа в нефти.

2.I.I. Массу брутто ($M_{бр}^{сч}$) нефти определяют по показаниям вторичных приборов измерений или результатам регистрации на цифропечатающем устройстве в соответствии с п.2.I РД 39-5-770-82.

2.I.2. В результат измерений по п.2.I.I должна быть введена поправка, учитывающая отличие условий проведения измерений от условий поверки средств измерения и учитывающая разность термодинамических условий в поточном плотномере и ТПР. Поправка вводится со знаком, полученным в результате вычислений, т.е. может складываться с измеренным значением массы брутто или вычитаться из него:

$$\begin{aligned} M_{бр} &= M_{бр}^{сч} + \Delta M; \\ \Delta M &= M_{бр}^{сч}(F\Delta P + \beta\Delta t + K_{л}) - M_{бр}^{сч}\cdot K_{к}; \\ \Delta P &= P_{тпр} - P_{пл}; \\ \Delta t &= t_{пл} - t_{тпр}, \end{aligned} \qquad (I)$$

где $M_{бр}$ – исправленное значение массы брутто, т;

$M_{бр}^{сч}$ – измеренное значение массы брутто, т;

$K_{к}$ – поправочный множитель, учитывающий изменение среднего коэффициента преобразования ТПР, определяется при проведении проверок коэффициента преобразования ТПР по ТПУ (приложение 5), вводится при величине $|K_{к}| \geqslant 0{,}0005$; при $|K_{к}| > 0{,}0025$ производится внеочередная поверка ТПР

$$K_{к} = \frac{K_{д} - K_{сл}}{K_{сл}} \qquad (2)$$

где K_g - коэффициент преобразования ТПР, установленный на вторичном приборе;

$K_{сл}$ - средний коэффициент преобразования ТПР, полученный при проверках по ТПУ.

В случае, когда в работе находится более одного ТПР, K_K определяется по формуле:

$$K_K = \sum_{i=1}^{n} \frac{V_i}{V_\Sigma} K_{Ki} = \frac{V_1}{V_\Sigma} \cdot K_{K_1} + \frac{V_2}{V_\Sigma} \cdot K_{K_2} + \ldots \frac{V_n}{V_\Sigma} K_{Kn}$$

$$V_\Sigma = \Sigma V_i = V_1 + V_2 + \ldots V_n \qquad (3)$$

где V_i - объем, зарегистрированный за смену на i -том ТПР;

K_{Ki} - поправочный множитель для i -того ТПР

$$K_{K_i} = \frac{K_{gi} - K_{сл_i}}{K_{сл_i}} \qquad (4)$$

F - коэффициент сжимаемости нефти;

$$F = 1{,}0 \cdot 10^{-3} \text{МПа}^{-1};$$

$\rho_{тпр}$ - рабочее давление в ТПР, вычисленное как среднее за смену, МПа;

$\rho_{пл}$ - рабочее давление в плотномере, вычисленное как среднее за смену, МПа;

β - коэффициент термического расширения нефти.

Допускается усредненное значение для нефтей

$$\beta = 8{,}5 \cdot 10^{-4} \ ^\circ\text{C}^{-1};$$

$t_{пл}, t_{тпр}$ - рабочая температура нефти в плотномере и ТПР соответственно, $^\circ$C.

Среднесменные значения температуры и давления вычисляются по данным измерений ρ_i , t_i через 2 часа по формулам:

$$P = \frac{\sum_{i=1}^{n} P_i}{n};$$

$$t = \frac{\sum t_i}{n};$$

n – общее число измерений за смену.

Поправки на давление и температуру учитываются в случаях, если среднее значение разности давлений и температур в ТПР и плотномере в процессе работы узла учета равно или превышает 0,1 МПа и 0,5°С соответственно.

Значения величин $\beta \cdot \Delta t$ и $F \cdot \Delta P$ приводятся в таблицах приложения 6.

2.2. Порядок определения массы брутто нефти при отключении автоматического плотномера из-за отказа или наличия в нефти свободного газа.

2.2.1. При отказе автоматического плотномера, а также при обнаружении в нефти свободного газа массу брутто нефти $M_{бр}$ определяют расчетным путем по формуле:

$$M_{бр} = M_{бр}^{ср} + \Delta M; \qquad (5)$$

$$M_{бр}^{ср} = V_t \cdot \rho_л^t; \qquad (6)$$

$$\Delta M = M_{бр}^{ср} \left(F \cdot P + K_к + K_\rho - \frac{\delta_{сг}}{100} \right) = M_{бр}^{ср} \cdot K_\Sigma; \qquad (7)$$

где V_t – измеренный объем нефти при рабочей температуре на узле учета, м³;

$\rho_л^t$ – плотность нефти по данным аналитической лаборатории, приведенная к температуре t на узле учета, т/м³;

K_ρ – поправочный множитель, вводимый при измерении плотности в аналитической лаборатории, определяется по методике приложения 7;

P – давление (избыточное) в ТПР, МПа;

$\delta_{сг}$ – содержание свободного газа в нефти при рабочем давлении, %.

Содержание свободного газа определяют каждые 2 часа при появлении сигнала с ИФС и до его исчезновения. Значение поправок оп-

ределяется ежесменно.

Плотность нефти определяют путем лабораторного анализа объединенной пробы по ГОСТ 3900-47.

Примеры исправления результата измерения массы брутто нефти путем поправок приводятся в справочном приложении 8.

