



«ПЕТРОЛСОФТ (С)»
программное обеспечение

Руководство пользователя

2025

Содержание

1. Общие сведения.....	3
2. Принятые сокращения и обозначения.....	3
3. Уровень подготовки пользователя.....	3
4. Перечень эксплуатационной документации, с которой необходимо ознакомиться пользователю.....	3
5. Назначение и область применения.....	4
6. Описание структуры программного обеспечения и выполняемых им функций.....	4
7. Описание метрологически значимых функций и параметров программного обеспечения.....	6
8. Описание интерфейсов пользователя.....	12
9. Описание реализованных методов защиты ПО и данных.....	24
10. Необходимое предустановленное ПО.....	24
Приложение 1. Краткое описание алгоритма расчета массы нетто сырой нефти.....	26
Приложение 2. Краткое описание алгоритма расчета при проведении поверки преобразователей массового расхода на ТПУ.....	29

1. Общие сведения

Система измерения количества и параметров нефти сырой (СИКНС) предназначена для измерений массы сырой нефти методом прямых измерений, вычисления массы нетто сырой нефти, измерений параметров сырой нефти, отображения (индикации) и регистрации результатов измерений, формирование и печать протоколов.

2. Принятые сокращения и обозначения

В настоящем документе приняты следующие сокращения:

АРМ – автоматизированное рабочее место;

БД – база данных;

БИК – блок измерения качества.

БИЛ – блок измерительных линий;

ИВК – информационно-вычислительный комплекс;

ИЛ – измерительная линия;

МХ – метрологические характеристики;

ПК – персональный компьютер;

ПО – программное обеспечение;

СИКНС – система измерений количества и параметров нефти сырой;

ТПР — турбинный преобразователь расхода.

3. Уровень подготовки пользователя

Операторы, использующие данное программное обеспечение, должны обладать квалификацией, обеспечивающей, как минимум:

- базовые навыки работы на персональном компьютере с графическим пользовательским интерфейсом (клавиатура, мышь, управление окнами и приложениями, файловая система);
- знать устройство и принцип работы технологической установки, на которой производятся работы.

4. Перечень эксплуатационной документации, с которой необходимо ознакомиться пользователю

Перед началом работы оператору необходимо ознакомиться с настоящим документом, технологической схемой и технологическим регламентом установки, на которой установлено данное ПО.

5. Назначение и область применения

Настоящее руководство распространяется на программное обеспечение «ПЕТРОЛСОФТ (С)» (далее – ПО «ПЕТРОЛСОФТ (С)») компании ООО «Метрология и Автоматизация».

Программный комплекс «ПЕТРОЛСОФТ (С)» предназначен для использования в составе систем измерения количества и параметров нефти сырой (СИКНС).

«ПЕТРОЛСОФТ (С)» предполагает работу с ИВК, используемыми в составе систем измерения количества и параметров нефти сырой.

Программный комплекс «ПЕТРОЛСОФТ (С)» обеспечивает:

- получение архивных данных с вычислителя и от оператора за отчетный период с сохранением данных в БД;
- вычисление массы сырой нефти и массы нетто сырой нефти в соответствии с МИ 2693-2001 и по инструкции ВНИИР «Алгоритмы расчета объема сырой нефти, массы нетто нефти и объема воды при их движении и хранении после первичной сепарации на оперативных узлах учета технологических объектов системы сбора и подготовки нефти» (разделы по учету сырой нефти, п.2.3), с сохранением данных в БД;
- проведение КМХ средствами вычислителя с сохранением данных в БД.
- проведение поверки массомеров (по МИ 3151-2008) средствами вычислителя с сохранением данных в БД;
- отображение и вывод на печать отчетных документов за отчетные периоды, а также результатов поверки и КМХ.

Набор отчетных периодов (сутки, смена, два часа и т. д.) зависит от возможностей ИВК.

Отображение текущих параметров и состояния технологического оборудования СИКНС, трендов, технологических схем, а также управление технологическим оборудованием не является функцией ПО «ПЕТРОЛСОФТ (С)» и, при необходимости, выполняется сторонним ПО, входящим в состав СИКНС.

6. Описание структуры программного обеспечения и выполняемых им функций

ПО «ПЕТРОЛСОФТ (С)» предполагает работу с ИВК, который входит в состав СИКНС. ИВК представляет собой отдельное устройство (например, ИВК «Октопус Л» компании ИМС, ИВК АБАК+ компании Инкомсистем, и др.), которое отвечает за обработку измерительной информации от первичных преобразователей и преобразования их в значения физических величин, накопление данных первичных преобразователей за отчетные промежутки времени и их сохранение на время, достаточное для последующей выгрузки на верхний уровень. ИВК не входит в состав ПО «ПЕТРОЛСОФТ (С)». ИВК должен иметь соответствующие документы, подтверждающие достоверность вычисления и сохранения данных за отчетные промежутки времени с первичных преобразователей СИКНС. ПО «ПЕТРОЛСОФТ (С)» может опрашивать несколько ИВК.

ПО «ПЕТРОЛСОФТ (С)» включает в себя комплекс программ: «АРМ», «КМХ», «ТПУ», «Ввод паспорта качества», «Генератор отчетов».

Программа «АРМ» предназначена для считывания архивных данных из ИВК за отчетные промежутки времени и сохранения их в БД, чтения из БД данных по паспорту качества, вызова расчетного модуля для проведения метрологических расчетов по полученным данным и записи результатов в БД для долговременного хранения информации.

Программа «КМХ» позволяет выполнить контроль метрологических характеристик выбранного расходомера по контрольному расходомеру. Программа «КМХ» на основании данных, введенных пользователем, запускает процедуру КМХ на ИВК, сохраняет полученные от ИВК результаты КМХ в БД, а также позволяет отобразить и вывести на печать отчеты по всем сохраненным в БД КМХ.

Программа «ТПУ» позволяет выполнить поверку массомера или ТПР по трубопоршневой поверочной установке. Программа «ТПУ» на основании данных, введенных пользователем, запускает процедуру поверки на ИВК, сохраняет полученные от ИВК результаты измерений в БД, вызывает расчетный модуль для проведения метрологических расчетов по полученным данным, а также позволяет отобразить и вывести на печать отчеты по всем сохраненным в БД процедурам поверки.

Программа «Ввод паспорта качества» предназначена для ввода данных лаборатории, используемых для расчетов метрологических характеристик. Введенные пользователем данные лаборатории сохраняются в БД для дальнейшего использования в расчетах.

Программа «Генератор отчетов» формирует, отображает и выводит на печать отчеты из БД.

Структура программного комплекса и взаимодействие между компонентами представлены на рисунке 6.1.

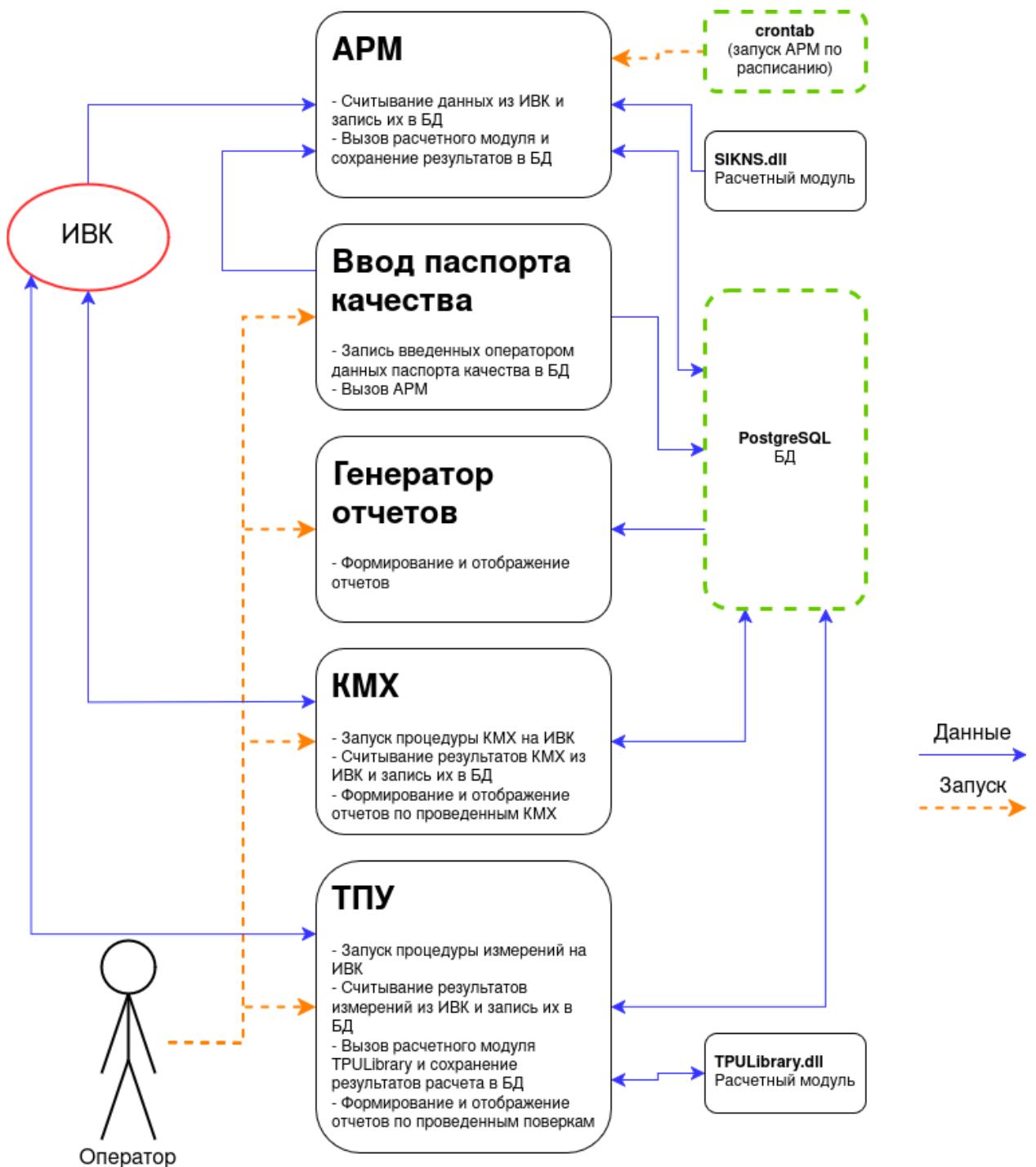


Рисунок 6.1 – Структура программного комплекса «ПЕТРОЛСОФТ (С)»

7. Описание метрологически значимых функций и параметров программного обеспечения

За расчет метрологических характеристик отвечает модуль-библиотека SIKNS, вызов которой осуществляется программой “АРМ”. Модуль-библиотека SIKNS использует в качестве входных данных сохраненные в БД лабораторные данные из

паспорта качества и архивные данные за отчетный промежуток времени, полученные из ИВК.

