

Федеральное государственное общеобразовательное учреждение
высшего образования



САМАРСКИЙ
ПОЛИТЕХ
Опорный университет

САМАРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

НА ТЕМУ :

**«СИСТЕМА ИЗМЕРЕНИЯ МАССЫ НЕФТИ, ОТБОРА ПРОБ И
ДРЕНИРОВАНИЯ ПОДТОВАРНОЙ ВОДЫ В РЕЗЕРВУАРАХ
ВЕРТИКАЛЬНЫХ СТАЛЬНЫХ, ДЛЯ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ»**

Студент: 2 - ИАИТ – 6М

Машкова А. В.

Руководитель: д.т.н., профессор,

П. К. Ланге

2020 г.



Цель данной магистерской диссертации – повышение безопасности эксплуатации резервуарных парков и точности измерения массы брутто за счет автоматизации отбора проб, измерения массы брутто нефти и дренирования подтоварной воды в РВС

Основные задачи:

- анализ существующих устройств для вычисления массы брутто нефтепродукта, отбора проб и дренирования подтоварной воды в резервуарах.
- сравнение методик вычисления массы брутто нефти в резервуарах, с целью определения повышения точности измерений.
- расчет погрешности объемно массового и гидростатического метода путём вычисления массы брутто нефти на резервуаре.
- разработка и экспериментальное исследование конструкции для автоматизированного вычисления массы брутто нефтепродукта, отбора проб и дренирования подтоварной воды в резервуаре

Новизна научных результатов:

Автоматизация процессов определения массы продукта и отбора проб в емкостях вместимости, а также процесса дренирования.



Подсистемы АСУ ТП

Система размыва
донных отложений

Система управления
задвижками

Система измерений
плотности и массы
брутто нефти

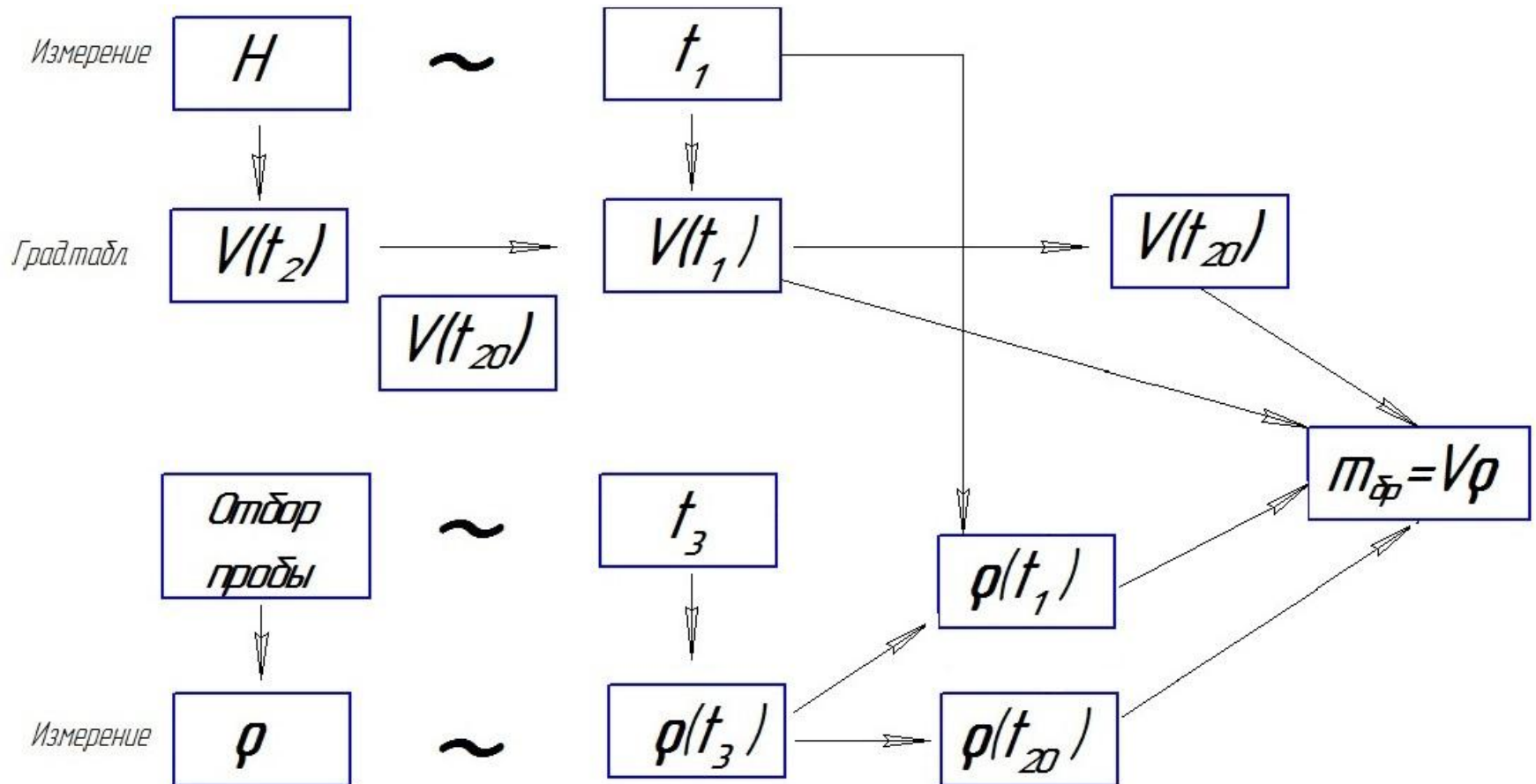
Система
предупреждения
аварий и
повреждений