3. ОПРЕДЕЛЕНИЕ СУММАРНОЙ ПОГРЕШНОСТИ АВТОМАТИЗИРОВАННОГО УУН ПРИ ПОДСЧЕТЕ МАССЫ БРУТТО НЕФТИ С УЧЕТОМ ПОПРАВОК

3.1. При отсутствии свободного газа в нефти при определении массы брутто по п.2.1 настоящего РД суммарная относительная погрешность вычисляется по формулам:

$$\Delta_б = \pm 1{,}1\sqrt{\Delta_{тр}^2 \cdot \Delta\rho_{пл}^2 + \Delta N_б^2 + \sigma_\beta^2(\Delta F^2 + \Delta\bar{P}^2) + \sigma_\beta^2(\Delta\beta^2 + \Delta\bar{t}^2)} \qquad (8)$$

$$\Delta\rho_{пл} = \frac{S_{пл} \cdot \rho_{max}}{\rho} ; \qquad (9)$$

$$\begin{cases} \Delta\bar{P} = \dfrac{S_\rho \cdot P_н \cdot \sqrt{2}}{\bar{P}} ; & (10) \\ \Delta\bar{t} = 50\dfrac{C_t \cdot \sqrt{2}}{\bar{t}} ; & (11) \end{cases}$$

$$\sigma_\rho = \left(\frac{F \cdot \bar{P}}{1 + K_\Sigma}\right)^2 ; \qquad (12)$$

$$\sigma_\beta = \left(\frac{\beta \cdot \bar{t}}{1 + K_\Sigma}\right)^2 ; \qquad (13)$$

$$K_\Sigma = F \cdot \bar{P} + \beta\bar{t} + K_к ; \qquad (14)$$

$$\bar{P} = P_{пр} - P_{пл} ; \qquad (15)$$

$$\bar{t} = t_{пл} - t_{пр} ; \qquad (16)$$

где $\Delta_{тр}$ – наибольшее значение относительной основной погрешности ТПР в рабочем диапазоне расходов, % (из свидетельства об аттестации или поверке);

$\Delta\rho_{пл}$ – относительная погрешность определения плотности, %;

$S_{пл}$ – приведенная основная погрешность датчика плотности, % (из свидетельства об аттестации или поверке);

ρ_{max} – наибольшее значение диапазона измерений датчика плотности, т/м^3 (из свидетельства об аттестации или поверке датчика плотности);

ρ – среднее значение плотности нефти, проходящей через УУН, т/м^3:

при аттестации – за время аттестации УУН, при поверке – за межповерочный интервал (из паспорта на сдаваемую нефть согласно приложению 9 МИ 275-82);

$\Delta N_б$ – относительная основная погрешность ЦБОИ при подсчете массы брутто нефти, % (из свидетельства об аттестации или поверке ЦБОИ);

ΔF – относительная погрешность определения коэффициента сжимаемости, % (по предварительным данным $\Delta F \leqslant 20\%$);

$\Delta\bar{\rho}$ – относительная погрешность определения разности давлений, %;

S_p – класс манометра, %;

$P_м$ – наибольшее значение диапазона измерений манометра, кг/см^2;

$\bar{P}$ – среднее значение разницы давлений нефти в ТПР и плотномере, кг/см^2;

$\Delta\beta$ – относительная погрешность определения коэффициента термического расширения, % (по предварительным данным $\Delta\beta \leqslant 5\%$);

$\Delta\bar{t}$ – относительная погрешность определения разности температур, %;

Ct – цена деления термометра, ^{0}C;

$\bar{t}$ – среднее значение разницы температур нефти в плотномере и ТПР, ^{0}C;

F - коэффициент сжимаемости нефти ($F = 1{,}0 \cdot 10^{-4}$ $\frac{см^2}{кг}$);

β - коэффициент термического расширения нефти ($\beta = 8{,}5 \cdot 10^{-4}\ ^{o}C^{-1}$).

3.2. При отключении автоматического плотномера при определении массы брутто по п.2.2 суммарная относительная погрешность вычисляется по формулам:

$$\Delta_б = \pm 1{,}1\sqrt{\Delta_{тпр}^2 + \Delta\rho_л^2 + \Delta N_б^2 + a_\beta(\Delta F^2 + \Delta\rho^2) + a_t(\Delta_t^2 + \Delta K_\rho^2)} \qquad (17)$$

$$\Delta\rho_л^2 = (100\frac{\Delta\rho_{л\,max}}{\rho_л})^2 + (50\frac{\gamma}{\rho_л})^2(C_{t_л}^2 + C_{t_р}^2) \qquad (18)$$

$$\Delta K_\rho = 2\sqrt{\frac{10^4\sum_{i=1}^{n}(K_\rho^i - K_\rho)^2}{n(n-1)} + \frac{\Delta\rho_{пл}^2 + \Delta\rho_л^2}{3}}\ ; \qquad (19)$$

$$\Delta\rho = \frac{S_\rho \cdot \rho_м}{\rho}\ ; \qquad (20)$$

$$a_\beta = (\frac{F \cdot \rho}{1 + K_\Sigma})^2\ ; \qquad (21)$$

$$a_t = (\frac{1}{1 + K_\Sigma})^2\ ; \qquad (22)$$

$$K_\Sigma = F \cdot \rho + K_\rho - \frac{\beta\sigma}{100} + K_к\ , \qquad (23)$$

где $\Delta\rho_л$ - относительная погрешность измерения плотности ареометром, %;

$\Delta\rho_{max}$ - предельная допускаемая погрешность ареометра, т/м^3;

$\rho_л$ - значение плотности, полученное с помощью ареометра, т/м^3;

γ - температурная поправка по ГОСТ 3900-47;

$C_{t_л}$ - цена деления термометра, которым замеряется температура пробы в лаборатории, ^{o}C;

C_{tp} - цена деления термометра, которым замеряется температура нефти на УУН, °С;

P - среднее значение давления на УУН;

Δ_r - предельная основная погрешность измерения содержания свободного газа в нефти, % (для УОСГ-100М при $\delta_{cr} \leq 1{,}0\%$, $\Delta_r = 0{,}05\%$);

ΔK_p - погрешность определения поправочного множителя K_p;

K_p^c - значение поправочного множителя, определенное по среднесуточным значениям параметров по методике, представленной в приложении 7;

n - число суток, за которые усредняется значение поправочного множителя.

Примеры расчета суммарной погрешности УУН для рассмотренных случаев приведены в приложении 9.

4. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОТЧЕТНОЙ ВЕЛИЧИНЫ МАССЫ НЕФТИ

4.1. Если при подсчете баланса между предприятиями Миннефтепрома разница сданной и принятой массы нефти не превышает удвоенной погрешности определения массы нетто нефти, то за отчетную величину принимается их среднее значение.

4.2. В случае, когда разница в сданной и принятой массе нефти превышает удвоенную погрешность определения массы нетто нефти, причины этого расследуются в установленном порядке.

