

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

HA TEMУ:

«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

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 науч ных результ атов:

Автоматизизация процессов определения масс ы продукта и отбор а проб в е мкостях вмест имости, а также процесса дренирования.











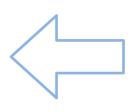
Подсистемы АСУ ТП

Система размыва донных отложений

Система управления задвижками

Система измерений плотности и массы брутто нефти

Система предупреждения аварий и повреждений

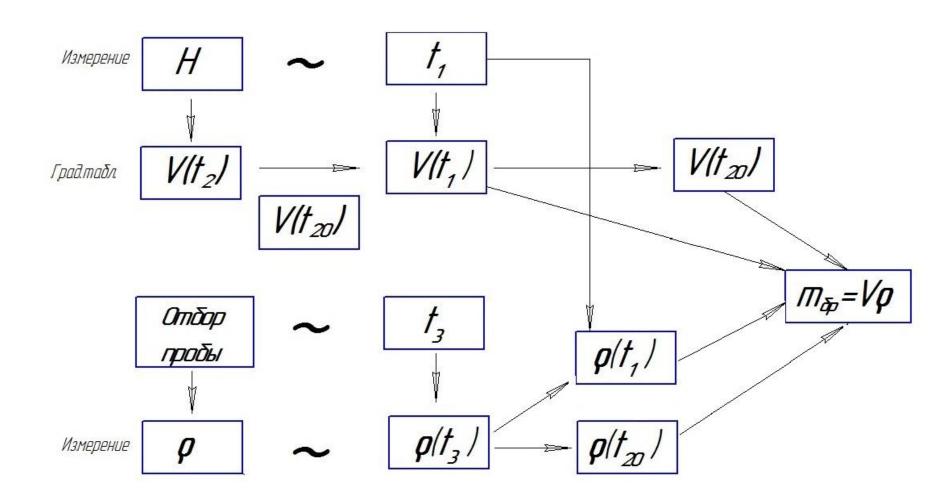


Система дренирования подтоварной воды

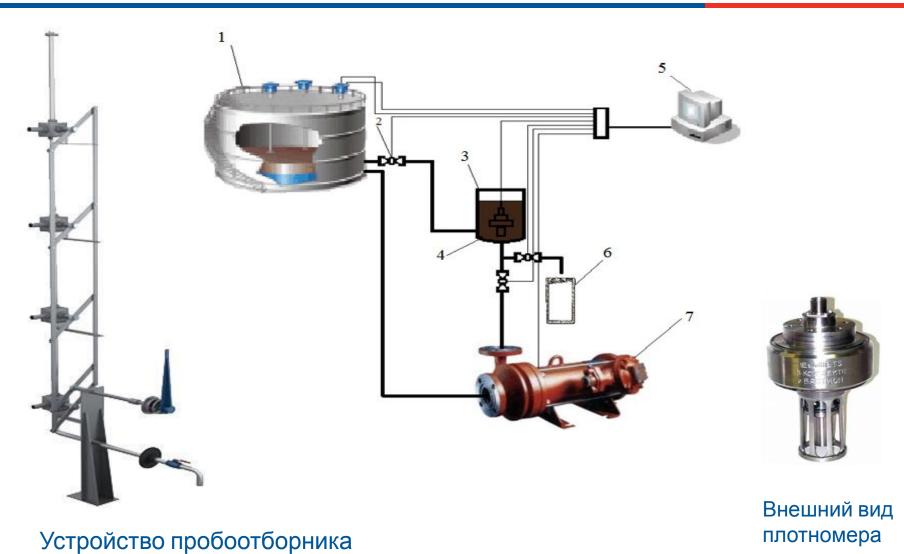
Система пожаротушения Система измерений уровня и объема