Форма ввода паспорта качества содержит следующие поля:

- плотность нефти при 20 °C;
- плотность воды при 20 °C;
- плотность газа при 20 °C;
- массовая доля механических примесей в обезвоженной дегазированной нефти;
- массовая концентрация хлористых солей в обезвоженной дегазированной нефти;
- объемная доля растворенного газа в сырой нефти в стандартных условиях;
- объемная доля свободного газа в сырой нефти в стандартных условиях;
- массовая и объемная доля воды в нефти в случае, если влагомер не используется;
- объемная доля свободного газа в сырой нефти в рабочих условиях;
- избыточное давление в точке отбора пробы.

Обработка измерительной информации от первичных преобразователей и преобразование их в значения физических величин, накопление данных первичных преобразователей за заданные промежутки времени и их сохранение на время, достаточное для последующей выгрузки на верхний уровень, производит ИВК, входящий в состав СИКНС.

ПО «ПЕТРОЛСОФТ (С)» получает от ИВК следующие архивные данные за заданные промежутки времени:

- БИЛ: объем продукта;
- БИЛ: объем продукта при н.у.;
- БИЛ: масса продукта;
- БИЛ: плотность по линиям;
- БИЛ: температура по линиям;
- БИЛ: давление по линиям;
- БИЛ: объемная доля воды;
- БИЛ: вязкость;
- БИЛ: плотность БИК;
- БИЛ: давление БИК;
- БИЛ: температура БИК;
- БИЛ: расход БИК;
- БИЛ: нарастающий объем;
- БИЛ: нарастающий объем при н.у.;
- БИЛ: нарастающая масса;

- ИЛ: объем продукта;
- ИЛ: объем продукта при н.у.;
- ИЛ: масса;
- ИЛ: нарастающий объем;
- ИЛ: нарастающий объем при н.у.;
- ИЛ: нарастающая масса;
- ИЛ: плотность;
- ИЛ: температура;
- ИЛ: давление.

Указанные выше данные используются модулем SIKNS для вычисления массы сырой нефти и массы нетто сырой. Алгоритм расчета представлен в Приложении 1.

Модуль SIKNS выполнен в виде отдельного библиотечного файла SIKNS.dll. Для получения данных необходимо вызвать функцию:

`Calc(double Ms, double Worg, double RhoRG, double W, double tBik, double PBik, double RhoN15, double RhoStPv, double PhiXC, double Wmp, double Ww, double Ww_dist, double Wo, double Wo_dist, bool Woff, double Wosg, double Pbop),`

где

Ms — масса сырой нефти, т;

$Worg$ — объемная доля растворенного газа, %;

$Wosg$ — объемная доля свободного газа в сырой нефти, %;

$Pbop$ — избыточное давление сырой нефти в БОП, МПа;

$RhoRG$ — плотность растворенного газа при 20°C, кг/м³;

W — объемная доля воды в БИК (с влагомера), %;

$tBik$ — температура БИК, °C;

$PBik$ — давление БИК, МПа;

$RhoN15$ — плотность обезвоженной дегазированной нефти при 15°C, кг/м³;

$RhoStPv$ — плотность пластовой воды при 20°C, кг/м³;

$PhiXC$ — массовая концентрация хлористых солей в обезвоженной дегазированной нефти, мг/дм³;

Wmp — массовая доля механических примесей в обезвоженной дегазированной нефти, %;

Ww — массовая доля пластовой воды (лаборатория), %;

Ww_dist — массовая доля дистиллированной воды (лаборатория), %;

Wo — объемная доля пластовой воды (лаборатория), %;

Wo_dist - объемная доля дистиллированной воды (лаборатория), %;

$Woff$ – признак отсутствия влагомера;

`Ww, Ww_dist, Wo, Wo_dist` – вводятся при отсутствии влагомера.

Функция возвращает структуру

```
struct Calc
```

```
{
```

`double Mn` – масса нетто сырой нефти, т;

`double Wrg` – массовая доля растворенного газа в сырой нефти, %;

`double Wsg` – массовая доля свободного газа в сырой нефти, %;

`double RhoRS` – плотность сырой нефти в рабочих условиях, кг/м³;

`double RhoRN` – плотность обезвоженной дегазированной нефти в рабочих условиях, кг/м³;

`double BettaN15` – коэффициент объемного расширения нефти при 15 °C, 1/°C;

`double GammaN` – коэффициент сжимаемости нефти при температуре в рабочих условиях, 1/МПа;

`double RhoRPV` – плотность воды в рабочих условиях, кг/м³;

`double BettaV` – коэффициент объемного расширения воды;

`double Wvxc` – объемная доля хлористых солей. Представляет собой табличное значение, зависящее от плотности пластовой воды при 20 °C.;

`double Wmv` – массовая доля пластовой воды в сырой нефти, %;

`double Wxc` – массовая доля хлористых солей в обезвоженной и дегазированной нефти, %;

`double Vsn` – объем сырой нефти в рабочих условиях, м³;

`double RhoN20` – плотность обезвоженной дегазированной нефти при 20 °C, кг/м³;

`double Vn` – объем обезвоженной дегазированной нефти в рабочих условиях, м³;

`double Vn20` – объем нетто сырой нефти при стандартных условиях, м³;

`double Vv` – объем воды, м³;

`double Mv` – масса воды в рабочих условиях, кг;

`double Vv20` – объем воды при 20 °C, м³;

```
}
```

За обработку результатов поверки по ТПУ отвечает библиотека-модуль TPULibrary.

Модуль-библиотека TPULibrary использует в качестве входных данных сохраненные в БД данные ТПУ (рис. 8.16) и результаты измерений, полученные из ИВК:

Результаты измерений, полученные из ИВК для поверки преобразователей
массового расхода:

- Время измерения;
- Температура ТПУ за измерение;
- Давление ТПУ за измерение;
- Плотность с плотномера за измерение;
- Температура на плотномере за измерение;
- Давление на плотномере за измерение;
- Количество импульсов с поверяемого расходомера за измерение.

Результаты измерений, полученные из ИВК для поверки преобразователей объемного расхода:

- Время измерения;
- Температура ТПУ за измерение;
- Давление ТПУ за измерение;
- Плотность с плотномера за измерение;
- Температура на плотномере за измерение;
- Давление на плотномере за измерение;
- Количество импульсов с поверяемого расходомера за измерение;
- Температура преобразователя за измерение;
- Давление преобразователя за измерение;
- Расход за измерение;
- Выходная частота с преобразователя за измерение;
- Температура стержня компакт-прувера за измерение (если в качестве ПУ используется компакт-прувер).

Указанные выше данные используются модулем TPULibrary для вычисления погрешности расходомера согласно МИ 3151-2008. Алгоритмы расчета представлены в Приложении 2 (для массовых преобразователей расхода). Модуль TPULibrary выполнен в виде отдельного библиотечного файла TPULibrary.dll.

Для массовых преобразователей расхода:

Для получения данных необходимо вызвать функцию:

```
Calc(Input[,] inpMas, int MaxTochka, int MaxIzm, double V_tpu_o, double D, double E,
double S, double alpha_t, double delta_tpu, double delta_pp, double DELTAt_tpu, double
DELTAt_pp, double delta_uoi_k, double ZS, double rho_n_lab, double t_n_lab, double
rho_pv_lab),
```

где

inpMas – структура данных, полученных с вычислителя (описание ниже);

MaxTochka – всего точек измерений;

MaxIzm – измерений в точке;

V_{tpu_o} (V_O^{mny}) – вместимость калиброванного участка V1+V2, м³;

D – диаметр стенок калиброванного участка, мм;

E – модуль упругости материала стенок, Мпа;

S – толщина стенок калиброванного участка, мм;

alpha_t (α_t) – коэффициент линейного расширения материала стенок ТПУ, °C⁻¹;

delta_tpu (δ_{tpu}) – пределы допускаемой относительной погрешности ТПУ, %;

delta_pp (δ_{pp}) – пределы допускаемой относительной погрешности поточного ПП, %;

DELTAt_tpu (Δt_{tpu}) – предел допускаемой абсолютной погрешности датчика температуры, используемого в процессе поверки для измерений температуры рабочей жидкости в ТПУ, °C;

DELTAt_pp (Δt_{pp}) – предел допускаемой абсолютной погрешности датчика температуры, используемого в процессе поверки для измерений температуры рабочей жидкости в ПП, °C;

delta_uoik (δ_{uoik}^{you}) – пределы допускаемой относительной погрешности УОИ при вычислении К-фактора массометра, %;

ZS – значение стабильности нуля, т/ч;

ρ_n^{lab} (ρ_n^{lab}) – плотность лабораторная нефти, кг/м³;

t_n^{lab} (t_n^{lab}) – температура лабораторная, при которой измерили плотность нефти лабораторную, °C;

$\rho_{n_e}^{\text{lab}}$ ($\rho_{n_e}^{\text{lab}}$) – плотность воды, кг/м³.

Структура $inpMas$ – это матрица размерностью $m \times n$, где m – количество точек, n – количество измерений в точке, элементы которой – структура:

t_{ij}^{mny} – средняя за измерение температура в измерительной линии, °C;

P_{ij}^{mny} – среднее за измерение давление в измерительной линии, МПа;

ρ_{ij}^{mn} – плотность в БИК, кг/м³;

t_{ij}^{nn} – температура в БИК, °C;

P_{ij}^{nn} – среднее за измерение давление в БИК, МПа;

N_{ij}^{mac} – количество импульсов за измерение (вперед+назад), имп;

Q_{ij} – средний за измерение массовый расход, т/ч;

W_{ij} – влагосодержание, %.