Приложение I

узел учета нефти

объединение, НГДУ, РНУ

Ж У Р Н А Л
регистрации поправок

								α, °C-I	β, °C-I		F, МПа-I	
								I6,6·I0^{-6}	8,5·I0^{-4}		I,0·I0^{-3}	
Рабочее давление в ТПР $P_{ТПР}$, МПа	Рабочее давление в плотномере $P_{пл}$, МПа	Рабочая температура нефти в плотномере, °C $t_{пл}$	Рабочая температура нефти ТПР $t_{тпр}$, °C	Плотность нефти, приведенная к рабочей температуре $\rho^{t}_{н}$, т/м^3	Плотность при 20°C $\rho_{н}$, т/м^3	Содержание свободного газа в нефти при рабочем давлении δ_{cr}, % об.	K_K	$\beta\Delta t$	$F\cdot\Delta P$	$\frac{\delta_{cr}}{100}$	K_ρ	K_Σ
I	2	3	4	5	6	7	8	9	I0	II	I2	I3
0,38	0,2I	I9,5	2I	-	-	-	$\frac{2I000}{56000}$ x* (-0,0009)+ $\frac{I5000}{56000}$ x (-0,0007)= =0,0005	-0,00I3	0,0002	-	-	-0,00I6

Подписи: представителей предприятия-поставщика представителя предприятия-покупателя

"___" _____ I98 г.

x) Пример расчета из приложения 8.

Приложение 2
Обязательное
Акт оформляется в течение 4-х часов после окончания расчетных суток

А К Т № 254

приема-сдачи нефти от 6 ноября 1984г.

Представитель _____, действующий на основании доверенности
№ 27 от 15 января 1984г., с одной стороны и представитель _____ наименование нефти
_____, действующий на основании доверенности № 56 от 17 февраля 1984г.
с другой стороны, составили настоящий акт в том, что первый сдал, а второй принял
по узлу учета № на _____ нефти следующего количества и качества:

Дата сме-на	Показания счетчиков: начало смены (суток) м³	начало смены (суток) т брутто	конец смены (суток) м³	конец смены (суток) т брутто	За смену (сутки) м³	За смену (сутки) т брутто	Средняя температура °С	Плотность при 20°С, т/м³	Номер паспорта на сдаваемую нефть	Содержание: воды, %	хлористых солей мг/л	хлористых солей %	механических примесей, %	Количество балласта: в %	в тоннах	Масса нефти нетто, т
I	2	3	4	5	6	7	8	9	I0	II	I2	I3	I4	I5	I6	I7
26I0	I3000	I0400	69000	5566I	56000	4526I − 72 = 45I89	36	0,8I2	254	0,6	I000	0,I2	0,05	0,92	4I5,7	44773

Поправка на массу брутто нефти минус семьдесят две тонны
прописью

Сдано нефти нетто сорок четыре тысячи семьсот семьдесят три тонны, в т.ч. I группы
прописью II группы
III группы 44773
некондиция

Настоящий акт является основанием для денежных расчетов.

Сдал инженер _____ Иванов М.Н. _____ подпись
должность ф.и.о.

Принял инженер _____ Петров В.И. _____ подпись
должность ф.и.о.

Приложение 3
Обязательное

Акт составляется в трех экземплярах и передается: I-экз. - продавцу, I-экз.- покупателю; I-экз.-ВНО "СНА"

А К Т

выборочного контроля определения поправок массы брутто нефти

№№ пп	Декада м-ца дата, смена, за которую выполнен контроль	Значение поправочных множителей											
		Рассчитанных представителями продавца-покупателя						Рассчитанных при выборочном контроле					
		$K_к$	$\beta\Delta t$	$F\Delta P$	$\frac{\delta}{100}$	$K_р$	K_Σ	$K_к$	$\beta\Delta t$	$F\Delta P$	$\frac{\delta_{ср}}{100}$	$K_р$	K_Σ
I.													
2.													
3.													
4.													
5.													
6.													
7.													
8:													
9:													

Поправка на массу брутто — по расчету продавца-покупателя - ____ т
по расчету при выборочном контроле- ____ т

ЗАКЛЮЧЕНИЕ: Расчеты поправок по данным, приведенным в "Журнале регистрации поправок", выполнен верно / неверно

(ненужное зачеркнуть)

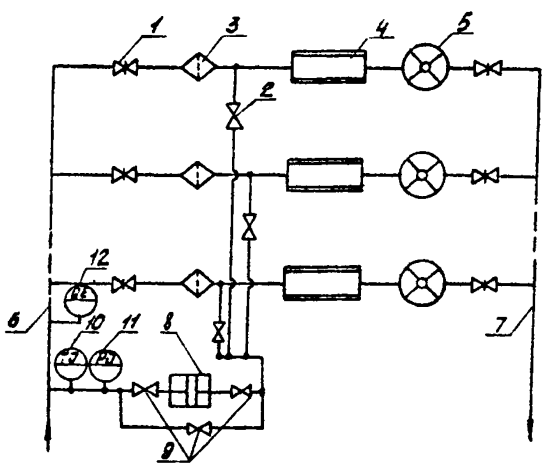
(подпись представителя ВО "СНА")

Приложение 4

Рекомендации по монтажу прибора УОСГ-100М (Ю67.00.00.000.ТО)

Прибор УОСГ-100М устанавливается на входном коллекторе узла учета. Отбор пробы осуществляется через стандартный пятислойный пробоотборник. Сброс жидкости осуществляется после фильтров измерительных линий, так как в этом случае обеспечивается автоматическое поддержание перепада давления на приборе. Вентили 2 (см.рис.) открываются на работающих измерительных линиях.

Схема подсоединения прибора типа УОСГ-100 М



I - задвижка; 2 - вентиль; 3 - фильтр; 4 - струевыпрямитель; 5 - турбинный преобразователь расхода; 6 - входной коллектор; 7 - выходной коллектор; 8 - прибор типа УОСГ-100м; 9-вентили прибора УОСГ-100М; I0 - термометр; II - манометр; I2 - прибор типа ИВС.

Приложение 5

Методика проведения проверок коэффициента преобразования ТПР на межповерочном интервале

Проверка ТПР по ТПУ на межповерочном интервале производится для определения фактического значения коэффициента преобразования ТПР в рабочей точке или в рабочем диапазоне расходов и его сопоставления со значением коэффициента, определенным при поверке и выставленным на вторичном приборе.

