

Государственный научный метрологический центр
Федеральное государственное унитарное предприятие
"Всероссийский научно-исследовательский институт расходометрии"
(ГНМЦ ФГУП "ВНИИР")

УТВЕРЖДАЮ

Руководитель ЦИ СИ –
первый заместитель директора по
научной работе – заместитель
директора по качеству ФГУП "ВНИИР"



Б.А. Фафурин

"09" 2015 г.

Государственная система обеспечения единства измерений

РЕЗЕРВНАЯ СИСТЕМА УЧЕТА НЕФТИ СИСТЕМЫ ИЗМЕРЕНИЙ КОЛИЧЕСТВА
И ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА НЕФТИ № 464 АО "ЧЕРНОМОРТРАНСНЕФТЬ"

Методика поверки

МП 0275-14-2015

н.р. 61645-15

Казань
2015

1 РАЗРАБОТАНА ГНМЦ ФГУП "ВНИИР"
ИСПОЛНИТЕЛИ Груздев Р.Н., Фаткуллин А.М.
2 УТВЕРЖДЕНА ГНМЦ ФГУП "ВНИИР"
3 ВВЕДЕНА ВПЕРВЫЕ

Содержание

1 Операции поверки.....	4
2 Средства поверки.....	4
3 Требования безопасности	5
4 Условия поверки	5
5 Подготовка к поверке	6
6 Проведение поверки	6
6.1 Проверка комплектности технической документации	6
6.2 Подтверждение соответствия программного обеспечения системы	7
6.3 Внешний осмотр.....	8
6.4 Опробование	8
6.5 Определение метрологических характеристик.....	8
7 Оформление результатов поверки.....	12
Приложение А (справочное)	
Расчет относительной погрешности измерений массы брутто	13
Приложение Б (справочное)	
Расчет относительной погрешности измерений массы нетто	14

Настоящий документ МП 0275-14-2015 "ГСИ. Резервная система учета нефти системы измерений количества и показателей качества нефти № 464. Методика поверки" распространяется на средство измерений "Резервная система учета нефти системы измерений количества и показателей качества нефти № 464" (далее – система) и устанавливает объём, порядок и методику проведения первичной и периодической поверок системы.

Интервал между поверками – 12 месяцев.

1 Операции поверки

1.1 При проведении поверки выполняют операции, приведенные в таблице 1.

Таблица 1

Наименование операции	Номер пункта документа по поверке	Проведение операции при	
		первичной поверке	периодической поверке
Проверка комплектности технической документации	6.1	Да	Нет
Подтверждение соответствия программного обеспечения	6.2	Да	Да
Внешний осмотр	6.3	Да	Да
Опробование	6.4	Да	Да
Определение метрологических характеристик	6.5	Да	Да

2 Средства поверки

2.1 Установка поверочная трубопоршневая двунаправленная (далее – ПУ), наибольший расход рабочей среды $1900 \text{ м}^3/\text{ч}$, пределы допускаемой относительной погрешности определения вместимости измерительного участка $\pm 0,05 \%$.

2.2 Установка пикнометрическая, диапазон определения плотности от 650 до $1100 \text{ кг}/\text{м}^3$, пределы допускаемой абсолютной погрешности $\pm 0,1 \text{ кг}/\text{м}^3$.

2.3 Манометры грузопоршневые МП-60 I и II разрядов с пределами допускаемой основной приведенной погрешности $\pm 0,02 \%$; $\pm 0,05 \%$ соответственно.

2.4 Калибратор температуры АТС-R модели АТС 156 (исполнение В), диапазон воспроизводимых температур от минус 27°C до 155°C , пределы допускаемой абсолютной погрешности $\pm 0,04^\circ\text{C}$.

2.5 Устройство для поверки вторичной измерительной аппаратуры узлов учета нефти и нефтепродуктов УПВА, пределы допускаемой абсолютной погрешности воспроизведений силы постоянного тока $\pm 3 \text{ мА}$ в диапазоне от 0,5 до 20 мА, пределы допускаемой относительной погрешности воспроизведений частоты

и периода следования импульсов $\pm 5 \times 10^{-4} \%$ в диапазоне от 0,1 до 15000 Гц, пределы допускаемой абсолютной погрешности воспроизведений количества импульсов в пачке ± 2 имп. в диапазоне от 20 до 5×10^8 имп.