Функция возвращает структуру

struct Output

{

S_{duan}^{KF} – СКО средних арифметических значений К-фактора для точек расхода, %;

δ_o^{mac} – относительная погрешность стабильности нуля, %;

KF_{diap} – средний К-фактор всего диапазона, имп/т;

Θ_{duan}^{KF} – составляющая систематической погрешности, обусловленная аппроксимацией ГХ массомера в рабочем диапазоне расхода, %;

Σ – случайная составляющая погрешности массомера, %;

Θ_Σ – систематическая составляющая погрешности, %;

δ – относительная погрешность массомера, %;

$t_{(P,n)}$ – квантиль распределения Стьюдента;

$Z_{(P)}$ – коэффициент, зависящий от доверительной вероятности P и величины соотношения $\frac{\Theta_\Sigma}{S_{duan}^{KF}}$;

$V_{np\ ij}^{mny}$ – вместимость калиброванного участка ТПУ, приведенная к рабочим условиям, м³;

$\rho_{np\ ij}^{nn}$ – плотность рабочей жидкости, приведенная к рабочим условиям, кг/м³;

$M_{ij}^{p\vartheta}$ – масса рабочей жидкости при i-том измерении в j-ой точке, т;

KF_{ij} – значение К-фактора для i-ого измерения в j-ой точке расхода, имп/т;

Q_i – средний расход в каждой точке измерения, т/ч;

KF_j – средний К-фактор в каждой точке измерения, имп/т;

}

8. Описание интерфейсов пользователя

«АРМ»

«АРМ» предназначен для опроса архивных данных ИВК, проведения метрологических расчетов по полученным данным и запись в БД для долговременного хранения информации.

«АРМ» является сервисной программой, поэтому не имеет интерфейса. Запуск программы осуществляется по расписанию, а также при каждом вводе паспорта качества.

«Ввод паспорта качества»

«Ввод паспорта качества» предназначен ввода данных лаборатории, используемых для расчетов метрологических характеристик.

Для запуска программы запустите файл vvod_analiza.jar. Запустится окно выбора промежутка времени (отчета из ИВК) для которого вводятся лабораторные данные (см. рисунок 8.1).

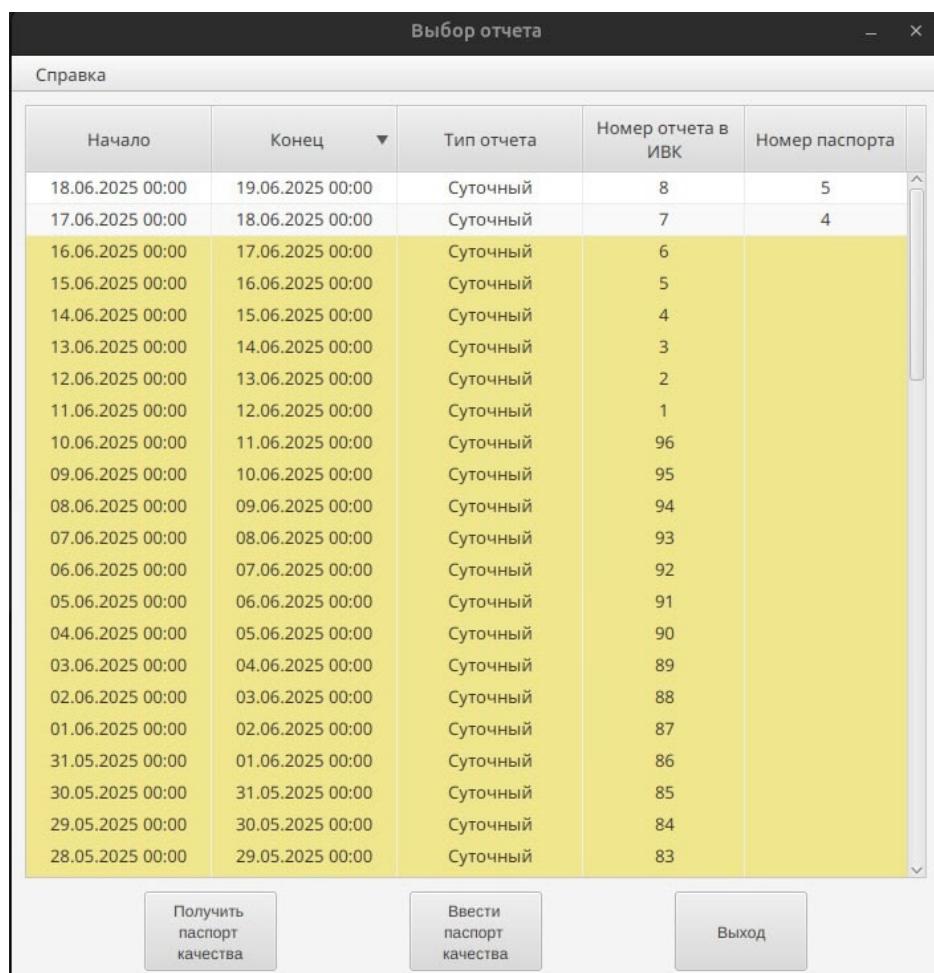


Рисунок 8.1 – Выбор поверки для ввода паспорта качества

Выберите из списка нужный отчет и нажмите кнопку «Выбрать». Откроется окно для ввода лабораторных данных (рисунок 8.2).

Ввод данных лаборатории

Номер паспорта качества	5				
Дата отчета	18.06.25 00:00				
Номер БИЛ	1				
Тип отчета	Суточный				
<input type="button" value="Представитель сдающей стороны"/>	qweg				
<input type="button" value="Представитель испытательной лаборатории"/>	zxc				
<input type="button" value="Представитель принимающей стороны"/>	asd				
Плотность нефти при 20 °C	801.0	кг/м ³	Mассовая доля серы	1.0	%
Плотность воды при 20 °C	1000.0	кг/м ³	Давление насыщенных паров при температуре до 200°C	2.0	кПа
Плотность газа при 20 °C	0.1	кг/м ³	Выход фракций при температуре до 300°C при температуре до 350°C	3.0	%
Массовая доля механических примесей в дегазированной обезвоженной нефти	11.0	%	Массовая доля парафина	4.0	%
Массовая концентрация хлористых солей в обезвоженой дегазированной нефти	112.0	мг/дм ³	Массовая доля сероводорода	3.5	%
Объемная доля растворенного газа в обезвоженной нефти при СУ	1.0	%	Массовая доля метил- и этилмеркаптанов в сумме	5.0	%
			Массовая доля органических хлоридов	6.0	млн ⁻¹
				7.0	млн ⁻¹
				8.0	млн ⁻¹
Доля воды					
Влагомер был в учете, данные вводить не обязательно!					
<input checked="" type="checkbox"/> Учитывать влагомер (12,5 %) Массовая доля пластовой воды <input type="text" value="0.0"/> %					
<input type="button" value="Записать"/>			<input type="button" value="Закрыть"/>		

Рисунок 8.2 – Ввод паспорта качества

Автоматически загружаются данные выбранной поверки в верхней части окна. Заполните все пустые поля согласно паспорту качества. После заполнения всех данных нажмите кнопку «Записать». Данные запишутся в БД, и произведется расчет согласно введенным данным для поверки. Кнопка «Отчет» в окне «Выбор отчета» выводит отчет по введенным лабораторным данным на экран (рисунок 8.3).

ПАСПОРТ КАЧЕСТВА НЕФТИ

№ 3 от 21.05.2025г.
 УПСВ "Никольская"
 АО "Самаранефтегаз"
 СИКН №
 Резервуар (мера вместимости)
 Дата и время отбора пробы

20.05.2025 с 00:00 по 24:00

№	Наименование показателя	Метод испытаний	Результат испытаний
1	Температура нефти при условиях измерения массы, °C	МИ на СИКНС	21,0
2	Давление нефти при условиях измерения массы, МПа	МИ на СИКНС	1,01
3	Плотность нефти при температуре и давлении при условии измерений массы, кг/м³ *	МИ на СИКНС	0,0
4	Плотность нефти при 20°C, кг/м³ *	МИ на СИКНС	801,0
5	Плотность нефти при 15°C, кг/м³ *	МИ на СИКНС	804,8
6	Массовая доля воды, %	ГОСТ 2477	∞
7	Концентрация хлористых солей, мг/дм³ (%)	ГОСТ 21534	112,0 (0,0140)
8	Массовая доля механических примесей, %	ГОСТ 6370	11,0000
9	Массовая доля серы, %	ГОСТ Р 51947	1,00
10	Давление насыщенных паров, кПа (мм.рт.ст.)	ГОСТ 1756	2,0 (15)
11	Выход фракций, % - при температуре до 200 °C - при температуре до 300 °C	ГОСТ 2177	3,0 4,0
12	Массовая доля парафина, %	ГОСТ 11851	5,0
13	Массовая доля сероводорода, млн⁻¹ (ppm)	ГОСТ Р 50802	6.0
14	Массовая доля метил- и этилмеркаптанов в сумме, млн⁻¹	ГОСТ Р 50802	7.0
15	Массовая доля органических хлоридов, млн⁻¹ (ppm)	ГОСТ Р 52247	8.0

* - средняя плотность за сутки по показаниям канала плотности массометров

Рисунок 8.3 – Отчет по лабораторным данным

Также на главной форме выбора поверки (рисунок 8.1) в верхней левой части окна расположена кнопка «Справка». При нажатии появляется подменю, в котором можно выбрать пункт «О программе», который вызывает окно с информацией о программе и расчет контрольной суммы MD5 для метрологически значимой части SIKNS.dll. На окне отображается название ПО, текущая версия и контрольная сумма MD5. Для расчета контрольной суммы нажмите кнопку «Рассчитать MD5». Появится рассчитанная контрольная сумма (рисунок 8.4).