Проверка коэффициента преобразования ТПР является ведомственной поверкой и производится в соответствии с действующими НТД по поверке ТПР с учетом следующих особенностей:

I. При проверке определяются значения коэффициента преобразования ТПР в точках расхода, соответствующих максимальному Q_{max} и минимальному Q_{min} значениям расхода нефти через ТПР на интервале времени между данной проверкой и предыдущей проверкой или поверкой. По полученным значениям K_{max} и K_{min} определяется $K_{ср}$.

$$K_{ср} = \frac{K_{max} + K_{min}}{2}$$

Если изменение расхода через ТПР на исследуемом интервале времени не превышает 10%, т.е. если $\frac{Q_{max}}{Q_{min}} \leqslant 1{,}10$, то при проверке определяется значение коэффициента преобразования ТПР в точке расхода:

$$Q_{ср} = \frac{Q_{max} + Q_{min}}{2} \pm 5\% .$$

2. Определение среднего значения коэффициента преобразования производится в точке расхода по пяти измерениям.

3. Относительная основная погрешность преобразователя при проверке не определяется.

4. Интервал между проверками не должен превышать 10 дней.

Приложение 6

Значения величины $F \cdot \Delta P$

$\Delta P = P_{пр} - P_{и}$, 10^6 Па	$F\Delta P$	$\Delta P = P_{пр} - P_{и}$, 10^6 Па	$F\Delta P$
0,00	0,0000	0,00	0,0000
0,05	0,000I	- 0,05	- 0,000I
0,I0	0,000I	- 0,I0	- 0,000I
0,I5	0,0002	- 0,I5	- 0,0002
0,20	0,0002	- 0,20	- 0,0002
0,25	0,0003	- 0,25	- 0,0003
0,30	0,0003	- 0,30	- 0,0003
0,35	0,0004	- 0,35	- 0,0004
0,40	0,0004	- 0,40	- 0,0004
0,45	0,0005	- 0,45	- 0,0005
0,50	0,0005	- 0,50	- 0,0005
0,55	0,0006	- 0,55	- 0,0006
0,60	0,0006	- 0,60	- 0,0006
0,65	0,0007	- 0,65	- 0,0007
0,70	0,0007	- 0,70	- 0,0007
0,75	0,0008	- 0,75	- 0,0008
0,80	0,0008	- 0,80	- 0,0008
0,85	0,0009	- 0,85	- 0,0009
0,90	0,0009	- 0,90	- 0,0009
0,95	0,00I0	- 0,95	- 0,00I0
I,05	0,00I0	- I,05	- 0,00I0

Значения величины $\beta \Delta t$

$\Delta t - t_{пл} - t_{тпр}$, °С	$\beta \Delta t$	$\Delta t - t_{пл} - t_{тпр}$, °С	$\beta \Delta t$
0,0	0,0000	0,0	0,0000
0,5	0,0004	- 0,5	- 0,0004
I,0	0,0009	- I,0	- 0,0009
I,5	0,00I3	- I,5	- 0,00I3
2,0	0,00I7	- 2,0	- 0,00I7
2,5	0,002I	- 2,5	- 0,002I
3,0	0,0026	- 3,0	- 0,0026
3,5	0,0030	- 3,5	- 0,0030
4,0	0,0034	- 4,0	- 0,0034
4,5	0,0038	- 4,5	- 0,0038
5,0	0,0043	- 5,0	- 0,0043
5,5	0,0047	- 5,5	- 0,0047
6,0	0,005I	- 6,0	- 0,005I
6,5	0,0055	- 6,5	- 0,0055
7,0	0,0060	- 7,0	- 0,0060
7,5	0,0064	- 7,5	- 0,0064
8,0	0,0068	- 8,0	- 0,0068
8,5	0,0072	- 8,5	- 0,0072
9,0	0,0077	- 9,0	- 0,0077
9,5	0,008I	- 9,5	- 0,008I
ID,0	0,0085	-ID,0	- 0,0085

Приложение 7

Методика определения коэффициента K_ρ

I. Определяется среднесуточное значение плотности нефти при температуре на УУН по данным аналитической лаборатории

$$\rho_л^t = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^{n} \rho_{лi}^t \quad , \qquad (24)$$

где n - число определений плотности за сутки;

$\rho_{лi}^t$ - значение i-го определения по ГОСТ 3900-47.

2. Определяется среднесуточное значение плотности нефти по показаниям поточного плотномера, проверенного в условиях эксплуатации:

$$\rho_л = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^{n} \rho_{пл_i} \qquad (25)$$

3. Определяется коэффициент приведения

$$K = 1 + 1{,}0 \cdot 10^{-3} \rho_{пл} + 8{,}5 \cdot 10^{-4} (t_{тр} - t_{пл}), \qquad (26)$$

где $\rho_{пл}$ - среднесуточное давление нефти в плотномере, МПа

$$\rho_{пл} = \frac{1}{n} \Sigma \rho_{пл_i} \quad ;$$

$t_{тр}, t_{пл}$ - среднесуточные значения температуры нефти соответственно на УУН и в плотномере.

4. Определяется значение K_ρ^c с учетом его знака (+ или -)

$$K_\rho^c = \frac{\rho_{пл}}{\rho_л^t \cdot K} - 1 \qquad (27)$$

5. При отключении поточного плотномера проводится усреднение полученных значений K_ρ^c за ближайшие 30 суток. При усреднении обязательно учитывается знак

$$K_\rho = \frac{1}{30} \sum_{i=1}^{30} K_\rho^c \qquad (28)$$

Полученное значение поправочного множителя K_p заносится со своим знаком в журнал регистрации поправок (приложение I) и используется в расчетах поправок на массу брутто нефти весь период работы УУН с отключенным плотномером

Таблица I

Форма регистрации значений K_{ρ}^{c} и пример расчета

Дата	Данные i-ых измерений					Среднесуточные значения					К	K_{ρ}^{c}
	$\rho_{\pi i}^{t}$, т/м³	$\rho_{\pi i}$, т/м³	$P_{\pi i}$, МПа	$t_{\text{тр}i}$, °С	$t_{\pi i}$, °С	ρ_{π}^{t}, т/м³	ρ_{π}, т/м³	P_{π}, МПа	$t_{\text{тр}}$, °С	t_{π}, °С		
I.07.84г.	0,8416	0,8397	0,80	42	41							
	0,8399	0,8393	0,80	43	41,5	0,8408	0,8393	0,80	42,0	40,6	I,0019	-0,0036
	0,8408	0,8389	0,80	41	39,5							
2.07.84	0,8402	0,8394	0,75	41	40							
	0,8423	0,8409	0,80	41	40	0,8412	0,8407	0,77	41,3	40,3	I,0016	-0,0022
	0,8412	0,8419	0,75	42	41							