2.6 Установка поверочная дистилляционная УПВН-2.01, диапазон воспроизведения объёмной доли воды от 0,01 % до 2,00 %, пределы допускаемой основной абсолютной погрешности $\pm 0,02 \%$.

2.7 Анализатор рентгенофлуоресцентный лабораторный с приведенным (в диапазоне массовой доли от 0,1 % до 0,3 %) и относительным (в диапазоне массовой доли св. 0,3 % до 6 %) средним квадратическим отклонением не более 1,5 %, стабильные во времени пробы нефти и нефтепродуктов.

2.8 Рабочий эталон единицы кинематической вязкости жидкости 1-го разряда, диаметры капилляров: 0,33, 0,48, 0,65, 0,97, 1,33 мм, относительная погрешность: 0,02 %, 0,01 %, 0,005 %, 0,008 %, 0,007 % соответственно.

2.9 Другие средства поверки в соответствии с нормативными документами на методики поверки средств измерений, входящих в состав системы.

2.10 Допускается использование других средств поверки с характеристиками, не уступающими указанным.

3 Требования безопасности

При проведении поверки соблюдают требования, определяемые:

- Федеральным законом "О промышленной безопасности опасных производственных объектов" № 116-ФЗ от 21.07.97 г., (с изменениями);
- "Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности";
- руководством по безопасности "Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов", утвержденным Приказом № 784 от 27 декабря 2012 г.;
- правилами безопасности при эксплуатации используемых средств измерений, приведенными в их эксплуатационной документации;
- "Правилами технической эксплуатации электроустановок потребителей";
- ПОТ Р М-016-2001 (РД 153.34.0-03.150-00) "Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок";
- "Правилами устройства электроустановок (ПУЭ) потребителей".

4 Условия поверки

4.1 При проведении поверки соблюдают условия в соответствии с требованиями нормативных документов на методики поверки средств измерений, входящих в состав системы.

4.2 При проведении поверки в условиях испытательной лаборатории должны соблюдаться условия в соответствии с ГОСТ 8.395-80 "ГСИ. Нормальные условия измерений при поверке. Общие требования":

- | | |
|---------------------------------------|---------------|
| - температура окружающего воздуха, °С | от 15 до 25; |
| - атмосферное давление, кПа | от 96 до 106; |
| - относительная влажность, % | от 30 до 80. |

4.3 При поверке на месте эксплуатации системы параметры системы и характеристики измеряемой среды должны соответствовать требованиям, приведенным в таблице 2.

Соответствие характеристик таблице 2 проверяют по данным паспорта качества нефти.

Таблица 2

Наименование характеристики	Значение характеристики
Диапазон измерений расхода нефти, м ³ /ч	От 400 до 1900
Измеряемая среда	Нефть по ГОСТ Р 51858–2002 "Нефть. Общие технические условия"
Плотность измеряемой среды при температуре 20 °С и избыточном давлении, равном нулю, кг/м ³	От 830 до 910
Массовая доля воды, %, не более	0,5
Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	900
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05
Температура измеряемой среды, °С	От 5 до 35
Избыточное давление измеряемой среды, МПа	От 0,2 до 1,6
Кинематическая вязкость измеряемой среды, сСт	От 5 до 50
Массовая доля серы, %	От 0,1 до 1,8
Содержание свободного газа	Не допускается

5 Подготовка к поверке

При подготовке к поверке проводят работы в соответствии с инструкцией по эксплуатации системы и нормативными документами на методики поверки средств измерений, входящих в состав системы.

6 Проведение поверки

6.1 Проверка комплектности технической документации

6.1.1 Проверяют:

- наличие действующих свидетельств о поверке средств измерений, входящих в состав системы;

- наличие эксплуатационно-технической документации на средства измерений, входящие в состав системы.

6.2 Подтверждение соответствия программного обеспечения системы

6.2.1 Проверяют соответствие идентификационных данных программного обеспечения системы сведениям, приведенным в описании типа на систему.