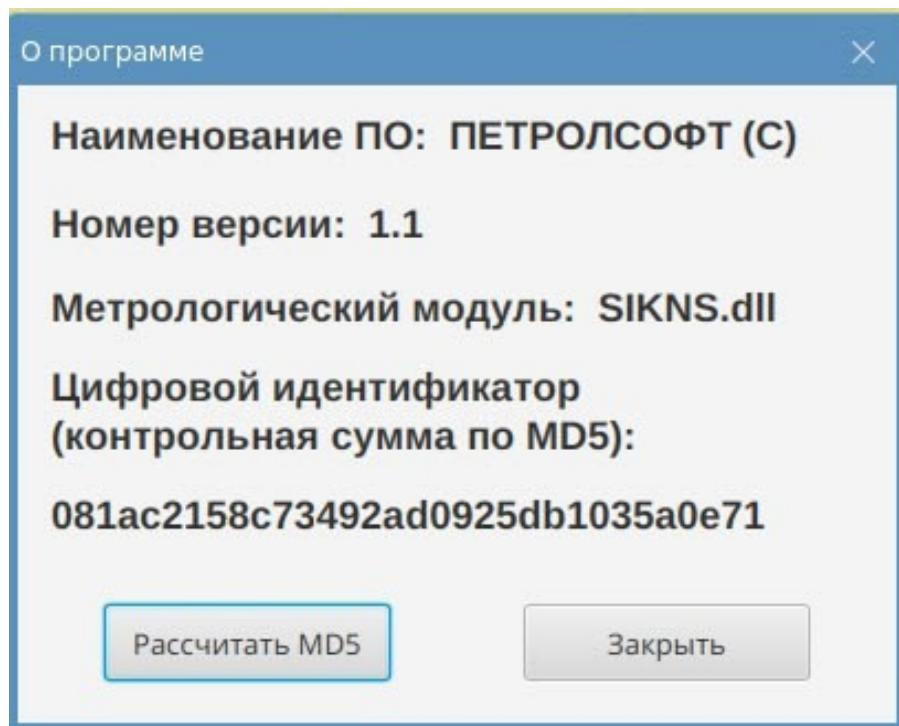


Рисунок 8.4 – Окно «О программе» после расчета контрольной суммы

«Генератор отчетов»

«Генератор отчетов» формирует, отображает и выводит на печать отчеты из БД.

Для запуска программы запустите файл Sikns_reports.jar. Запустится окно выбора для формирования отчета (рисунок 8.5).

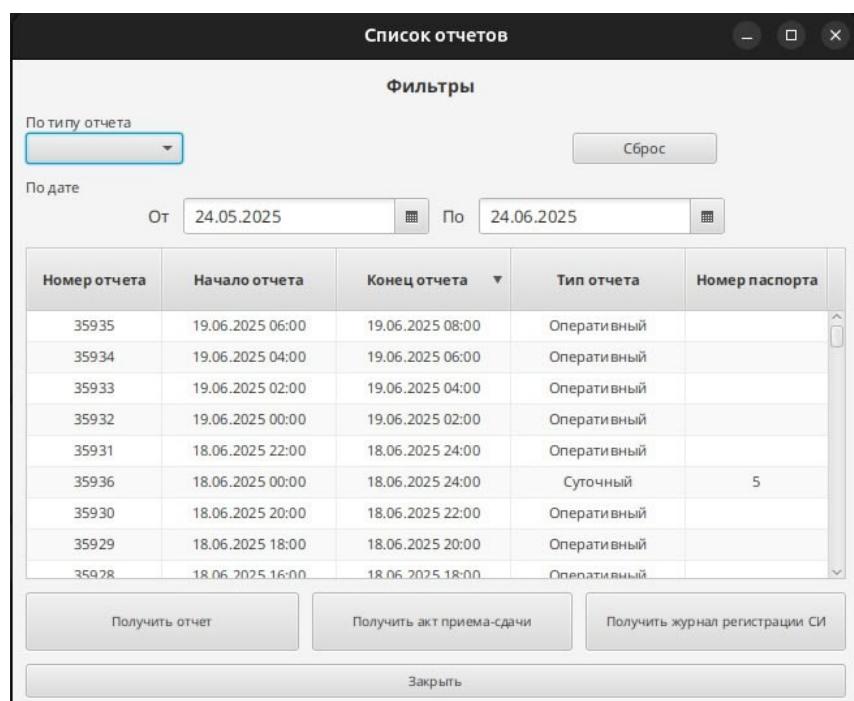


Рисунок 8.5 – Выбор отчета

В центре окна расположена таблица со всеми полученными архивными данными (отчетами) из ИВК за промежутки времени. В верхней части окна расположены фильтры по типу и по дате отчета. Используйте фильтр для быстрого поиска отчета.

Нажмите на нужный отчет левой кнопкой мыши для выбора и убедитесь, что он подсвечивается синим цветом. Нажмите кнопку «Получить отчет» для вывода отчета на экран. Примеры форм отчетов представлены на рисунках 8.6, 8.7. Из окна просмотра отчета можно вывести отчет на печать.

The screenshot shows the JasperViewer application window titled "JasperViewer". The main content area displays an operational report for the "УПСВ \"Никольская\"". The report title is "ОПЕРАТИВНЫЙ ОТЧЕТ УПСВ \"Никольская\"". Below the title, there are two timestamp entries: "Дата и время начала отчета: 21.05.2025 06:00:00" and "Дата и время окончания отчета: 21.05.2025 08:00:00". The central part of the report is a table with 13 rows, each containing a parameter name, its unit, and numerical values for three different measurements (ИЛ 1, ИЛ 2, БИК). The parameters listed are: Объем (Volume), Масса брутто (Gross mass), Объем нарастающий начальный (Initial cumulative volume), Объем нарастающий конечный (Final cumulative volume), Масса нарастающая начальная (Initial increasing mass), Масса нарастающая конечная (Final increasing mass), Ср. температура (Average temperature), Ср. давление (Average pressure), Ср. плотность * (Average density *), Ср. плотность при 20°C * (Average density at 20°C *), Ср. объемный расход (Average volumetric flow rate), and Ср. объемная доля воды (Average volumetric water share). The table is as follows:

Параметр	Ед. изм.	СИКН	ИЛ 1	ИЛ 2	БИК
Объем	м ³		240	100	-
Масса брутто	т	440	240	100	-
Объем нарастающий начальный	м ³	36683	0	0	-
Объем нарастающий конечный	м ³	36683	240	100	-
Масса нарастающая начальная	т	61130	0	0	-
Масса нарастающая конечная	т	61570	240	100	-
Ср. температура	°C	27,8	21,0	32,0	21,0
Ср. давление	МПа	1,85	1,01	2,20	1,01
Ср. плотность *	кг/м ³		0,0	0,0	-
Ср. плотность при 20°C *	кг/м ³		-	-	-
Ср. плотность при 15°C *	кг/м ³		-	-	-
Ср. объемный расход	м ³ /ч	-	-	-	120,0
Ср. объемная доля воды	%	-	-	-	12,50

* - средняя плотность за два часа по показаниям канала плотности массометров

Рисунок 8.6 – Оперативный отчет

СУТОЧНЫЙ ОТЧЕТ

ННТ "Новосергиевка"

Дата и время начала отчета: 18.06.2025 00:00:00
Дата и время окончания отчета: 18.06.2025 24:00:00

Параметр	Ед. изм.	СИКН	ИЛ 1	ИЛ 2	БИК
Объем	м ³	5326	2880	1200	-
Масса брутто	т	5280	2880	1200	-
Объем нарастающий начальный	м ³	60122	0	0	-
Объем нарастающий конечный	м ³	65448	2880	1200	-
Масса нарастающая начальная	т	207626	0	0	-
Масса нарастающая конечная	т	212906	2880	1200	-
Ср. температура	°C	27,8	21,0	32,0	21,0
Ср. давление	МПа	1,85	1,01	2,20	1,01
Ср. плотность *	кг/м3	641,1	783,5	471,6	-
Ср. плотность при 20°C *	кг/м3	801,0	-	-	-
Ср. плотность при 15°C *	кг/м3	804,8	-	-	-
Ср. объемный расход	м ³ /ч	-	-	-	120,0
Ср. объемная доля воды	%	-	-	-	12,50

* - средняя плотность за сутки по показаниям канала плотности массометров

Данные по качеству и массе нетто

Плотность обезвож. дегазир. нефти при СУ	кг/м3	801,0
Плотность пластовой воды СУ	кг/м3	1000,0
Плотность нефти при РУ	кг/м3	800,9
Массовая доля воды	%	15,14
Объемная доля воды	%	12,50
Массовая доля хлористых солей	%	0,0140
Массовая доля механических примесей	%	11,0000
Массовая доля растворенного газа	%	0,0121
Суммарное содержание балласта	%	24,5076
Масса балласта	т	1294
Масса нетто за сутки	т	3987

Рисунок 8.7 – Суточный отчет

«KMX»

«KMX» позволяет выполнить контроль метрологических характеристик выбранного расходомера по контрольному расходомеру.

Для запуска программы запустите файл KMX.jar.

При отсутствии связи с ИВК появится окно с ошибкой связи (рисунок 8.8).

Проверьте конфигурационный файл или функционирование вычислителя.

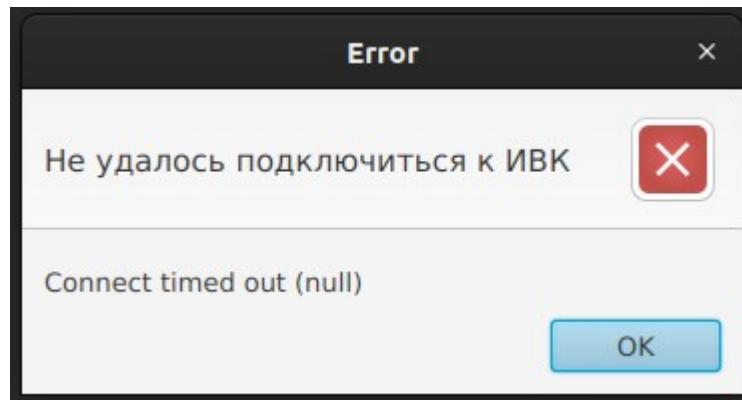


Рисунок 8.8 – Ошибка связи с вычислителем

Основное окно программы представлено на рисунке 8.9.