Приложение 8

Примеры расчета поправки на результат измерения массы брутто нефти УУН

В журнале регистрации поправочных множителей (приложение I) вносятся посменно значения $K_к$; $\beta \cdot \Delta t$; $F \Delta \rho$; $\frac{\delta_{ст}}{100}$; $K_р$ и

$$K_{\Sigma} = \begin{cases} K_к + \beta \cdot \Delta t \cdot F \cdot \Delta \rho & \text{— по п.2.I.2} \\ K_к + F \cdot \rho + K_р - \frac{\delta_{ст}}{100} & \text{по п.2.2.I} \end{cases}$$

В акте приема-сдачи нефти (приложение 2) фиксируется значение поправки на массу брутто.

Например: I. На автоматизированном УУН находятся в работе три линии с ТПР, имеющими следующие коэффициенты:

Дата сличения	К № I	$Кк_1$	К № 2	$Кк_2$	К № 3	$Кк_3$
29.I0	826,3	-0,0009	8I2,4	-0,0007	642,I	+0,0002
I2.II	826,0	-0,00I2	8II,7	-0,00I6	642,6	+0,0009
27.II	825,9	-0,00I3	8I0,9	-0,0026	643,0	+0,00I6
$К_q$	827		8I3		642	

Для чисел с I по I2:

$$\Delta M_i = M_{бр_i} \left[F \Delta \rho_i + \beta \Delta t_i + \frac{V_{1i}}{V_{\Sigma i}} (-0,0009) + \frac{V_{2i}}{V_{\Sigma i}} (-0,0007) \right];$$

где $M_{бр_i}$ – масса нефти по показаниям цифропечатающего устройства за смену;

$V_{\Sigma i}$ – суммарный объем нефти по линиям за смену;

V_{1i}, V_{2i}, V_{3i} – объемы нефти, прошедшие за смену по I,2,3 линиям соответственно;

Δt_i – средняя разность температур на ТПР и плотномере за смену;

$\Delta \rho_i$ – средняя разность давлений на ТПР и плотномере за смену.

Для чисел с 12 по 27:

$$\Delta M_i = M_{\phi p_i}\left[F\Delta P_i + \beta \Delta t_i + \frac{V_{1i}}{V_{\Sigma i}}(-0{,}0012) + \frac{V_{2i}}{V_{\Sigma i}}(-0{,}0016) + \frac{V_{3i}}{V_{\Sigma i}}(0{,}0009)\right]$$

и т.д:

Для 25.II. $\Delta P = 0{,}2$ МПа; $\Delta t = 2{,}5^{\circ}C$

$$\Delta M_{\phi p} = M_{\phi p}\left[0{,}0002 + 0{,}0021 + \frac{V_1}{V_\Sigma}(-0{,}0012) + \frac{V_2}{V_\Sigma}(-0{,}0016) + \frac{V_3}{V_\Sigma}(0{,}0009)\right];$$

II. На УУН отключен плотномер (отказ или появление свободного газа)

а) в случае отказа плотномера для 27.II: $P = 0{,}45$ МПа;

$K_\rho = -0{,}0012$

$$\Delta M_i = V_{\Sigma i}\cdot \rho_{\Lambda}^{t}\left[0{,}0005 + \frac{V_{1i}}{V_{\Sigma i}}(-0{,}0013) + \frac{V_{2i}}{V_{\Sigma i}}(-0{,}0026) + \frac{V_{3i}}{V_{\Sigma i}}(+0{,}0016) - 0{,}0012\right];$$

где ρ_{Λ}^{t} - плотность нефти по показаниям лаборатории при температуре на УУН в соответствии с ГОСТ 3900-47;

б) в случае появления свободного газа для 28.II:

$P = 0{,}6$ МПа; $\delta_{cr} = 0{,}3\%$; $K_\rho = -0{,}0012$

$$\Delta M_i = V_{\Sigma i}\cdot \rho_{\Lambda}^{t}\left[0{,}0006 + \frac{V_{1i}}{V_{\Sigma i}}(-0{,}0013) + \frac{V_{2i}}{V_{\Sigma i}}(-0{,}0026) + \frac{V_{3i}}{V_{\Sigma i}}(0{,}0016) - 0{,}003 - 0{,}0012\right];$$

III. Общая поправка на массу брутто, измеренную автоматизированным УУН за отчетный период, складывается из поправок за смену, т.е.

$$\Delta M = \sum_{i=1}^{n} \Delta M_i ;$$

Например:

В рассмотренном случае (I) 12.II ТПР № 3 был заменен на ТПР № 4 с коэффициентами

Дата слития	К № 4	$К_{К_4}$
I2.II	777,I	+0,00I4
27.II	776,7	+0,0009
$К_{\partial}$	776,0	

Тогда для I2.II: ΔP = -0,I МПа; Δt = -2°С

$$\Delta M_i = M_{\phi p_i}\left[-0{,}000I - 0{,}00I7 + \frac{V_{1i}}{V_{\Sigma i}}(-0{,}00I2) + \frac{V_{2i}}{V_{\Sigma i}}(-0{,}00I6) + \frac{V_{3i}}{V_{\Sigma i}}(0{,}0009) + \frac{V_{4i}}{V_{\Sigma i}}(0{,}00I4)\right];$$

и для последующих смен

$$\Delta M_i = M_{бр_i}\left[\beta\cdot\Delta t_i + F\Delta P_i + \frac{V_{1i}}{V_{\Sigma i}}(-0{,}0012) + \frac{V_{2i}}{V_{\Sigma i}}(-0{,}0016) + \frac{V_{4i}}{V_{\Sigma i}}(0{,}0014)\right];$$

и т.д.

Тогда за месяц

$$\Delta M = \sum_{i=1}^{n} \Delta M_i \ ;$$

Приложение 9

Расчеты суммарной погрешности УУН

Пример I.