6.2.2 Идентификационные данные программного обеспечения контроллера измерительно-вычислительного OMNI 6000 проводят в соответствии с его руководством пользователя следующим образом:

- включить питание контроллера измерительно-вычислительного OMNI 6000, если оно было отключено;

- на передней панели нажать кнопку "СТАТУС" ("STATUS") и подтвердить это нажатием кнопки "ВВОД" ("ENTER") для входа в меню "СТАТУС" ("STATUS");

- в появившемся меню кнопкой "↓" (стрелка вниз) найти строки "rev" – идентификационный номер версии программного обеспечения, "Checksum" – цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма используемого кода).

6.2.3 Определение идентификационных данных программного обеспечения "Rate APM оператора УУН" проводят в соответствии с "Программный комплекс ПО "Rate APM оператора УУН". Руководство пользователя".

Для получения идентификационных сведений нажимают кнопку "Версия"



После нажатия, откроется окно с информацией о свидетельствах. Вид окна показан на рисунке 1.

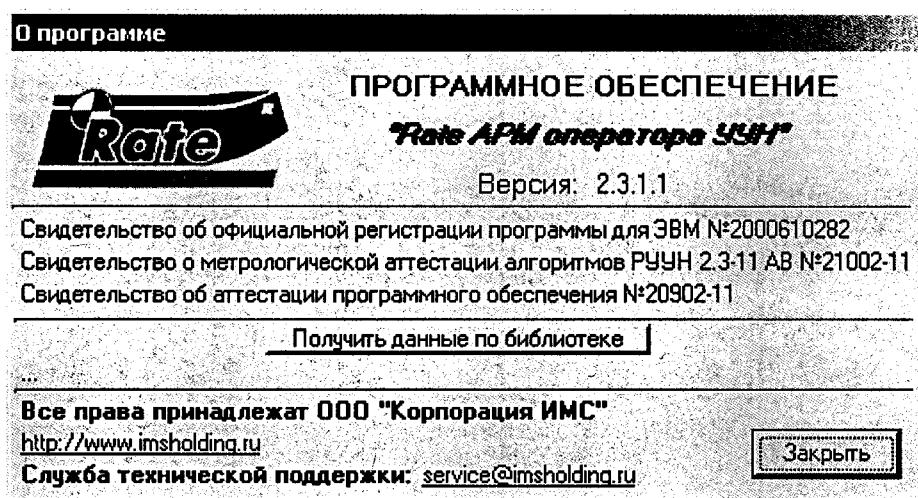


Рисунок 1

В появившемся окне необходимо нажать кнопку "Получить данные по библиотеке". После нажатия, откроется окно с информацией о контрольной сумме. Вид окна показан на рисунке 2.

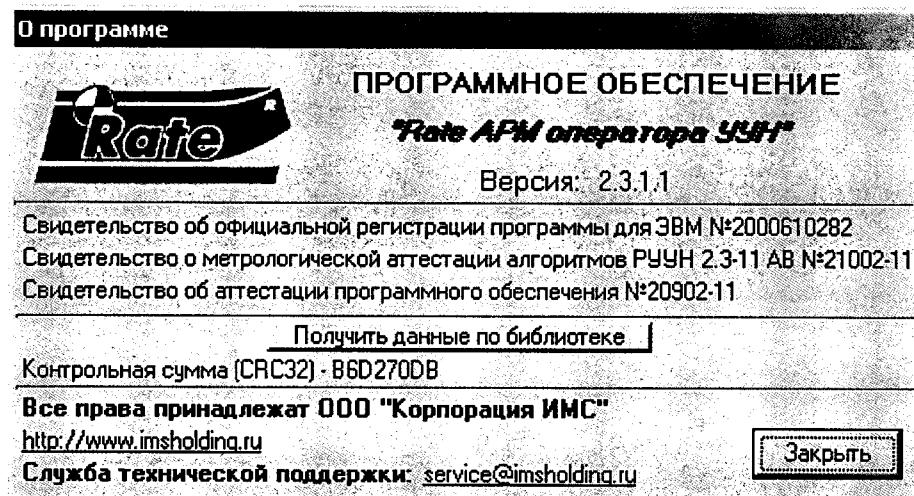


Рисунок 2

В появившемся окне приведены идентификационные данные программного обеспечения "Rate APM оператора УУН".

6.2.4 Идентификационные данные программного обеспечения системы должны соответствовать сведениям, приведенным в описании типа на систему.