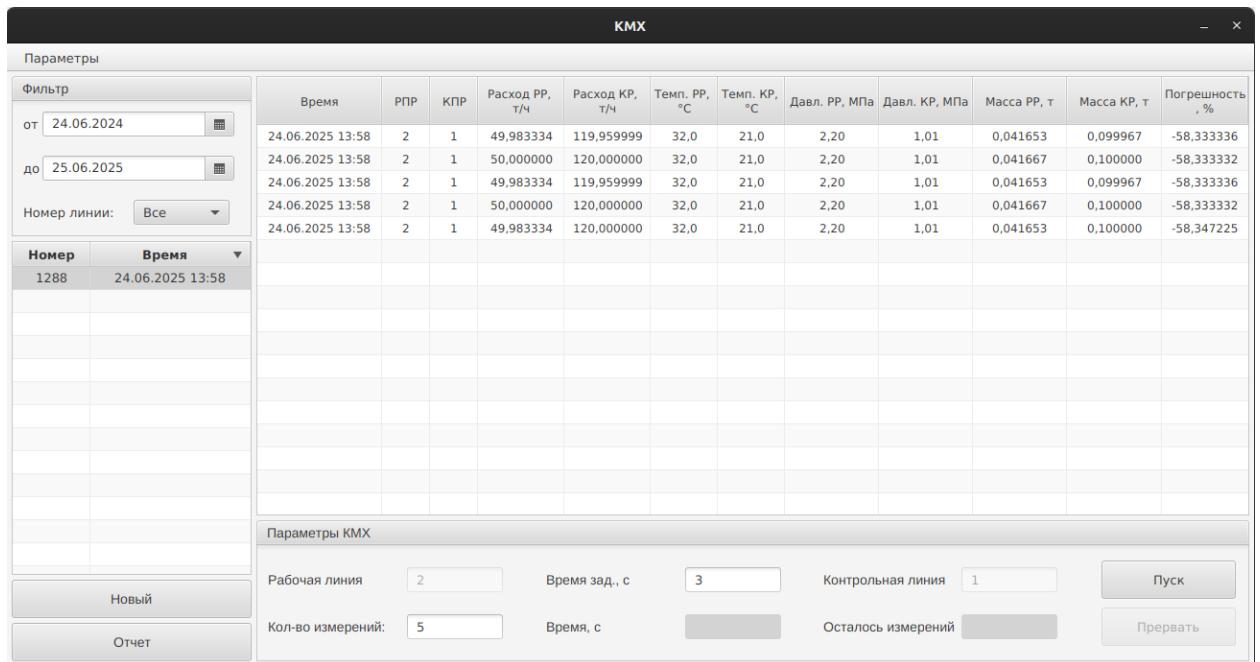


Рисунок 8.9 – Основное окно программы «KMX»

В левой части окна отображается список всех проведенных поверок с указанием номера, даты и времени создания поверки.

Кнопка «Новый» служит для создания новой поверки KMX. Автоматически создастся и появится в списке новая «пустая» поверка с текущей датой и временем.

В верхней левой части окна расположен фильтр для выбора проведенных КМХ. Отфильтровать список можно по дате создания отчета и по номеру линии, на которой проводилась поверка. Нажатием правой кнопки мыши по измерению в списке, можно удалить проведенную поверку.

При нажатии на поверку в списке, автоматически в правой части окна подгружаются результаты поверки. Таблица результатов поверки содержит следующие данные: дату и время проведения измерения, рабочую линию, контрольную линию, расход через рабочий расходомер за замер, расход через контрольный расходомер за замер, температура рабочего расходомера, температура контрольного расходомера, давление рабочего расходомера, давление контрольного расходомера, масса рабочего расходомера, масса контрольного расходомера, погрешность измерения.

Для запуска новых измерений необходимо в нижней части окна выбрать номер рабочей линии из списка, номер контрольной линии, количество проводимых измерений и время одного измерения. После, необходимо нажатием левой кнопки мыши выбрать в списке поверку для начала измерения и убедиться, что необходимая поверка подсвечивается синим цветом. Нажать кнопку «Пуск».

Начнется процесс проведения КМХ. Во время работы программы недоступно изменение параметров. Поверка будет проводиться указанное количество времени. Во время поверки в нижней части окна динамически меняется текущая масса и оставшееся число измерений. После завершения каждого измерения в таблице результатов появится новая запись. Если оставшееся количество измерений больше нуля, то следующее измерение запустится автоматически. Измерение можно прервать нажатием на кнопку «Прервать», при этом прерванное измерение не будет добавлено в таблицу результатов.

Проведенное измерение можно удалить из таблицы нажатием правой кнопки мыши по выбранному измерению. Появится окно подтверждения удаления: нажмите «да» для удаления или «нет» для отмены (рисунок 8.10).

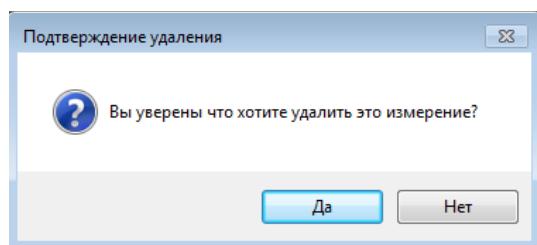


Рисунок 8.10 – Подтверждение удаления

После проведения измерений можно сформировать и вывести отчет. Для этого выберите в списке проведенных поверок необходимую поверку для отчета и нажмите кнопку «Отчет». Откроется окно просмотра отчета (рисунок 8.11).

JasperViewer

ПРОТОКОЛ № 1288
КМХ рабочего ПР по контрольному ПР

Место проведения контроля МХ УПСВ "Никольская"

Рабочая ИЛ №: 2 Контрольная ИЛ №: 1

Тип рабочего ПР RTTRE-gw 262 Заводской № 6128

Тип контрольного ПР RTTRE-gw 262 Заводской № 6129

РЕЗУЛЬТАТЫ ИЗМЕРЕНИЙ

№ изм.	Расход КР, т/ч	Темп. РР, т/ч	Давл. РР, т/ч	Темп. КР, т/ч	Давл. КР, т/ч	Масса РР, т/ч	Масса КР, т/ч	δ j, %
1	119,960	32,000	2,200	21,000	1,010	0,042	0,100	-58,333
2	120,000	32,000	2,200	21,000	1,010	0,042	0,100	-58,333
3	119,960	32,000	2,200	21,000	1,010	0,042	0,100	-58,333
4	120,000	32,000	2,200	21,000	1,010	0,042	0,100	-58,333

Заключение

Рабочий ПР не годен к дальнейшей эксплуатации

Подписи лиц, проводивших КМХ

Рисунок 8.11 – Пример отчета КМХ

Из открывшегося окна можно вывести отчет на печать.

«ТПУ»

«ТПУ» позволяет выполнить поверку массового или объемного расходомера по трубопоршневой поверочной установке.

Для запуска программы запустите файл TPU.jar. Откроется основное окно программы (рисунок 8.12). В случае отсутствия связи с вычислителем появится окно с предупреждением (рисунок 8.8).

Основную область окна занимает таблица с результатами измерения: номер точки измерения, номер измерения, расход, время ТПУ, температура на ТПУ, давление на ТПУ, плотность на расходомере, температура на расходомере, давление на расходомере, импульсы расходомера.

Перед началом измерения необходимо создать новую поверку. Нажмите на кнопку «Новый», чтобы открылось окно для создания поверки (рисунок 8.13).

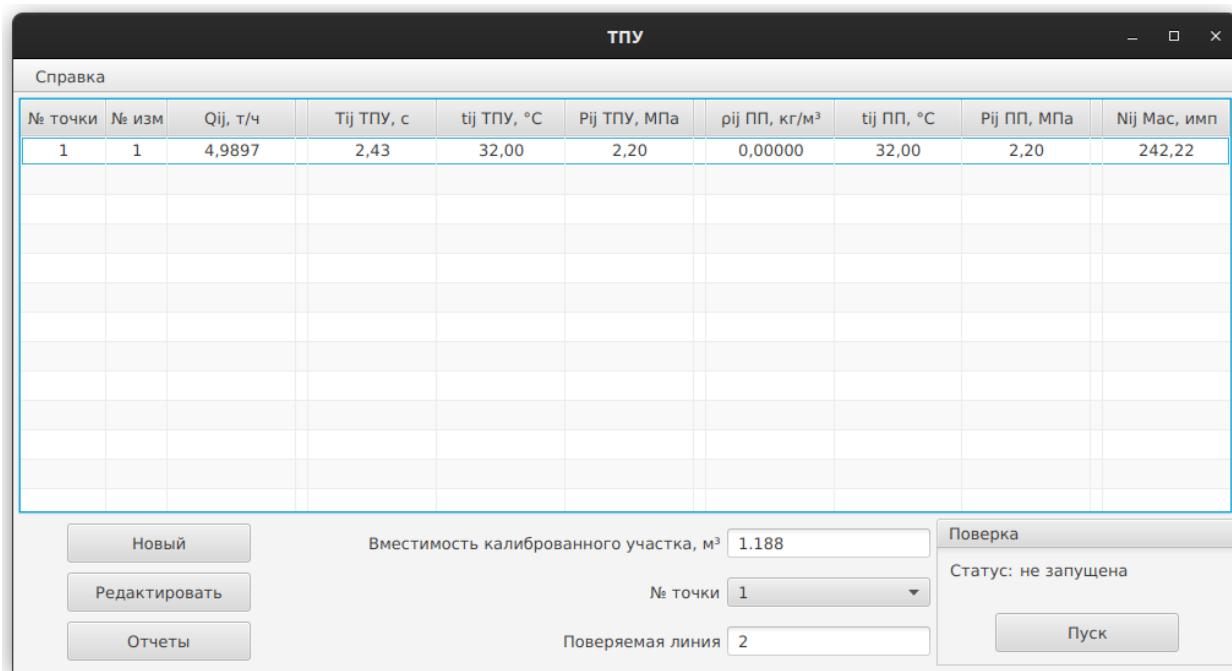


Рисунок 8.12 – Основное окно программы «ТПУ»

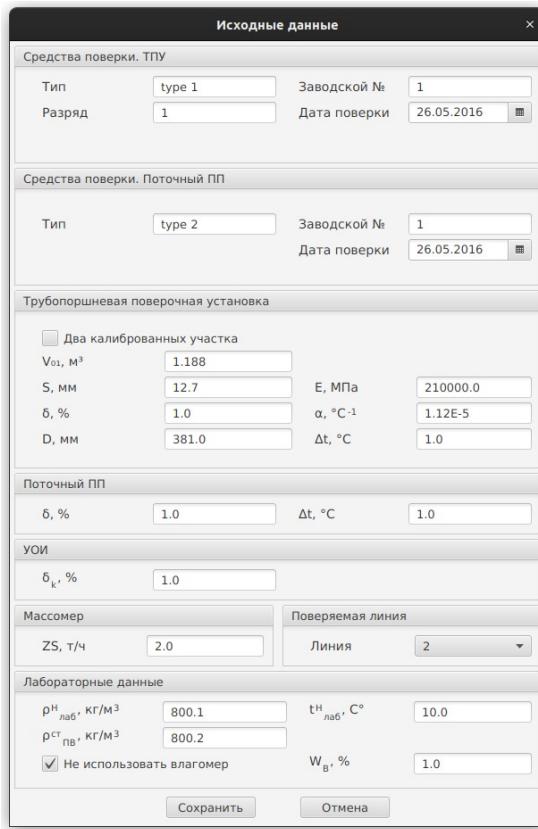


Рисунок 8.13 – Новая поверка ТПУ (массовые счетчики)

Заполните все необходимые поля. Если влагомер не будет использоваться при поверке, установите галочку «не использовать влагомер», при этом появится поле для ввода влагосодержания. После заполнения нажмите на кнопку «Сохранить». Окно создания поверки закроется.