Исходные данные для расчета:

I. Измерение объема нефти производится по двум измерительным линиям. Значения относительной погрешности для работающих ТПР по данным поверки:

$$\Delta_{тпр_1} = 0{,}21\%; \qquad \Delta_{тпр_2} = 0{,}23\%$$

2. Замер плотности нефти производится поточным плотномером. Параметры датчика плотности:

$S_{пл} = 0{,}1\%$, ρ макс.$= 1$ т/м^3 (из свидетельства об аттестации)

3. Среднее значение плотности нефти

$\rho = 0{,}854$ т/м^3

4. Давление нефти на УУН в районе ТПР: $P_{тпр} = 0{,}85$ МПа, температура $t_{тпр} = 32^{\circ}$С.

5. Давление нефти в плотномере $P_{пл} = 0{,}7$ МПа, температура $t_{пл} = 31^{\circ}$С.

6. Класс манометров $S_p = 1{,}0$, предел измерения $P_м = 2{,}5$ МПа.

7. Цена деления термометров $C_t = 0{,}5^{\circ}$.

8. Относительная погрешность ЦБОИ $\Delta N_б = 0{,}2\%$.

$$K_{\Sigma} = \left[1 \cdot 10^{-3} \cdot (0{,}85 - 0{,}7) - 8{,}5 \cdot 10^{-4} \cdot 1{,}0 - 0{,}0012\right] = 0{,}0019$$

По формулам п.3 настоящего РД вычисляем составляющие суммарной погрешности УУН.

$$\Delta\rho_{пл} = \frac{0{,}1 \cdot 1{,}0}{0{,}854} = 0{,}12\%$$

$$\sigma_{\rho} = \left(\frac{1 \cdot 10^{-3} \cdot 0{,}15}{1{,}0019}\right)^2 = 2{,}24 \cdot 10^{-8}$$

$$\sigma_{\beta} = \left(\frac{8{,}5 \cdot 10^{-4} \cdot (-1)}{1{,}0019}\right)^2 = 72{,}25 \cdot 10^{-8}$$

$$\Delta\bar{\rho} = \frac{1{,}0 \cdot 2{,}5 \cdot \sqrt{2}}{0{,}15} = 23{,}57\%$$

$$\Delta\bar{t} = 50 \cdot \frac{0{,}5 \cdot \sqrt{2}}{1{,}0} = 35{,}36\%$$

$\Delta F = 20\%$; $\Delta\beta = 5\%$

Суммарная погрешность определения $M_{бр}$ на УУН составляет:

$$\Delta_б = \pm 1{,}1 \sqrt{0{,}23^2 + 0{,}12^2 + 0{,}20^2 + 2{,}24 \cdot 10^{-8}(20^2 + 23{,}57^2) + 72{,}25 \cdot 10^{-8}(5^2 + 35{,}36^2)} =$$

$$\pm 1{,}1 \sqrt{0{,}0529 + 0{,}0144 + 0{,}0400 + 0 + 0{,}0001} = 0{,}36\%$$

Пример 2.

В связи с появлением в нефти свободного газа ($\delta_{сг} = 0{,}3\%$) измерение плотности нефти производится в аналитической лаборатории. Расчет массы брутто производится по п.2.2 настоящего РД. Вычислим погрешность о эделения массы брутто на УУН в соответствии с п.3.2.

1. Определяем относительную погрешность измерения плотности ареометром по формуле (18) при следующих исходных данных:

предельная допустимая погрешность ареометра $\Delta\rho_{max} = 0{,}5 \cdot 10^{-3}$ т/м^3;

значение плотности нефти по ареометру $\rho_л = 0{,}8602$ т/м^3;

температурная поправка по ГОСТ 3900-47 $\gamma = 0{,}000686 \frac{т}{м^3 \cdot град}$;

цена деления термометров:

лабораторного $C_{t_л} = 0{,}1^\circ C$;

на УУН $C_{t_р} = 0{,}5^\circ C$.

$$\Delta\rho_л = \sqrt{(100 \cdot \frac{0{,}5 \cdot 10^{-3}}{0{,}8602})^2 + (50 \cdot \frac{0{,}686 \cdot 10^{-3}}{0{,}8602})^2 (0{,}1^2 + 0{,}5^2)} =$$

$$= \sqrt{0{,}00338 + 0{,}00041} = 0{,}0616\%$$

2. Вычислим поправочный множитель K_ρ.

По методике, приведенной в приложении 7, по данным, часть которых представлена в таблице I, вычисляем среднесуточное значение K_ρ^c для ближайших предыдущих 30 дней.

Усредняем полученные значения и определяем $K_\rho = -0,00174$.

Оцениваем дисперсию среднего значения K_ρ по формуле

$$S_\rho^2 = 10^4 \cdot \frac{\sum_{i=1}^{30}(K_\rho^c - K_\rho)^2}{30\cdot(30-1)} .$$

Для рассматриваемого случая

$$S_\rho^2 = 0,0012^2$$

Вычисляем предельную погрешность определения K_ρ (при доверительной вероятности $P = 0,95$) по формуле (19) (погрешность плотномера взята из примера 1).

$$\Delta K_\rho = 2 \sqrt{0,0012^2 + \frac{0,12^2+0,06^2}{3}} = 0,14\%$$

3. Значение поправочного множителя K_K вычисляется по формуле (2) - (4) и составляет $K_K = -0,0012$.

4. Суммарный поправочный множитель вычисляется по формуле (23).

$$K_\Sigma = 1,0\cdot 10^{-3}\cdot 0,85 + (-0,00174) - \frac{0,3}{100} + (-0,0012) = -0,0051$$

5. Для давления на УУН $P_{тпр} = 0,85$ МПа

$$\Delta P = \frac{1,0\cdot 2,5}{0,85} = 2,94\%$$

6. $$\sigma_f = \left(\frac{1}{1-0,0051}\right)^2 = 1,01033$$

$$\sigma_P = \left(\frac{1,0\cdot 10^{-3}\cdot 0,85}{1-0,0051}\right)^2 = 0,729\cdot 10^{-6}$$

7. С учетом полученных составляющих погрешности вычислим суммарную погрешность определения ма ы брутто нефти при наличии

свободного газа

$$\Delta_{б} = \pm 1{,}1 \sqrt{0{,}23^2+0{,}06^2+0{,}20^2+0{,}729\cdot 10^{-6}\ (20^2+2{,}94^2) + \overline{+ 1{,}01\ (\ 0{,}05^2+0{,}14^2)}} =$$

$$= \pm 1{,}1 \sqrt{0{,}0529+0{,}0036+0{,}0400+0{,}0003+0{,}0223} = \pm 0{,}38\%$$