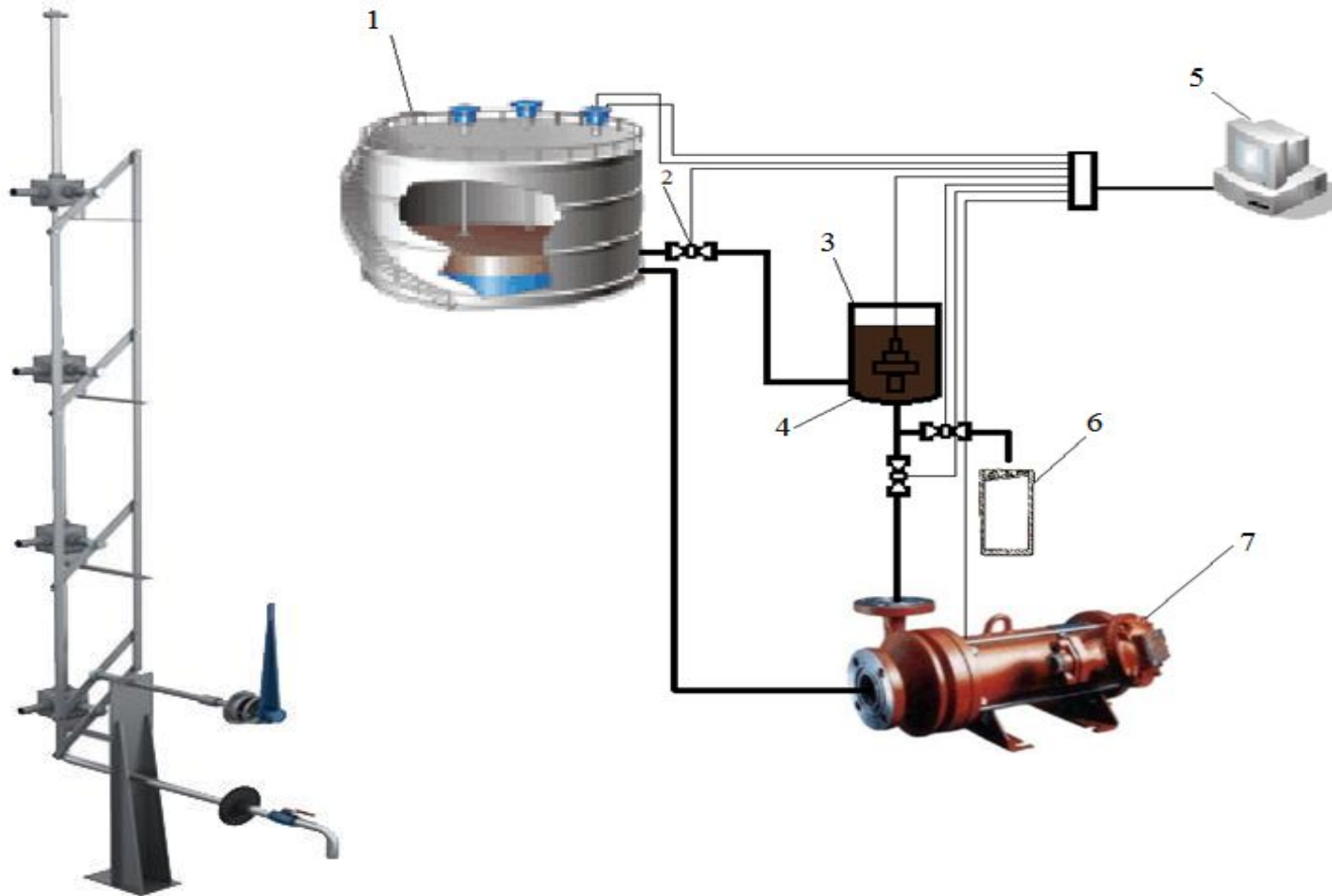
Система
дренирования
подтоварной воды

Система
пожаротушения

Система измерений
уровня и объема

Система отбора проб





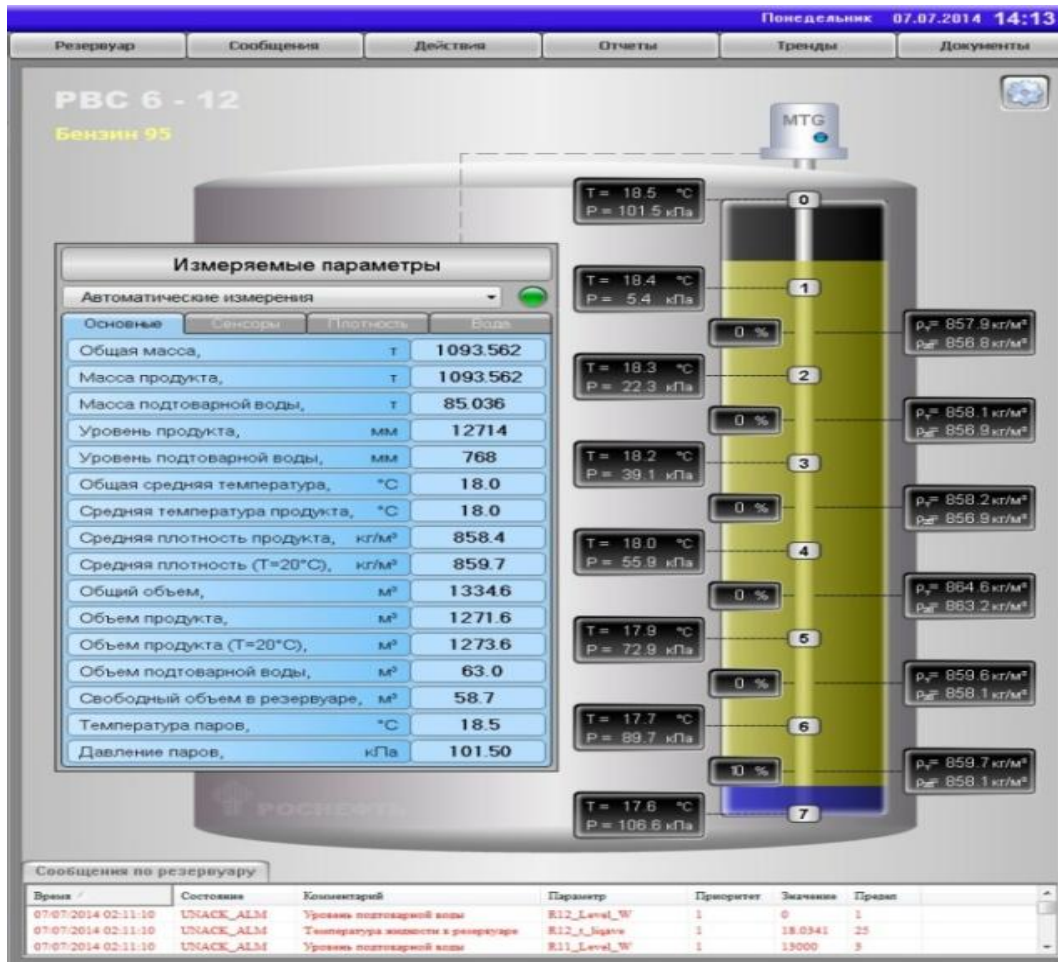
Устройство пробоотборника
ПСП

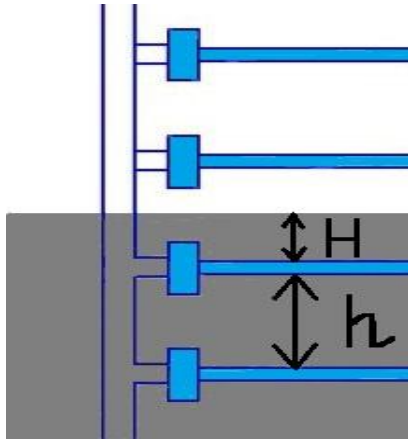


Внешний вид
плотномера

Мнемосхема резервуара, содержащая показания датчиков