6.3 Внешний осмотр

6.3.1 При внешнем осмотре должно быть установлено соответствие системы следующим требованиям:

- комплектность системы должна соответствовать технической документации;
- на компонентах системы не должно быть механических повреждений и дефектов покрытия, ухудшающих внешний вид и препятствующих применению;
- надписи и обозначения на компонентах системы должны быть четкими и соответствовать технической документации.

6.4 Опробование

6.4.1 Опробование проводят в соответствии с нормативными документами на поверку средств измерений, входящих в состав системы.

6.4.2 Проверяют действие и взаимодействие компонентов системы в соответствии с инструкцией по эксплуатации системы, возможность получения отчета.

6.4.3 Проверяют герметичность системы.

На элементах и компонентах системы не должно быть следов протечек нефти.

6.5 Определение метрологических характеристик

6.5.1 Определение метрологических характеристик средств измерений, входящих в состав системы, проводят в соответствии с нормативными документами, приведенными в таблице 3 с учетом требований, предъявляемых к системе.

Таблица 3

Наименование средства измерений	Нормативный документ
Расходомер UFM 3030К-2235	Инструкция "ГСИ. Расходомер UFM 3030К-2235. Методика поверки", утвержденная ГЦИ СИ ФГУП "ВНИИР" 23.11.2009 г.
Термопреобразователи сопротивления платиновые с унифицированным выходным сигналом ТСПУ модели 65-644. Датчик температуры 664	МИ 2672-2005 "Рекомендация. ГСОЕИ. Датчики температуры с унифицированным выходным сигналом. Методика поверки с помощью калибраторов температуры серии ATC-R исполнения "B" фирмы AMETEK Denmark A/S, Дания"
Датчики температуры 644	МИ 2672-2005 "Рекомендация. ГСОЕИ. Датчики температуры с унифицированным выходным сигналом. Методика поверки с помощью калибраторов температуры серии ATC-R исполнения "B" фирмы AMETEK Denmark A/S, Дания"
Преобразователь давления измерительный 3051	МИ 1997-89 Рекомендация. ГСИ. Преобразователи давления измерительные. Методика поверки
Преобразователь плотности жидкости измерительный 7835	МИ 2816-2012 "Рекомендация. ГСИ. Преобразователи плотности поточные. Методика поверки на месте эксплуатации". МИ 3240-2009 Рекомендация. ГСИ. Преобразователи плотности поточные фирмы "THE SOLARTRON ELECTRONIC GROUP LTD" (Великобритания). Методика поверки. Градуировку проводят по пикнометрической установке на месте эксплуатации по МИ 2302-1МГ-2003 ГСИ. Преобразователи плотности поточные. Методика градуировки на месте эксплуатации
Влагомер нефти поточный УДВН-1пм	МИ 2366-2005 Рекомендация. ГСИ. Влагомеры нефти типа УДВН. Методика поверки
Преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные модели 7829	МИ 3121-2008 "Рекомендация. ГСОЕИ. Преобразователи плотности и вязкости измерительные моделей 7827 и 7829. Методика поверки"
Контроллеры измерительно-вычислительные OMNI-6000 (далее – ИВК)	МИ 3156-2008 "Рекомендация. ГСОЕИ. Измерительно-вычислительные контроллеры OMNI-6000, OMNI-3000, входящие в состав систем измерений количества и показателей качества нефти и нефтепродуктов. Методика поверки"

Окончание таблицы 3

Анализатор серы модели ASOMA 682T-HP-EX	МП 50181-12 "Инструкция. Анализаторы серы модели ASOMA 682T-HP-EX, ASOMA 682T-HP". Методика поверки", утвержденная ГЦИ СИ ФГУП "ВНИИМС" в 2012 г.
Термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4	ГОСТ 8.279-78 "ГСИ. Термометры стеклянные жидкостные рабочие. Методы и средства поверки"
Манометры	МИ 2124-90 "Рекомендация. ГСИ. Манометры, вакуумметры, моновакуумметры, напоромеры и тягонапоромеры показывающие и самопищащие. Методика поверки"
ПУ	МИ 3155-2008 "Рекомендация. ГСОЕИ. Установки поверочные трубопоршневые. Методика поверки проверочными установками на базе мерника и объемного счетчика"

Контроллер программируемый логический PLC Modicon серии Quantum, расходомер UFM 3030 в блоке измерений показателей качества нефти, преобразователи разности давления и манометры на фильтрах, подлежат калибровке.