Приложение 10

Вычисление поправочных множителей на результат измерения массы брутто нефти с помощью микрокалькулятора "Электроника Б3-34"

I. По пункту 2.I РД - при отсутствии свободного газа в нефти.

Вычисления производятся по следующим формулам:

$$K_{\Sigma} = F\Delta\rho + \beta\Delta t + K_K \qquad (29)$$

где $F = 10^{-3}$ МПа$^{-1}$, $\beta = 8{,}5\cdot10^{-4}$ °С$^{-1}$,

$$\Delta\rho = \rho_{тр} - \rho_{пл}\ ; \qquad \Delta t = t_{пл} - t_{тпр}\ ;$$

$$K_K = \frac{\sum_i V_i K_{Ki}}{\sum_i V_i}\ ; \qquad K_{Ki} = \frac{K_{ci} - K_{gi}}{K_{ci}}\ ; \qquad (30)$$

$i = 1,2,3,4.$

Инструкция работы с программой приведена в таблице 2, программа - в таблице 3.

Таблица 2

Инструкция работы с программой

Операции	Нажимаемые клавиши
I. Включите микрокалькулятор	
2. Перейдите в режим "Программирование"	В/О F ПГГ
3. Занесите программу	Вводят программу, нажимая клавиши, записанные в программе. Вводимая операция контролируется по индикатору.
4. Перейдите в режим "Автоматическая работа"	Р АВТ
5. Занесите исходные данные в регистры памяти:	
$\rho_{тпр}$ - в регистр 0	Значение $\rho_{тпр}$ П 0
$\rho_{пл}$ -"- I	-"- $\rho_{пл}$ П I
$t_{пл}$ -"- 2	-"- $t_{пл}$ П 2

Операции			Нажимаемые клавиши		
$t_{тр}$	- в регистр	3	Значение $t_{тр}$	П	3
$K_{сл1}$	-"-	4	-"- $K_{сл1}$	П	4
$K_{сл2}$	-"-	5	-"- $K_{сл2}$	П	5
$K_{сл3}$	-"-	6	-"- $K_{сл3}$	П	6
$K_{сл4}$	-"-	7	-"- $K_{сл4}$	П	7
V_1	-"-	8	-"- V_1	П	8
V_2	-"-	9	-"- V_2	П	9
V_3	-"-	A	-"- V_3	П	A
V_4	-"-	B	-"- V_4	П	B
β	-"-	C	8,5 ВП 4 I-I	П	C

Ввод числа производите, нажимая цифровые клавиши в порядке следования цифр. Если при вводе числа допущена ошибка, нажмите клавишу Сх и наберите число сначала.

6. Пустите программу на счет. В/О С/П
Подсвет индикатора свидетельствует о выполнении программы.

7. Прочтите на индикаторе результат - K_{Σ}
Значение других поправочных множителей также можно вызвать на индикатор

$F \cdot \Delta P$	ИП	0
$\beta \cdot \Delta t$	ИП	I
K_K	ИП	2

8. Для проведения многократных вычислений по программе запишите в память новые исходные данные (пункт 5 инструкции) и повторите пуск программы (пункты 6 и 7)

ВНИМАНИЕ! Для сохранения программы на определенное время микрокалькулятор отключать нельзя. В противном случае придется вводить программу снова.

Таблица 3

Программа

Адрес	Нажимаемые клавиши	Код	Адрес	Нажимаемые клавиши	Код
00	ИП0	60	36	x	I2
01	ИП1	61	37	ИП2	62
02	-	II	38	+	I0
03	↑	0E	39	П2	42
04	ВП	0C	40	ИП6	66
05	3	03	41		
06	I-I	0L	42	Значение	
07	П0	40	43	K_{g3}	
08	ИП2	62	44		
09	ИП3	63	45		
I0	-	II	46	-	II
II	ИПС	6[	47	ИП6	66
I2	x	I2	48	+	I3
I3	П1	41	49	ИП4	6-
I4	ИП4	64	50	x	I2
I5	Наберите на		51	ИП2	62
I6	клавиатуре		52	+	I0
I7	значение K_{g1}		53	П2	42
I8			54	ИП7	67
I9			55		
20	-	II	56	Значение	
21	ИП4	64	57	K_{g4}	
22	+	I3	58		
23	ИП8	68	59		
24	x	I2	60	-	II
25	П2	42	61	ИП7	67
26	ИП5	65	62	+	I3
27	Значение		63	ИП8	6
28	K_{g2}		64	x	I2
29			65	ИП2	62
30			66	+	I0
31			67	П2	42
32	-	II	68	ИП8	68
33	ИП5	65	69	ИП9	69
34	+	I3	70	+	I0
35	ИП9	69			

Продолжение табл.3

Адрес	Нажимаемые клавиши	Код
71	ИП А	6-
72	+	I0
73	ИП В	6 L
74	+	I0
75	ИП 2	62
76	+	I3
77	F $^{1}/_{x}$	23
78	П 2	42
79	ИП 0	60
80	+	I0
81	ИП I	6I
82	+	I0
83	С/П	50

2. По пункту 2.2 РД - при отключении автоматического плотномера из-за отказа или наличия в нефти свободного газа.

Вычисления производятся по формуле:

$$K_{\Sigma} = F_{\rho} + K_{K} + K_{\rho} - \frac{\delta_{c.r}}{100}, \qquad (3I)$$

где $F, \rho, K_{\rho}, \delta_{c.r}$ - известные величины,

K_{K} определяется по формуле (30).

Инструкция работы с программой приведена в таблице 4, программа - в таблице 5.