Сенсорный модуль

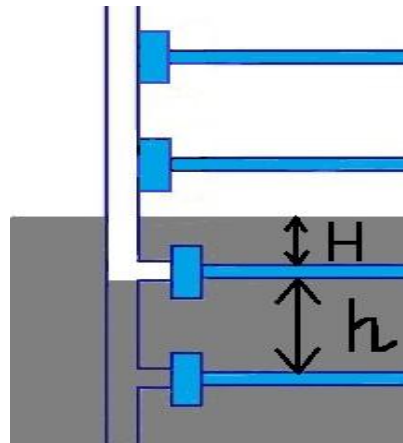




$$P=0$$

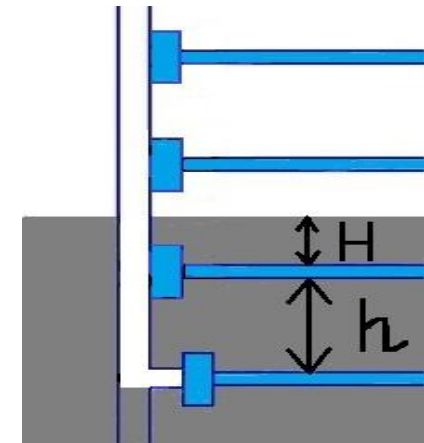
$$\rho_1 = P_2 / g \times h$$

$$H = P_1 / P_2 \times h$$



$$P_1 = \rho_1 \times g \times H$$

$$L = h_0 + \sum h_i + H$$



$$P_2 = \rho_1 \times g \times h$$

L- уровень разлива
в резервуаре

Косвенный метод статических измерений