Кнопка редактировать позволяет изменить параметры текущей поверки. Нажатие на кнопку откроет окно идентичное созданию новой поверки, но с уже заполненными полями. После редактирования нажмите кнопку «Изменить» для применения изменений.

Главное окно отображает вместимость калиброванного участка и номер поверяемой линии. Для начала измерения выберите номер точки из списка на главном окне программы. Нажмите кнопку «Пуск» для запуска измерения. Если используются данные с влагомера, то во время проведения измерения появится окно для ввода влагосодержания (рисунок 8.14).

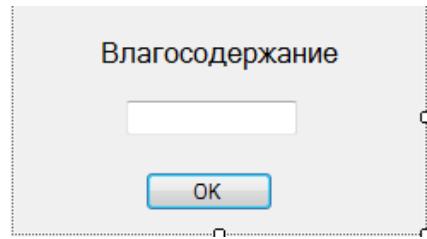


Рисунок 8.14 – Ввод влагосодержания

После окончания измерения в таблице появятся результаты измерения. Проведите необходимое количество измерений в выбранной точке или измените номер точки на следующий. Обратите внимание, что количество измерений в каждой точке должно быть одинаковым.

После нажатия на кнопку «Отчеты» открывается окно со всеми созданными поверками (рисунок 8.15).

Номер	Линия	Дата
11	1	26.05.2016 14:00
12	2	07.10.2024 00:00
13	3	24.01.2025 00:00
14	2	24.01.2025 00:00
15	5	24.01.2025 00:00
16	2	24.01.2025 13:42
17	2	29.01.2025 00:00
18	2	30.01.2025 14:53
19	2	04.02.2025 16:56
20	2	05.02.2025 11:06
21	2	05.02.2025 15:12
22	2	04.04.2025 14:11

Получить отчет

Отмена

Рисунок 8.15 – Выбор отчета

Выберите из списка необходимую поверку для формирования и отображения отчета и нажмите кнопку «Получить отчет». Для возврата в предыдущее окно нажмите кнопку «Отмена». Если выбран пункт «Получить отчет», то появится окно с отчетом (рисунок 8.16).

ПРОТОКОЛ № _____
проверки преобразователя массового расхода модели _____ по МИ 3151-2008

Место проведения поверки _____
наименование ПСП _____
наименование владельца ПСП _____

Поверяемый массомер: сенсор _____ Ду _____ мм, зав. № _____ ; ПЭП _____ зав. № _____
модель _____
установлен на _____ ИЛ № _____ Рабочая жидкость _____
слян (силик, слюк)

Средства поверки: ТПУ типа _____ type 1 _____ , разряд 1 _____ , зав. № 1 _____ Дата поверки 26.05.2016,
Поточный ПП типа _____ type 2 _____ , зав. № 1 _____ Дата поверки 26.05.2016,

Таблица 1 - Исходные данные

Трубопоршневой поверочной установки (ТПУ)								Поточного ПП			Массомера	
Детекторы	V0, м3	δTPU, %	D, мм	S, мм	E, МПа	at, °C	ΔtTPU, °C	δPP, %	ΔtPP, °C	δk, %	ZS, т/ч	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
	2,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,000000	1,00	1,00	1,00	1,00	2,00	

Таблица 2 - Результаты единичных измерений и вычислений

№ точ. / № изм. (j / i)	Qij, т/ч	Результаты измерений								Результаты вычислений			
		по ТПУ				по ПП			по массомеру				
		детек-	Tij, с	tij, °C	Pij, МПа	rij, кг/м3	tij, °C	Pij, МПа	Nij, имп	Vprij, м3	рprij, кг/м3	Mij, т	KFij
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1 / 1	4,9909		4,83	22,00	-1,28	603,5277 1	15,00	2,20	481,80	-2,97208 9	-∞	∞	0,0000
1 / 2	4,9996		5,91	22,00	-1,28	603,5277 1	15,00	2,20	591,08	-2,96361 5	-∞	∞	0,0000

Таблица 3 - Значения коэффициентов, использованные при вычислениях

t(p, n)	Z(p)
1	2
3,18	0,81

Таблица 4 - Результаты поверки

Точка расхода (j)	Qj, т/ч	KFj, имп/т	S KF диап, %	δ мас 0, %	KF диап, имп/т	θ KF диап, %	ε k, %	θ Σ, %	δ, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	4,9953	0,0000	не число	20,019	0,00	не число	не число	не число	не число

Заключение: массомер к дальнейшей эксплуатации не годен в качестве _____
годен / не годен рабочего и контрольного, или рабочего, или контрольного

Выдано свидетельство о поверке от 20 г. № _____ (заполняют только при положительных результатах поверки)

Поверитель _____
наименование поверяющей организации _____ подпись _____
инициалы, фамилия _____

Дата поверки « ____ » 20 года

Рисунок 8.16 – Отчет ТПУ (для преобразователей массового расхода)

Из открывшегося окна можно вывести отчет на печать.

Также на главной форме ТПУ в верхней левой части окна расположена кнопка «О программе». При нажатии появляется окно с информацией о программе и расчет контрольной суммы MD5 для метрологически значимой части TPULibrary.dll, и ее версии (рисунок 8.17). На окне отображается название ПО, текущая версия и контрольная сумма MD5. Для расчета контрольной суммы нажмите кнопку «Рассчитать MD5». Появится рассчитанная контрольная сумма (рисунок 8.18).

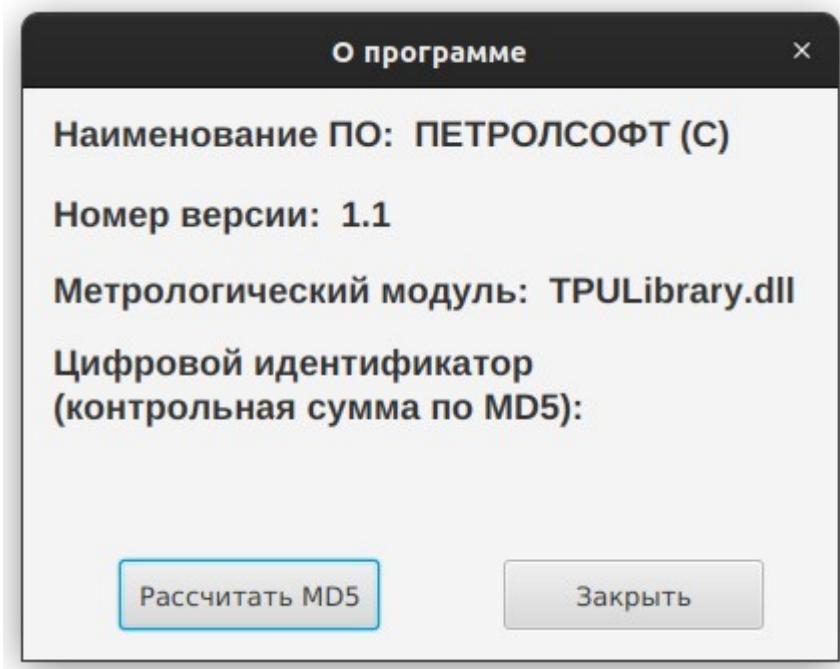


Рисунок 8.17 – Окно «О программе»

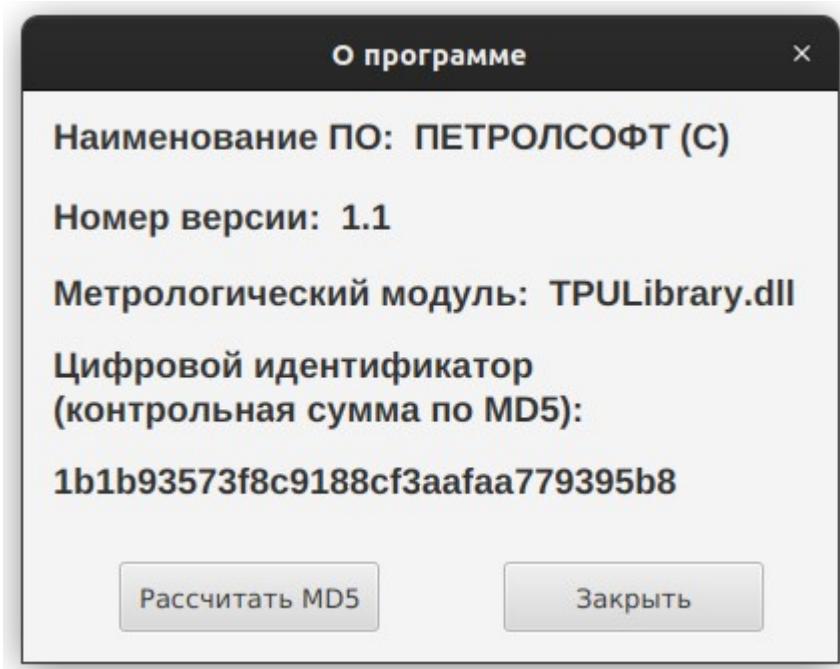


Рисунок 8.18 – Расчет контрольной суммы

9. Описание реализованных методов защиты ПО и данных

Доступ к данным и настройкам ИВК защищен средствами администрирования и безопасности ИВК.

Данные, сохраняемые в БД PostgreSQL, защищены средствами администрирования и безопасности PostgreSQL.

Попытка изменить файлы расчетных модулей приведет к изменению их контрольной суммы, а также приведет к невозможности вызова расчетных библиотек с выдачей соответствующей ошибки.

10. Необходимое предустановленное ПО

Для корректной работы ПО «ПЕТРОЛСОФТ (С)» необходимо, чтобы на АРМ оператора было установлено следующее программное обеспечение:

- Java SE Development Kit 21.0.7;
- JavaFX 17.0.15;
- .NET Runtime 6.0.36;
- PostgreSQL 15 или выше.