При отсутствии методики калибровки калибровку проводят в соответствии с требованиями методики поверки.

6.5.2 Определение относительной погрешности измерений массы брутто нефти системой проводят расчетным методом.

6.5.2.1 При косвенном методе динамических измерений относительную погрешность измерений массы брутто нефти системой δm , %, вычисляют по формуле

$$\delta m = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta V^2 + G^2(\delta \rho^2 + \beta^2 \cdot 10^4 \cdot \Delta T_p^2) + \beta^2 \cdot 10^4 \cdot \Delta T_v^2 + \delta N^2}, \quad (1)$$

где δV - относительная погрешность измерений объема нефти, принимают равной $\pm 0,20\%$;
 $\delta \rho$ - относительная погрешность измерений плотности нефти, %;
 ΔT_p , ΔT_v - абсолютные погрешности измерений температуры нефти при измерениях плотности и объема соответственно, $^{\circ}\text{C}$;
 β - коэффициент объемного расширения нефти, определяют по приложению А ГОСТ Р 8.595, 1/ $^{\circ}\text{C}$;
 δN - предел допускаемой относительной погрешности счета импульсов, %;
 G - коэффициент, вычисляют по формуле

$$G = \frac{1 + 2 \cdot \beta \cdot T_v}{1 + 2 \cdot \beta \cdot T_p}, \quad (2)$$

где T_v , T_p - температуры нефти при измерении объема и плотности соответственно, $^{\circ}\text{C}$.

6.5.2.2 Относительную погрешность измерений плотности нефти вычисляют по формуле

$$\delta_{\rho} = \frac{\Delta_{\rho}}{\rho_{\min}} \times 100, \quad (3)$$

где Δ_{ρ} - абсолютная погрешность измерений плотности нефти, $\text{кг}/\text{м}^3$;
 ρ_{\min} - минимальное значение плотности нефти системы, $\text{кг}/\text{м}^3$.

Расчет относительной погрешности измерений массы брутто нефти системой при предельных значениях параметров нефти приведен в приложении А.

6.5.2.3 Относительная погрешность измерений массы брутто нефти не должна превышать $\pm 0,25\%$.

6.5.3 Определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти системой.

6.5.3.1 Определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти системой проводят расчетным методом в соответствии с ГОСТ Р 8.595–2004 "ГСИ. Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования к методикам выполнения измерений".

Относительную погрешность измерений массы нетто нефти δM_H , %, вычисляют по формуле

$$\delta M_H = \pm 1,1 \times \sqrt{\delta_M^2 + \frac{\Delta W_{MB}^2 + \Delta W_{MP}^2 + \Delta W_{XC}^2}{\left(1 - \frac{W_{MB} + W_{MP} + W_{XC}}{100}\right)^2}}, \quad (4)$$

где δ_M - пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %;

ΔW_{MB} - абсолютная погрешность измерений массовой доли воды, %;

ΔW_{MP} - абсолютная погрешность измерений массовой доли механических примесей, %;

ΔW_{XC} - абсолютная погрешность измерений массовой доли хлористых солей %;

W_{MB} - максимальное значение массовой доли воды, %;

W_{MP} - максимальное значение массовой доли механических примесей, %;

W_{XC} - максимальное значение массовой доли хлористых солей, %.

Абсолютные погрешности измерений массовой доли воды, массовой доли механических примесей, массовой концентрации хлористых солей в нефти по лабораторному методу определяют в соответствии с ГОСТ Р 8.580–2001 "ГСИ. Определение и применение показателей прецизионности методов испытаний нефтепродуктов".

Для доверительной вероятности $P = 0,95$ и двух измерений соответствующего показателя качества нефти абсолютную погрешность его измерений Δ , %, вычисляют по формуле

$$\Delta = \pm \frac{\sqrt{R^2 - 0,5 \times r^2}}{\sqrt{2}}, \quad (5)$$

где R и r - воспроизводимость и сходимость метода определения соответствующего показателя качества нефти.