$$\delta m_{11}^c = \pm 1,1 \sqrt{\delta K^2 + (K_{\Phi} \delta H)^2 + G^2(\delta \rho^2 + \beta^2 10^4 \Delta T_{\rho}^2) + \beta^2 10^4 \Delta T_V^2 + \delta N^2}$$

$$\delta m_{11}^c = \pm 1,1 \sqrt{0,1^2 + (1 * 0,1)^2 + 1,000162^2(0,5^2 + 0,00081^2 * 10^4 * 0,2^2) +}$$

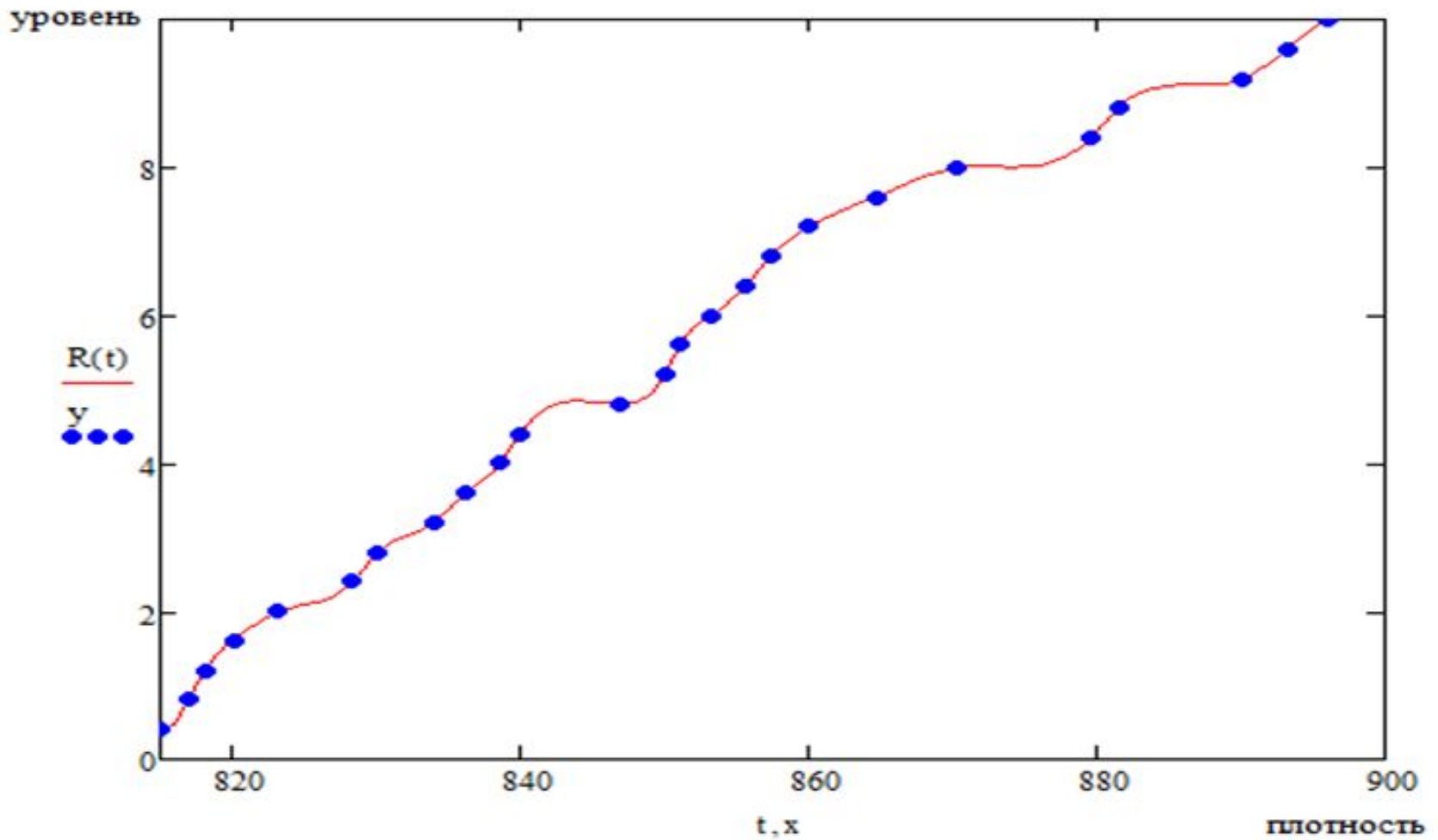
$$+ \sqrt{0,00081^2 * 10^4 * 0,3^2 + 0,05^2} = \pm 0,43\%$$