Система отбора проб



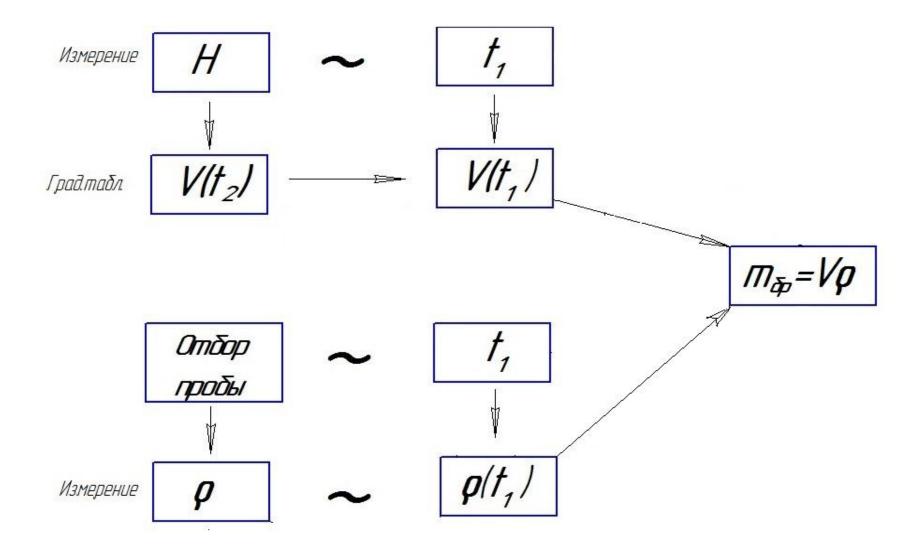






ПСР









MIG

Мнемосхема резервуара, содержащая показания датчиков

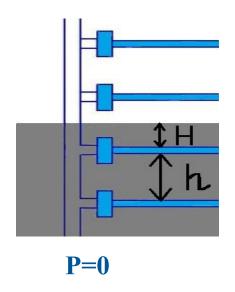


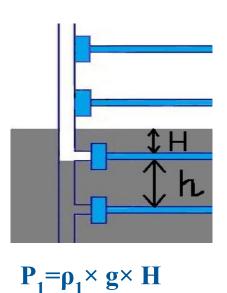
Сенсорный модуль

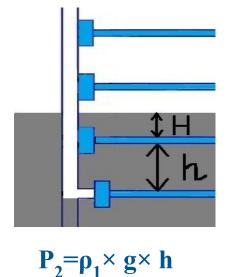












$$\rho_1 = P_2/g \times h$$

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

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

L- уровень взлива в резервуаре



Косвенный метод статических измерений

$$\delta m_{11}^{c} = \pm 1.1 \sqrt{\delta K^{2} + (K_{\Phi} \delta H)^{2} + G^{2} (\delta \rho^{2} + \beta^{2} 10^{4} \Delta T_{\rho}^{2}) + \beta^{2} 10^{4} \Delta T_{V}^{2} + \delta N^{2}}$$

$$\delta m_{11}^{c} = \pm 1.1 \sqrt{0.1^{2} + (1*0.1)^{2} + 1.000162^{2} (0.5^{2} + 0.00081^{2} * 10^{4} * 0.2^{2}) + (0.00081^{2} * 10^{4} * 0.3^{2} + 0.05^{2}) + (0.00081^{2} * 10^{4} * 0.3^{2} + 0.05^{2}) + (0.00081^{2} * 10^{4} * 0.3^{2} + 0.05^{2}) + (0.00081^{2} * 10^{4} * 0.3^{2} + 0.05^{2}) + (0.00081^{2} * 10^{4} * 0.3^{2} + 0.05^{2}) + (0.00081^{2} * 10^{4} * 0.3^{2} + 0.05^{2}) + (0.00081^{2} * 10^{4} * 0.3^{2} + 0.05^{2}) + (0.00081^{2} * 10^{4} * 0.3^{2} + 0.05^{2}) + (0.00081^{2} * 10^{4} * 0.3^{2} + 0.05^{2}) + (0.00081^{2} * 10^{4} * 0.3^{2} + 0.05^{2}) + (0.00081^{2} * 10^{4} * 0.3^{2} + 0.05^{2}) + (0.00081^{2} * 10^{4} * 0.3^{2} + 0.05^{2}) + (0.00081^{2} * 10^{4} * 0.3^{2} + 0.00081^{2}) + (0.00081^{2} * 10^{4} * 0.3^{2} + 0.00081^{2}) + (0.00081^{2} * 10^{4} * 0.3^{2} + 0.00081^{2}) + (0.00081^{2} * 10^{4} * 0.3^{2} + 0.00081^{2}) + (0.00081^{2} * 10^{4} * 0.3^{2} + 0.00081^{2}) + (0.00081^{2} * 10^{4} * 0.3^{2} + 0.00081^{2}) + (0.00081^{2} * 10^{4} * 0.00081^{2}) + (0.00081^{2} * 0.00081^$$