Значения воспроизводимости и сходимости определяют:

- для массовой доли воды по ГОСТ 2477-65 "Нефть и нефтепродукты. Метод определения содержания воды";
- для массовой доли механических примесей по ГОСТ 6370-83 "Нефть, нефтепродукты и присадки. Методы определения механических примесей";
- для массовой концентрации хлористых солей по ГОСТ 21534-76 "Нефть. Методы определения содержания хлористых солей".

Воспроизводимость метода определения массовой концентрации хлористых солей по ГОСТ 21534 принимают равной удвоенному значению сходимости.

Расчет относительной погрешности измерений массы нетто нефти системой при предельных значениях параметров нефти приведен в приложении Б.

6.5.3.2 Относительная погрешность измерений массы нетто нефти системой не должна превышать $\pm 0,35\%$.

7 Оформление результатов поверки

7.1 При положительных результатах поверки оформляют свидетельство о поверке системы в соответствии с требованиями правил по метрологии ПР 50.2.006-94 "ГСИ. Поверка средств измерений. Организация и порядок проведения".

7.2 При отрицательных результатах поверки систему к эксплуатации не допускают, свидетельство о поверке аннулируют и выдают извещение о непригодности в соответствии с ПР 50.2.006.

Приложение А (справочное)

Расчет относительной погрешности измерений массы брутто

А.1 Результат вычислений относительной погрешности измерений массы брутто нефти при придельных параметрах нефти в системе приведен в таблице А.1.

Таблица А.1

Наименование показателя	Значение
Относительная погрешность измерений объема нефти, δV , %	0,20
Абсолютная погрешность измерений температуры нефти, ΔT_p	0,2
Температура нефти в БИК, T_p ,	5,0
Абсолютная погрешность измерений температуры нефти, ΔT_v	0,2
Температура нефти в БИЛ, T_v ,	35,0
Абсолютная погрешность измерений плотности, $\Delta \rho$, кг/м ³	0,30
Минимальное значение плотности, ρ_{\min} , кг/м ³	830
Относительная погрешность измерений плотности, $\delta \rho$, %	0,04
Коэффициент объемного расширения нефти, 1/ °C	0,00086
Коэффициент G	1,05116
Предел допускаемой относительной погрешности счета импульсов, %;	0,001
Относительная погрешность измерений массы брутто, δm , %	0,23

А.2 Относительная погрешность измерений массы брутто нефти системой не превышает $\pm 0,25\%$.

Приложение Б (справочное)

Расчет относительной погрешности измерений массы нетто

Б.1 Результат вычислений относительной погрешности измерении массы нетто нефти системой при предельных значениях параметров нефти в системе приведен в таблице В.1.

Таблица Б.1

Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, δm , %	0,25
Максимальная массовая доля воды в нефти, W_{MB} , %	0,50
Воспроизводимость метода по ГОСТ 2477, R_{MB} , %	0,20
Сходимость метода по ГОСТ 2477, r_{MB} , %	0,10
Абсолютная погрешность измерений массовой доли воды в нефти, ΔW_{MB} , %	0,1323
Максимальная массовая доля механических примесей, W_{MP} , %	0,0500
Воспроизводимость метода по ГОСТ 6370, R_{MP} , %	0,0100
Сходимость метода по ГОСТ 6370, r_{MP} , %	0,0050
Абсолютная погрешность измерений массовой доли механических примесей, ΔW_{MP} , %	0,0066
Максимальная массовая концентрация хлористых солей, $\text{мг}/\text{дм}^3$	900
Определение содержания хлористых солей по ГОСТ 21534 методом (А или Б)	Б
Воспроизводимость метода по ГОСТ 21534, R_{XC} , $\text{мг}/\text{дм}^3$	100
Сходимость метода по ГОСТ 21534, r_{XC} , $\text{мг}/\text{дм}^3$	50
Абсолютная погрешность измерений массовой концентрации хлористых солей, $\text{мг}/\text{дм}^3$	66,1438
Минимальное значение плотности нефти, $\text{кг}/\text{м}^3$	830
Максимальная массовая доля хлористых солей в нефти, W_{XC} , %	0,1084
Абсолютная погрешность измерений массовой доли хлористых солей, ΔW_{XC} , %	0,0080
Относительная погрешность измерений массы нетто нефти при предельных значениях параметров нефти, δm_n , %	0,29

Б.2 Относительная погрешность измерении массы нетто нефти не превышает $\pm 0,35\%$.