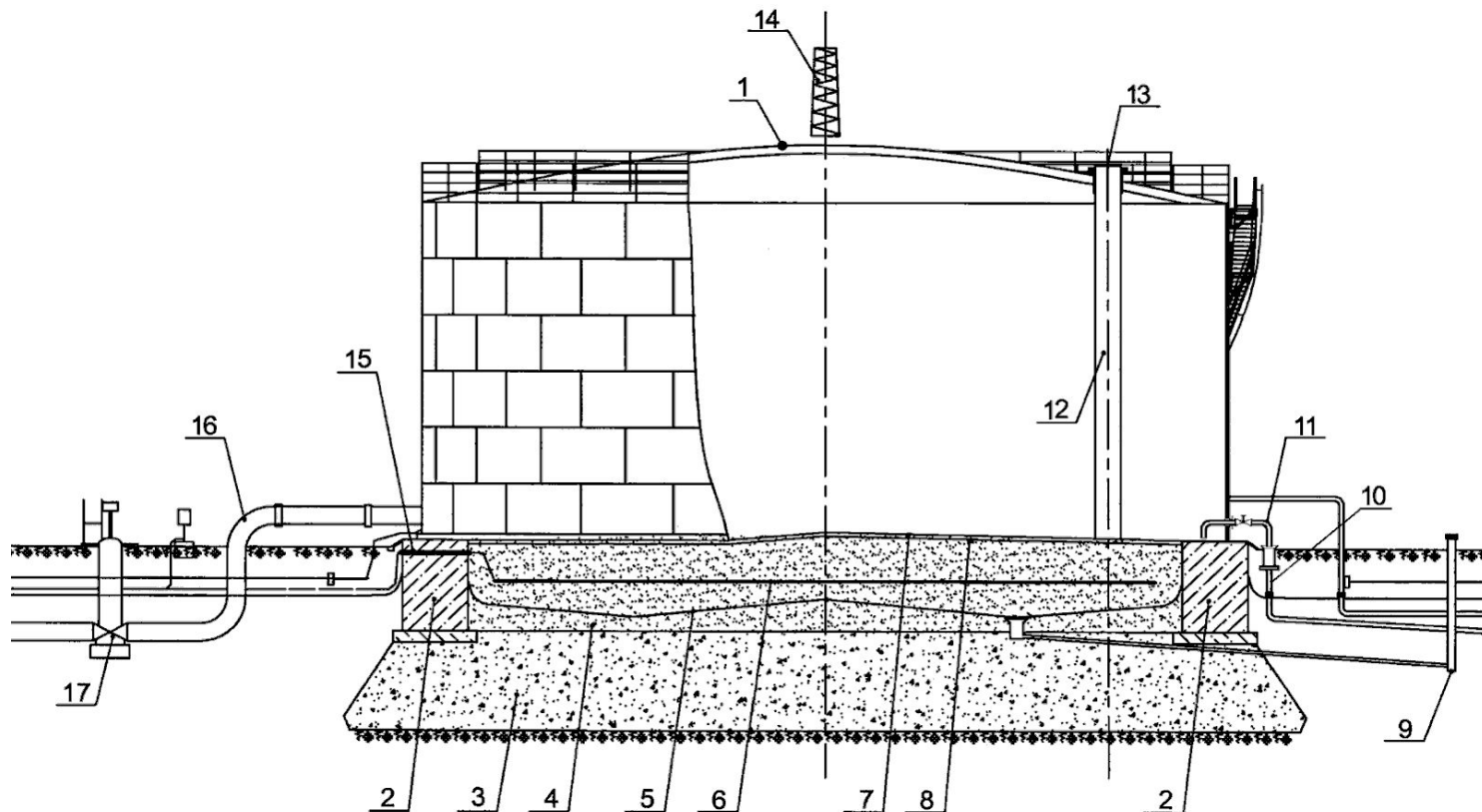
Косвенный метод, основанный на гидростатическом принципе