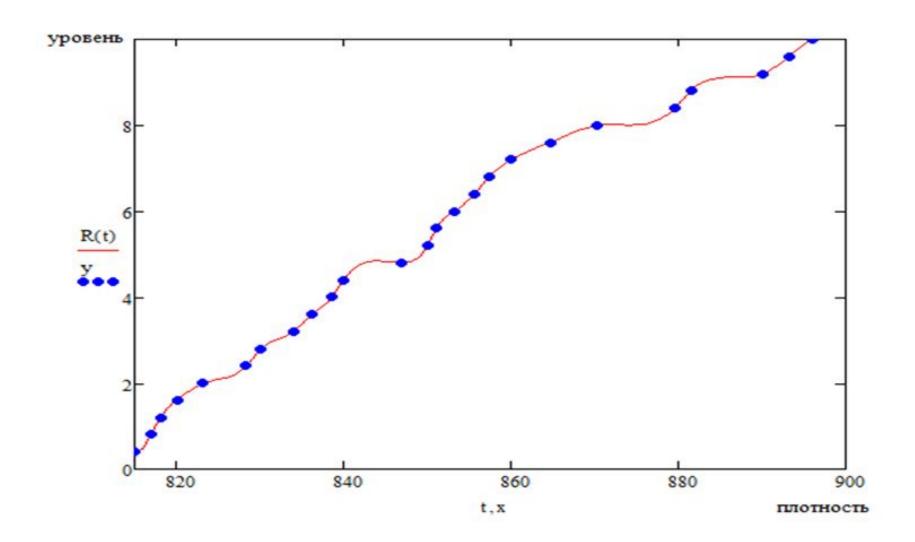
Косвенный метод, основанный на гидростатическом принципе

$$\delta m_2^c = \pm 1.1 \sqrt{\delta P^2 + \delta K^2 + (K_{\Phi} - 1)^2 \delta H^2 + \delta N^2},$$

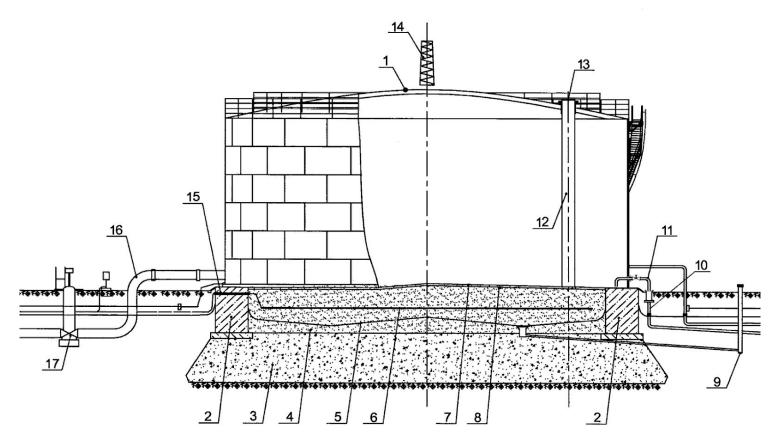
$$\delta m_2^c = \pm 1.1 \cdot \sqrt{0.25^2 + 0.1^2 + 0.05^2} = 0.301\%$$

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)