Требования к системным и аппаратным средствам определяются системными требованиями указанного выше ПО. Кроме того, для работы ПО «ПЕТРОЛСОФТ (С)» необходимы:

- Операционная система Astra Linux 1.7 или выше.
- Процессор совместимый с Intel или AMD, имеющий частоту не ниже 1 ГГц.
- ОЗУ не менее 1 ГБ
- Объем жесткого диска не менее 100 ГБ дискового пространства.

Приложение 1. Краткое описание алгоритма расчета массы нетто сырой нефти

Исходные данные:

измеряемая жидкость – сырая нефть;

M_c – масса сырой нефти;

W_{pr}^O – объемная доля растворенного газа;

W_{cr}^O — объемная доля свободного газа в сырой нефти, %;

$P_{БОП}$ — избыточное давление сырой нефти в БОП, МПа;

ρ_{pr} – плотность растворенного газа при 20°C;

W_b^O – объемная доля воды в БИК (с влагомера);

$t_{БИК}$ – температура БИК;

$P_{БИК}$ – давление БИК;

ρ_{15}^h – плотность обезвоженной дегазированной нефти при 15°C;

ρ_{cr}^{pw} – плотность пластовой воды при 20°C;

$\varphi_{ХС}$ – массовая концентрация хлористых солей в обезвоженной дегазированной нефти;

W_{mp} – массовая доля механических примесей в обезвоженной дегазированной нефти;

$W_{в лаб}$ – массовая доля пластовой воды (лаборатория);

$W_{в дист лаб}$ – массовая доля дистиллированной воды (лаборатория);

$W_{лаб}^O$ – объемная доля пластовой воды (лаборатория);

$W_{в дист}^O$ – объемная доля дистиллированной воды (лаборатория);

$W_{в лаб}, W_{в дист лаб}, W_{лаб}^O, W_{в дист}^O$ – вводятся при отсутствии влагомера.

Коэффициент объемного расширения воды β^B вычисляется по формуле (1):

$$\beta^B = \frac{CTL_w(t_{БИК}, W_{XC}^O) - CTL_w(20, W_{XC}^O)}{CTL_w(20, W_{XC}^O)(20 - t_{БИК})} \quad (1)$$

где CTL_w – поправочные коэффициенты, учитывающие влияние температуры на объем воды, содержащейся в сырой нефти,

W_{XC}^O – объемная доля хлористых солей. Представляет собой табличное значение, зависящее от ρ_{CT}^{pw} – плотность пластовой воды при 20 °C.

Поправочный коэффициент определяется по формуле (2):

$$CTL_w(t, W_{XC}^O) = 1 - (1.8526 \times 10^{-4} + 1.2882 \times 10^{-5} \times W_{XC}^O)(t - 15) - \\ (4.1151 \times 10^{-6} - 1.4467 \times 10^{-7} \times W_{XC}^O)(t - 15)^2 + (7.1926 \times 10^{-9} - 1.3085 \times 10^{-10} \times W_{XC}^O)(t - 15)^3 \quad (2)$$

Коэффициент сжимаемости воды γ_v представляет собой табличное значение, зависящее от $t_{БИК}$ (ГСССД 98-86).

Если вводится плотность обезвоженной и дегазированной нефти при температуре 20°C, то плотность обезвоженной и дегазированной нефти при температуре 15°C находится методом «прямых подстановок» по Р 50.2.076-2010 ГСИ.

Если вводится плотность обезвоженной и дегазированной нефти при температуре 15°C, то плотность обезвоженной и дегазированной нефти ρ_{н20} при стандартных условиях вычисляют по формуле:

$$\rho_{н20} = \rho_{н15} \times \exp \left\{ -5 \times \beta_{15} \times (1 + 4 \times \beta_{15}) \right\} \quad (3)$$

Коэффициент объемного расширения нефти β₁₅ определяется по формуле (3):

$$\beta_{15} = \frac{613,9723}{\rho_{н15}^2} \quad (4)$$

где ρ_{н15} – плотность обезвоженной и дегазированной нефти при температуре 15°C.

Коэффициент сжимаемости нефти γ_н при температуре в рабочих условиях определяется по формуле (4):

$$\gamma_{н} = 10^{-3} \times \exp \left\{ -1,6208 + 2,159 \times 10^{-4} \times t_{БИК} + \frac{8,7096 \times 10^5 + 4,2092 \times 10^3 \times t_{БИК}}{\rho_{н15}^2} \right\} \quad (5)$$

Плотность воды в рабочих условиях определяется по формуле:

$$\rho_{py}^H = \frac{\rho_{ne}^{cm}}{(1 + \beta^B(t_{БИК} - 20))(1 - \gamma^B \times P_{БИК})} \quad (6)$$

где ρ_{ne}^{cm} – плотность пластовой воды в стандартных условиях.

Плотность нефти в рабочих условиях определяется по формуле:

$$\rho_{py}^H = \rho_{15} \exp \quad (7)$$

Коэффициент объемного расширения нефти β_{БИК} при температуре t_{БИК} вычисляется по формуле:

$$\beta_{t_{БИК}} = \beta_{15} + 1,6 \times \quad (8)$$

При отсутствии данных с влагомера и если объемная доля дистиллированной воды отлична от 0 ($W_{вдист}^O > 0$), то объемная доля пластовой воды вычисляется по формуле:

$$W_{лаб}^O = \frac{W_{вдист}^O \times 1000}{\rho_{ne}^{cm} \times \left(1 - \frac{W_{XC}^O}{100} \right)} \quad (9)$$

При отсутствии данных с влагомера и значения объемной доли воды используется массовая доля пластовой воды, полученная от лаборатории. Тогда объемная доля воды вычисляется по формуле:

$$W = \frac{\rho_{н20}}{\frac{\rho_{ne}^{cm} \times 100}{W_{ne}} - \rho_{ne}^{cm} + \rho_{н20}} \times 100 \quad (10)$$

Объемная доля воды при стандартных условиях вычисляется по формуле:

$$W_e^{cm} = W_{lab}^O \times \left(1 - \frac{1,205 \times 10^{-3} \times W_{pe}^O \times \rho_{pe}}{0,274 \times 1,293 + 0,2 \times \rho_{pe}} \right) \quad (11)$$

где ρ_{pe} – плотность растворенного газа при 20°C, W_{pe}^O – объемная доля растворенного газа.

Объемная доля воды при рабочих условиях вычисляется по формуле:

$$W = \frac{100 \times (W_e^{cm} \times (1 + \beta^B \times (t_{БИК} - 20)) \times (1 - \gamma_e \times P_{БИК}))}{((100 - W_e^{cm}) \times (1 + \beta_{t_{БИК}} \times (t_{БИК} - 20)) \times (1 - \gamma_h \times P_{БИК}) + W_e^{cm} (1 + \beta^B \times (t_{БИК} - 20)) \times (1 - \gamma_e \times P_{БИК}))} \quad (12)$$

где $P_{БИК}$ – давление сырой нефти при измерении плотности в БИК, МПа.

Плотность сырой нефти ρ_{cp} в рабочих условиях вычисляют по формуле:

$$\rho_{py}^{ch} = \rho_{py}^H \times \left(1 - \frac{W}{100} \right) + \rho_{py}^e \times \frac{W}{100} \quad (13)$$

Массовую долю растворенного газа в сырой нефти W_{pr} вычисляют по формуле:

$$W_{pe} = \frac{W_{pe}^O \times \rho_{pe}}{\rho_{py}^{ch}} \times 100 \quad (14)$$

где W_{pe}^O – объемная доля растворенного газа в обезвоженной нефти при стандартных условиях, определенная лабораторным методом.

Массовую долю пластовой воды в сырой нефти W_{nw} вычисляют по формуле:

$$W_{nw} = \frac{W \times \rho_{py}^e}{\rho_{py}^{ch}} \quad (15)$$

При отсутствии данных с влагомера и если массовая доля дистиллированной воды отлична от 0 ($W_{в_дист\ lab} > 0$), то массовая доля пластовой воды вычисляется по формуле:

$$W_{nw} = \frac{W_{в_дист\ lab} \times \left(1 - \frac{W_{pe}}{100} \right)}{1 - \frac{W_{xc}^O}{100}} \quad (16)$$

Плотность обезвоженной и дегазированной нефти ρ_{n20} при стандартных условиях вычисляют по формуле:

$$\rho_{n20} = \rho_{n15} \times \exp \left[-5 \times \beta_{15} \times (1 + 4 \times \beta_{15}) \right] \quad (17)$$

Объем сырой нефти вычисляется по формуле:

$$V_{ch} = \frac{M_c \times 1000}{\rho_{py}^{ch}} \quad (18)$$

Объем нефти вычисляется по формуле:

$$V_n = V_{ch} \times \left(1 - \frac{W}{100} \right) \times \left(1 - \frac{1,205 \times 10^{-3} \times W_{pe}^O \times \rho_{pe}}{0,274 \times 1,293 + 0,2 \times \rho_{pe}} \times \frac{100}{100 - W} \right) \quad (19)$$

Объем нефти при стандартных условиях вычисляется по формуле:

$$V_{n20} = V_n \times (1 - \beta_{t_{БИК}} \times (t_{БИК} - 20)) \times (1 + \gamma_h \times P_{БИК}) \quad (20)$$

Массовую долю хлористых солей в обезвоженной и дегазированной нефти W_{xc} определяют по формуле:

$$W_{xc} = 0,1 \times \frac{\varphi_{xc}}{\rho_{h20}} \quad (21)$$

где φ_{xc} – массовая доля концентрации хлористых солей в обезвоженной и дегазированной нефти, мг/дм³.

Массу нетто сырой нефти вычисляют по формуле:

$$M_h = M_c - m = M_c \times \left(1 - \frac{W_e + W_{ce} + W_{pe}}{100}\right) \times \left(1 - \frac{W_{xc} + W_{mn}}{100}\right) \quad (22)$$

где m – масса баласта, т.

Массовую долю свободного газа в сырой нефти W_{cr} определяют по формуле:

$$W_{ce} = \frac{W_{ce}^0 \times \frac{P_{БОП} + P_{cm}}{P_{cm}} \times \rho_{pe}}{\rho_{py}^{ch}} \quad (23)$$

где P_{cr} – атмосферное давление, принимаемое равным 0,101325 МПа.