$$\delta m_2^c = \pm 1,1 \sqrt{\delta P^2 + \delta K^2 + (K_{\Phi} - 1)^2 \delta H^2 + \delta N^2},$$

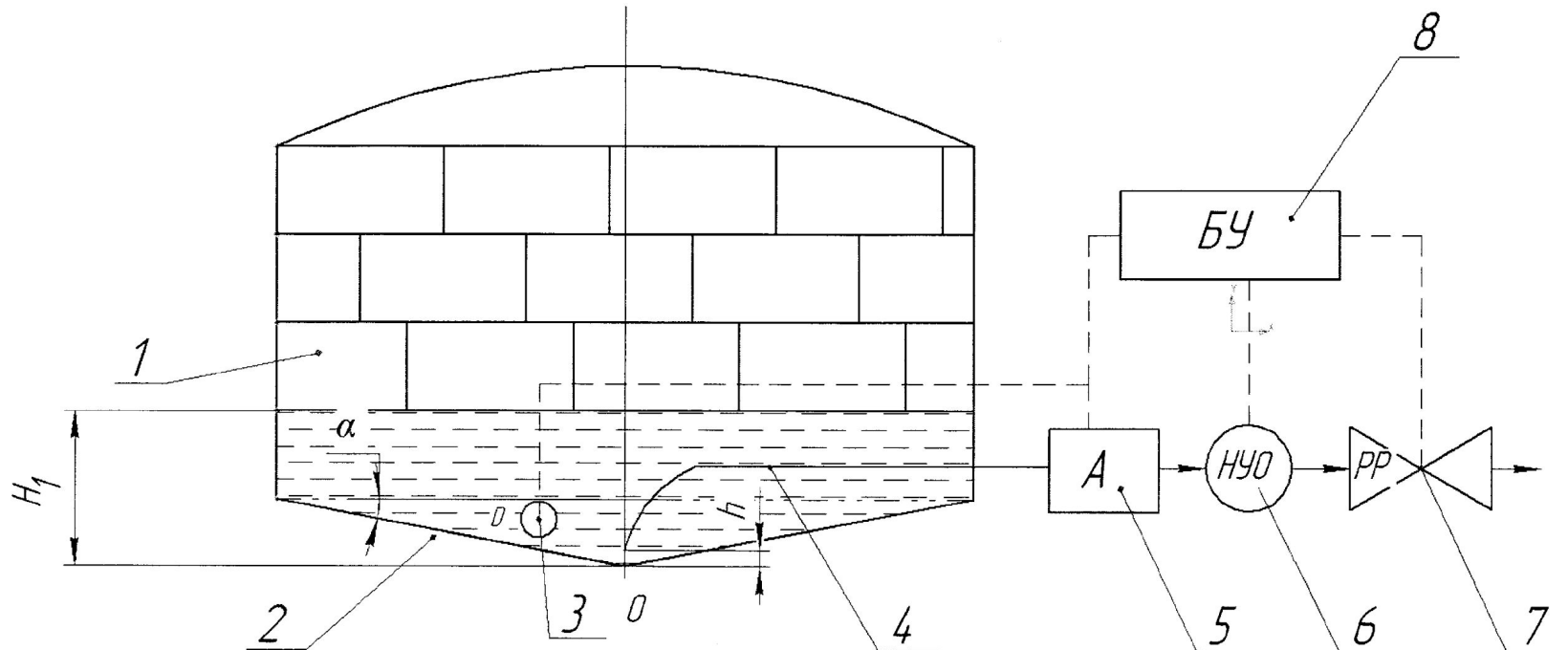
$$\delta m_2^c = \pm 1,1 \cdot \sqrt{0,25^2 + 0,1^2 + 0,05^2} = 0,301\%$$

По ГОСТ Р 8.595-2004
 $\delta m = \pm 0,65\%$ (m до 120 т)
 $\delta m = \pm 0,5\%$ (m = 120 т и более)