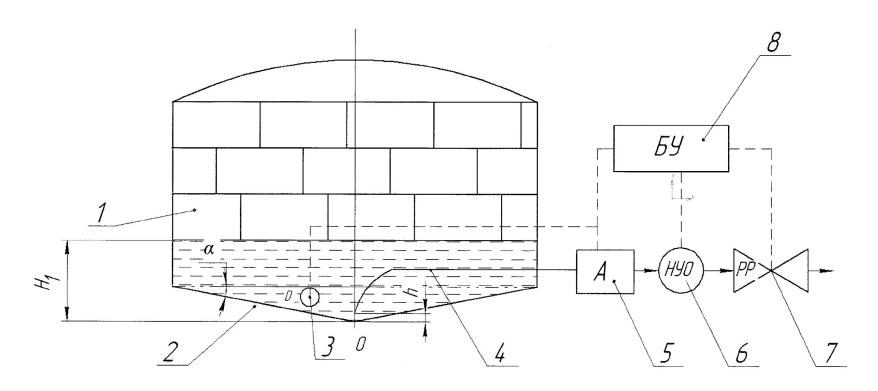






1 - резервуар; 2 – кольцевой фундамент; 3 - основание; 4 –смесь пескаигравия; 5 – непроницаемая пленка; 6 –основание протяженных анодов; 7 –днище резервуара; 8 – гидрофобный слой; 9 –колодец обнаружения утечек; 10 –промышленная канализация; 11 – сифонный кран; 12 –направляющая понтона (понтон не показан);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

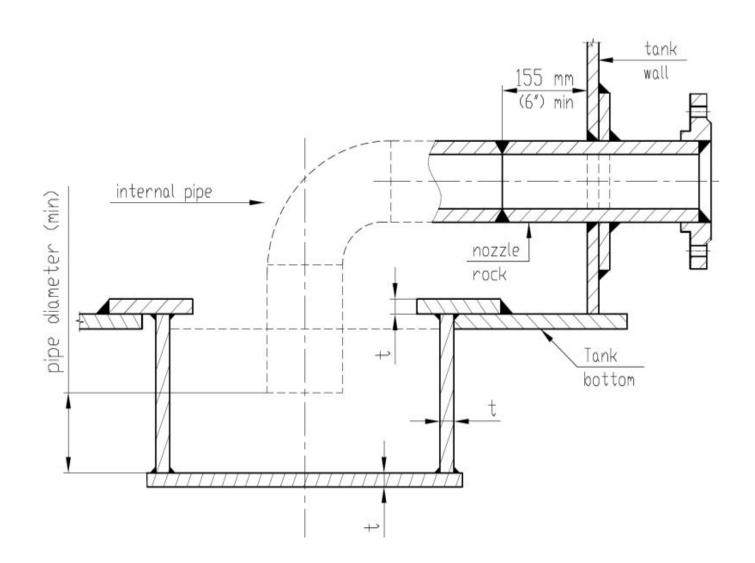
Nº1



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

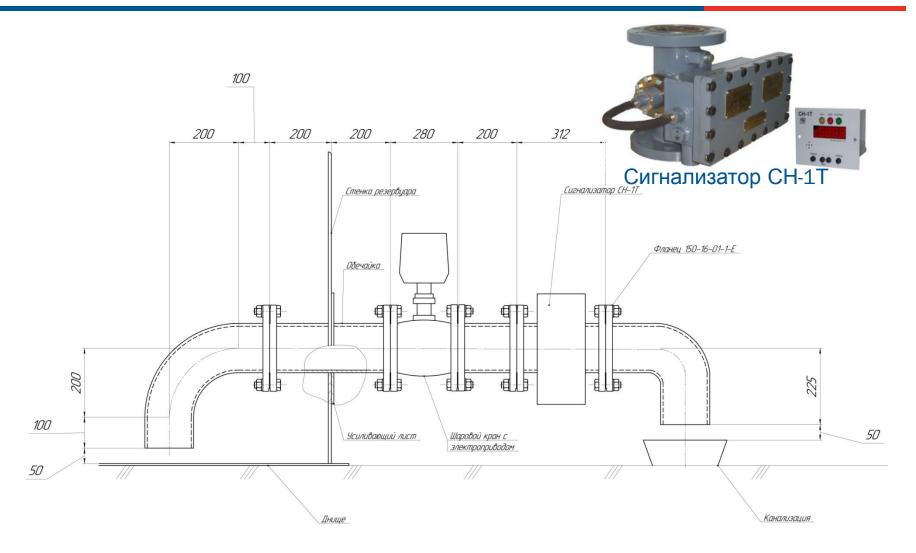


резервуара











| 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 <u>«человеческим фактором».</u> |
| снижение рисков причинения вреда здоровью персонала, что существенно |
| повышает безопасность эксплуатации РП.: |

СПАСИБО ЗА ВНИМАНИЕ!