Таблица 4

Инструкция работы с программой

Операции	Нажимаемые клавиши		
I. Включите микрокалькулятор			
2. Перейдите в режим "Программирование"	В/О	F	ПРГ
3. Занесите программу.			
4. Перейдите в режим "Автоматическая работа"		F	АВТ

Операции	Нажимаемые клавиши
5. Занесите исходные данные в регистры памяти:	
ρ в регистр 0	Значение ρ ИО
$K_{сл1}$ –"– I	–"– $K_{сл1}$ П1
$K_{сл2}$ –"– 2	–"– $K_{сл2}$ П2
$K_{сл3}$ –"– 3	–"– $K_{сл3}$ П3
$K_{сл4}$ –"– 4	–"– $K_{сл4}$ П4
V_1 –"– 5	–"– V_1 П5
V_2 –"– 6	–"– V_2 П6
V_3 –"– 7	–"– V_3 П7
V_4 –"– 8	–"– V_4 П8
K_ρ –"– 9	–"– K_ρ П9
$\delta_{сг}$ –"– А	–"– $\delta_{сг}$ ПА
При вводе отрицательного числа после набора последней цифры нажмите клавишу изменения знака I-I.	
6. Пустите программу на счет.	В/О СП
7. Прочтите на индикаторе результат – K_Σ.	
Значения других множителей	
F_ρ	ИП В
$K_к$	ИП С

Таблица 5

Программа

Адрес	Нажимаемые клавиши	Код	Адрес	Нажимаемые клавиши	Код
00	ИП 0	60	07	Значение K_{g1}	
01	↑	0E	08		
02	ВП	0C	09		
03	3	03	I0		
04	I-I	0L	II		
05	ПВ	4L	I2	–	II
06	ИП1	6I	I3	ИП I	6I

Адрес	Нажимаемые клавиши	Код	Адрес	Нажимаемые клавиши	Код
I4	+	I3	47		
I5	ИП 5	65	48		
I6	x	I2	49	K_{g4}	
I7	П С	4[	50		
I8	ИП 2	62	5I		
I9			52	-	II
20	Значение		53	ИП 4	64
2I	K_{g2}		54	+	I3
22			55	ИП 8	68
23			56	x	I2
24	-	II	57	ИП С	6
25	ИП 2	62	58	+	I0
26	+	I3	59	П С	4[
27	ИП 6	66	60	ИП 5	65
28	x	I2	6I	ИП 6	66
29	ИП С	6[	62	+	I0
30	+	I0	63	ИП 7	67
3I	П С	4[	64	+	I0
32	ИП 3	63	65	ИП 8	68
33			66	+	I0
34			67	ИП С	6
35	K_{g5}		68	+	I3
36			69	F I/X	23
37			70	П С	4[
38	-	II	7I	ИП В	6[
39	ИП 3	63	72	+	I0
40	+	I3	73	ИП 9	69
4I	ИП 7	67	74	+	I0
42	x	I2	75	ИП А	6-
43	ИП С	6[	76	ВП	0[
44	+	I0	77	2	02
45	П С	4[	78	I-I	0[
46	ИП 4	64	79	-	II
			80	С/П	50

Примечания

I. Для коэффициентов K_g в программе отводятся по 5 ячеек. Если, например, K_{g1} = 826,3 участок программы (табл.5) занимется так:

Адрес	Клавиши	Код
07	8	08
08	2	02
09	6	06
I0	,	0-
II	3	03

Если K_g = 776, нужно занести число "776,0"
если K_g = I436, нужно занести "I436," .

2. Если при вводе программы допущена ошибка, то для ее исправления необходимо перейти на адрес, по которому была записана ошибочная команда (две последние цифры на индикаторе). Для этого можно воспользоваться клавишей $\overline{ШГ}$. Исправьте ошибку, нажав требуемые клавиши. С помощью клавиши $\overline{ШГ}$ установите адрес, по которому должна быть записана следующая команда.

3. Программа составлена для УУН с четырьмя рабочими линиями. Если в смену, для которой рассчитывается поправка, какие-то линии не работали, в качестве V_i в соответствующие регистры заносятся нули. Значения K_{gi} и K_{ai} для всех линий вводятся вне зависимости от того, работала линия или нет.

4. Если число рабочих линий на узле учета меньше четырех, то для отсутствующих линий в качестве K_g в программу по соответствующим адресам заносятся пять любых цифр, напр.. 00000. Так, если на УУН отсутствует 4-я линия, участок программы (табл.3) с адреса 55 будет иметь вид

Адрес	Нажимаемые клавиши	Код
55	0	00
56	0	00
57	0	00

Адрес	Нажимаемые клавиши	Код
58	0	00
59	0	00

далее без изменений

В качестве K_{Ci} для отсутствующих линий в соответствующие регистры заносятся любые числа, не равные нулю, напр., I. Объем V для этих линий принимается равным нулю.

5. Если число рабочих линий на УУН больше четырех, они произвольно разбиваются на 2 группы. Поправочные множители определяются отдельно для каждой группы (по одной программе, но с разными исходными данными).

Суммарный множитель находится по формуле (по п.2.I)

$$K_{\Sigma} = F\Delta P + \beta\Delta t + K_{K\ 1\text{-й группы}} \cdot \frac{\sum V_{i\ 1гр}}{V_{\Sigma}} + K_{K\ 2\text{-й группы}} \frac{\sum V_{i\ 2гр}}{V_{\Sigma}}$$

Если, например, на УУН работает 7 линий, тогда

$$K_{\Sigma} = F\Delta P + \beta\Delta t + K_K(1\text{-}4) \cdot \frac{\sum_{i=1}^{4} V_i}{\sum_{i=1}^{7} V_i} + K_K(5\text{-}7) \frac{\sum_{i=5}^{7} V_i}{\sum_{i=1}^{7} V_i}$$

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

ВРЕМЕННАЯ МЕТОДИКА ОПРЕДЕЛЕНИЯ И ВВЕДЕНИЯ ПОПРАВОК НА МАССУ БРУТТО НЕФТИ, ИЗМЕРЯЕМУЮ НА АВТОМАТИЗИРОВАННЫХ УЗЛАХ УЧЕТА НЕФТИ ПРИ УЧЕТНО-РАСЧЕТНЫХ ОПЕРАЦИЯХ МЕЖДУ ПРЕДПРИЯТИЯМИ МИННЕФТЕПРОМА

РД 39-30-1238-85

Издание ВНИИСПТнефти

450055, г.Уфа, пр.Октября,144/3

Редактор Л.В.Батурина

Технический редактор Л.А.Кучерова

Подписано к печати 24.05.85г. П03368

Формат 60х90/16. Уч.изд.л. 1,8. Тираж 612 экз.

Заказ 123

Ротапринт ВНИИСПТнефти

gost.e-ecolog.ru