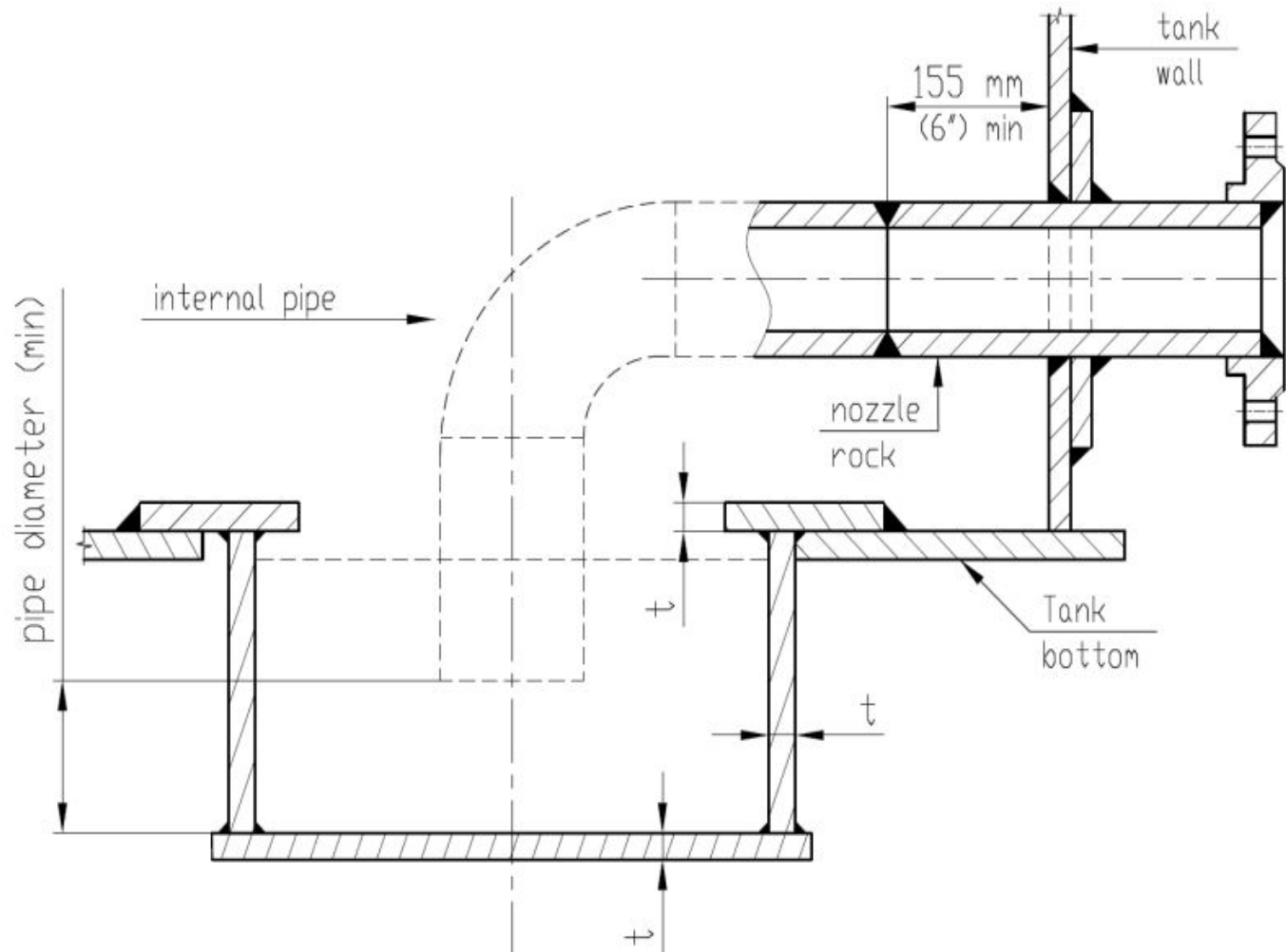


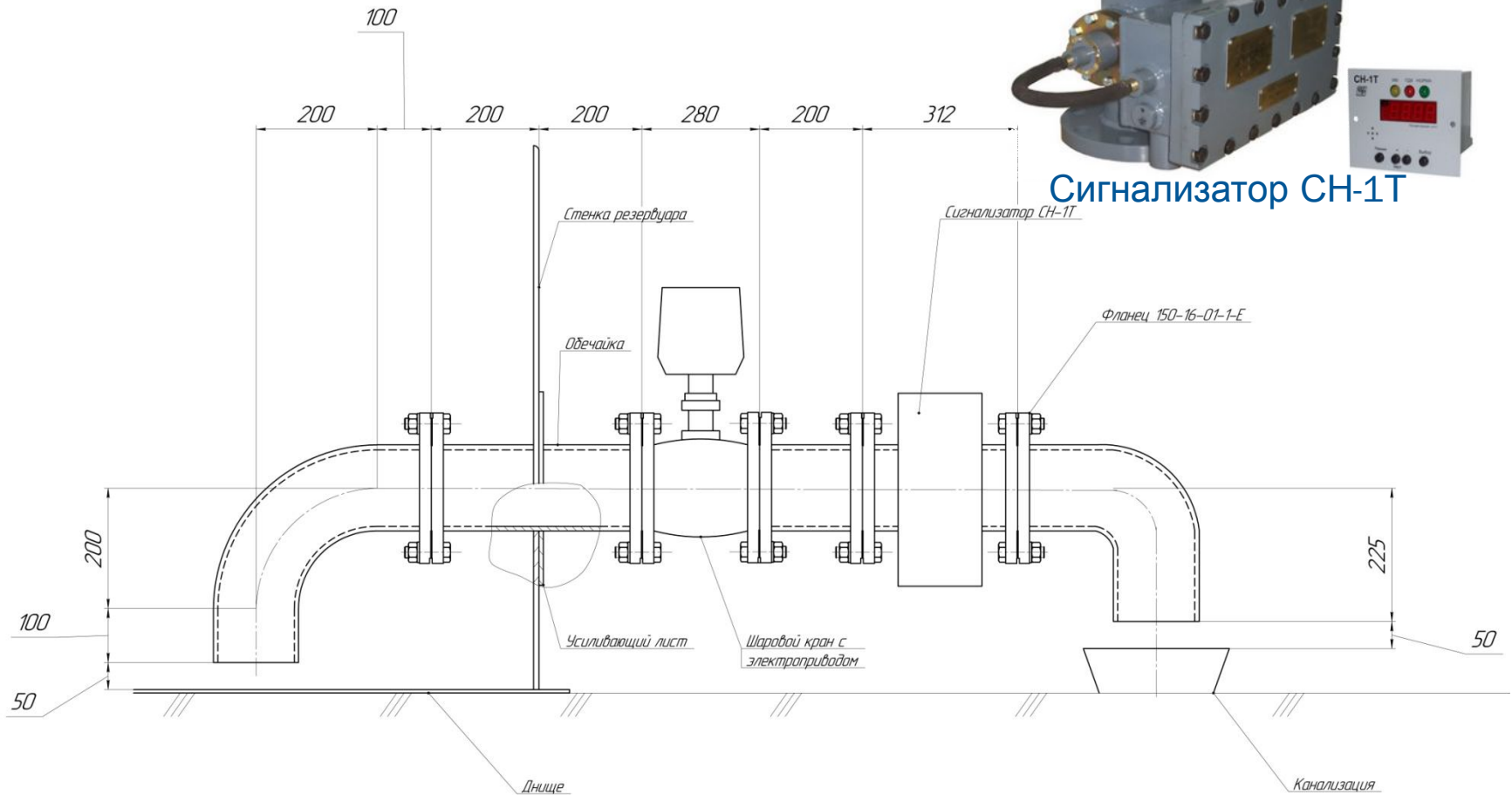
1 - резервуар; 2 – кольцевой фундамент; 3 - основание; 4 – смесь песка и гравия; 5 – непроницаемая пленка; 6 – основание протяженных анодов; 7 – днище резервуара; 8 – гидрофобный слой; 9 – колодец обнаружения утечек; 10 – промышленная канализация; 11 – сифонный кран; 12 – направляющая понтона (понтон не показан); 13 – система измерения уровня; 14 - молниезащита; 15 – место для прохода кабелей СКЗ через фундамент; 16 – технологические трубопроводы; 17 – трубопроводная арматура.



1-резервуар; 2-днище; 3-датчик положения межфазного уровня «нефть-вода»; 4-трубопровод отвода; 5-анализатор; 6-насосная установка откачки; 7-задвижка; 8-блок управления;

Зумпф на днище резервуара





Сигнализатор СН-1Т

- повышение производительности и эффективности управления и контроля ТП РП;
- перевод показателей к другим условиям производится один раз, что существенно увеличивает точность полученного результата измерений;
- расположение клапанов и преобразователей температуры на жесткой трубной конструкции, которая не подвержена влиянию деформации резервуара, позволяет практически исключить погрешность от внешних условий;
- возможность определения послойного распределения плотности по высоте резервуара значительно увеличивает точность определения средней плотности;
- полностью исключается появление субъективных систематических погрешностей связанных с «человеческим фактором».
- снижение рисков причинения вреда здоровью персонала, что существенно повышает безопасность эксплуатации РП.;



**СПАСИБО ЗА
ВНИМАНИЕ!**