Объем воды вычисляют по формуле:

$$V_e = V_{ch} \times \frac{W}{100} \quad (24)$$

Массу воды в рабочих условиях вычисляют по формуле:

$$M_e = V_e \times \rho_{py}^e \quad (25)$$

Объем воды в стандартных условиях вычисляют по формуле:

$$V_{e20} = \frac{M_e}{\rho_{ne}^{cm}} \quad (26)$$

Приложение 2. Краткое описание алгоритма расчета при проведении поверки преобразователей массового расхода на ТПУ

1. Плотность ρ_{15} и коэффициент объемного расширения β_{15} жидкости при 15 °C определяются методом «прямых подстановок» по следующим формулам:

$$\begin{aligned}\beta(0)_{15} &= \frac{K_0 + K_1 \rho_{\text{лаб}}}{\rho_{\text{лаб}}^2} + K_2 \\ \rho(0)_{15} &= \frac{\rho_{\text{лаб}}}{\exp \{-\beta(0)_{15}(t_{\text{лаб}} - 15)(1 + 0,8\beta(0)_{15}(t_{\text{лаб}} - 15))\}} \\ \beta(i)_{15} &= \frac{K_0 + K_1 \rho(i-1)_{\text{лаб}}}{\rho(i-1)_{\text{лаб}}^2} + K_2 \\ \rho(i)_{15} &= \frac{\rho_{\text{лаб}}}{\exp \{-\beta(i)_{15}(t_{\text{лаб}} - 15)(1 + 0,8\beta(i)_{15}(t_{\text{лаб}} - 15))\}}\end{aligned}$$

где:

$n = i$, при $|\rho(i)_{15} - \rho(i-1)_{15}| > 0,01$, $i = 1, n$;

$\beta_{15} = \beta(n)_{15}$;

$\rho_{15} = \rho(n)_{15}$;

K_0, K_1, K_2 – берутся из таблицы 1.

2. Значение К-фактора для i -ого измерения в j -ой точке расхода определяется по следующим формулам:

$j = 1, \text{MaxTochka}$;

$i = 1, \text{MaxIzm}$.

$$\begin{aligned}\beta_{ij}^H &= \beta_{15} + 1,6 \times \beta_{15}^2 \times (t_{ij}^{nn} - 15) \\ \square_{ij}^H &= 10^{-3} \times \exp \left\{ -1,6208 + 2,159 \times 10^{-4} \times t_{ij}^{nn} + \frac{8,7096 \times 10^5 + 4,2092 \times 10^3 \times t_{ij}^{nn}}{\rho_{15}^2} \right\}\end{aligned}$$

Если $W_{ij} \leq 5$, то $\beta_{ij}^s = 2,6 \times 10^{-4}$, иначе:

$$\beta_{ij}^s = \frac{C TL(t_{ij}^{nn}, W_{vxc}) - C TL(20, W_{vxc})}{C TL(20, W_{vxc}) \times (20 - t_{ij}^{nn})}$$

где:

$W_{vxc} = W_{vxc} \text{Calc}(\rho_{ns}^{\text{лаб}})$;

W_{vc} – массовая доля хлористых солей (берется из таблицы А.1).

$$CTL(t, W_{xc}) = 1 - (1.8526 \times 10^{-4} + 1.2882 \times 10^{-5} \times W_{xc})(t - 15) - (4.1151 \times 10^{-6} - 1.4467 \times 10^{-7} \times W_{xc})(t - 15)$$

$$\gamma^b = 49,1 \times 10^{-5}$$

$$\beta_{ij}^{hc} = \beta_{ij}^h \times \left(1 - \frac{W_{ij}}{100}\right) + \beta_{ij}^s \times \frac{W_{ij}}{100}$$

$$\gamma_{ij}^{hc} = \gamma_{ij}^h \times \left(1 - \frac{W_{ij}}{100}\right) + \gamma_{ij}^s \times \frac{W_{ij}}{100}$$

$$V_{np\ ij}^{mny} = V_0^{mny} \times \left(1 + 3 \alpha_t \times (t_{ij}^{mny} - 20)\right) \times \left(1 + \frac{0,95 \times D}{E \times S} \times P_{ij}^{mny}\right)$$

$$\rho_{np\ ij}^{nn} = \rho_{ij}^{nn} \times \left(1 + \beta_{ij}^{hc} \times (t_{ij}^{nn} - t_{ij}^{mnn})\right) \times \left(1 + \gamma_{ij}^{hc} \times (P_{ij}^{mny} - P_{ij}^{nn})\right)$$

$$M_{ij}^{p3} = V_{np\ ij}^{mny} \times \rho_{np\ ij}^{nn} \times 10^{-3}$$

$$KF_{ij} = \frac{N_{ij}^{mac}}{M_{ij}^{p3}}$$

3. Среднее значение К-фактора и средний расход в j-ой точке определяются по следующим формулам:

$$KF_j = \frac{\sum_{i=1}^{MaxIzm} KF_{ij}}{MaxIzm}$$

$$Q_j = \frac{\sum_{i=1}^{MaxIzm} Q_{ij}}{MaxIzm}$$

4. СКО находится по формуле:

$$S_{duan}^{KF} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{MaxTochka \times MaxIzm} \left(\frac{KF_{ij} - KF_j}{KF_j} \right)^2}{MaxTochka \times MaxIzm - 1}} \times 100$$

5. Среднее значение К-фактора для всего диапазона находится по формуле:

$$KF_{duan} = \frac{\sum_{j=1}^{MaxTochka} KF_j}{MaxTochka}$$

6. Случайная составляющая погрешности находится по формуле:

$t_{(P,n)}$ – по таблице Е.1

$$E = t_{(P,n)} \times S_{duan}^{KF}$$

7. Составляющая систематическая погрешность, обусловленная аппроксимацией ГХ массомера в рабочем диапазоне расхода, находится по формуле:

$$\Theta_{duan}^{KF} = \left| \frac{KF_j - KF_{duan}}{KF_{duan}} \times 100 \right|_{max}$$

8. Дополнительная составляющая систематической погрешности находится по формуле:

$$\beta_{max}^{\text{ж}} = (\beta_{ij}^{\text{ж}})_{max}$$

$$\Theta_t = \beta_{max}^{\text{ж}} \times \sqrt{\Delta t_{mny}^2 + \Delta t_{nn}^2} \times 100$$

9. Относительная погрешность стабильности нуля находится по формуле:

$$Q_{min} = (Q_{ij})_{min}$$

$$Q_{max} = (Q_{ij})_{max}$$

$$\delta_0^{mac} = \frac{ZS}{Q_{min} + Q_{max}} \times 100$$

10. Систематическая погрешность массомера находится по формуле:

$$\Theta_{\Sigma} = 1,1 \times \sqrt{\delta_{mny}^2 + \delta_{nn}^2 + \Theta_t^2 + \delta_k^{you2} + \Theta_{duan}^{KF2} + \delta_0^{mac2}}$$

11. Относительная погрешность массомера находится по формуле:

Если $\frac{\Theta_{\Sigma}}{S_{duan}^{KF}} > 8$, то $\delta = \Theta_{\Sigma}$, иначе $\delta = Z_{(P)} \times (\Theta_{\Sigma} + E)$.

$Z_{(P)}$ – по таблице Е.2

Таблица А.1 – Зависимость массовой доли хлористых солей в пластовой воде от плотности пластовой воды

$\rho_{ne}^{\text{лаб}}$	Wvxc	$\rho_{ne}^{\text{лаб}}$	Wvxc	$\rho_{ne}^{\text{лаб}}$	Wvxc
1012	2	1070	10	1132	18
1026	4	1085	12	1148	20
1041	6	1101	14	1164	22
1055	8	1116	16	1180	24
				1197	26

Таблица 1 – Значения коэффициентов K_0 , K_1 и K_2

Наименование группы		Диапазон плотности при 15 °C, кг/м ³	K_0	K_1	K_2
Нефть		611,2 ≤ ρ_{15} <1163,8	613,9723	0,0000	0,0000
Группы нефтепродуктов	Бензины	611,2 ≤ ρ_{15} <770,9	346,4228	0,43884	0,0000
	Топлива, занимающие по плотности промежуточное место между бензинами и керосинами	770,9 ≤ ρ_{15} <788,0	2690,7440	0,00000	-0,0033762
	Топлива для реактивных двигателей, авиационное реактивное топливо ДЖЕТ А, керосины	788,0 ≤ ρ_{15} <838,7	594,5418	0,0000	0,0000
	Дизельные топлива, печные топлива, мазуты	838,7 ≤ ρ_{15} <1163,9	186,9696	0,4862	0,0000
Смазочные масла нефтяного происхождения, полученные из дистиллятных масленых фракций с температурой кипения выше 370 °C		801,3 ≤ ρ_{15} <1163,9	0,0000	0,6278	0,0000
Примечания					
1. Нефтепродукты разделены на группы, имеющие внутри подгруппы, в указанном в таблице диапазоне плотности, аналогичные характеристики зависимости между коэффициентом объемного расширения β_{15} и плотность нефтепродукта ρ_{15} . Наименование групп носит условный характер.					
2. Рекомендуется при расчетах плотности нефтепродуктов, выпускаемых отечественными производителями, применять значения коэффициентов K_0 , K_1 и K_2 , уточненные по результатам экспериментальных и теоретических работ и утвержденные в установленном порядке.					
3. Если значение плотности нефтепродукта ρ_{15} попадает в диапазон плотности, соответствующей другой группе нефтепродуктов, то при расчете плотности конкретного нефтепродукта, в связи с условным наименованием групп, следует применять значения коэффициентов K_0 , K_1 и K_2 той подгруппы нефтепродуктов, которой соответствует его плотность ρ_{15} . Так, например, бензин с плотностью ρ_{15} более 770,9 кг/м ³ следует относить к подгруппе «топлива, занимающие по плотности промежуточное место между бензинами и керосинами» и расчет плотности проводить по коэффициентам, соответствующим данной подгруппе.					

--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--

Таблица Е.1 – Значения квантиля распределения Стьюдента ($t_{(P,n)}$) при $P=0,95$

n-1	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
$t_{(P,n)}$	2,571	2,447	2,365	2,306	2,262	2,228	2,203	2,179	2,162	2,145	2,132

Продолжение таблицы Е.1

n-1	16	17	18	19	20
$t_{(P,n)}$	2,120	2,110	2,101	2,093	2,086

Таблица Е.2 – Значения коэффициента $Z_{(P)}$ при $P=0,95$

Θ_z/S	0,5	0,75	1	2	3	4	5	6	7	8
$Z_{(P)}$	0,81	0,77	0,74	0,71	0,73	0,76	0,78	0,79	0,80	0,81