

**ОРГАНИЗАЦИЯ ПРОВЕДЕНИЯ ТОРГОВО-УЧЁТНЫХ ОПЕРАЦИЙ
МЕТОДОМ СТАТИЧЕСКИХ ИЗМЕРЕНИЙ В РЕЗЕРВУАРНЫХ ПАРКАХ С
УЧЁТОМ ТРЕБОВАНИЙ ПРИКАЗА МИНЭНЕРГО РФ ОТ 15.03.2016
№179**

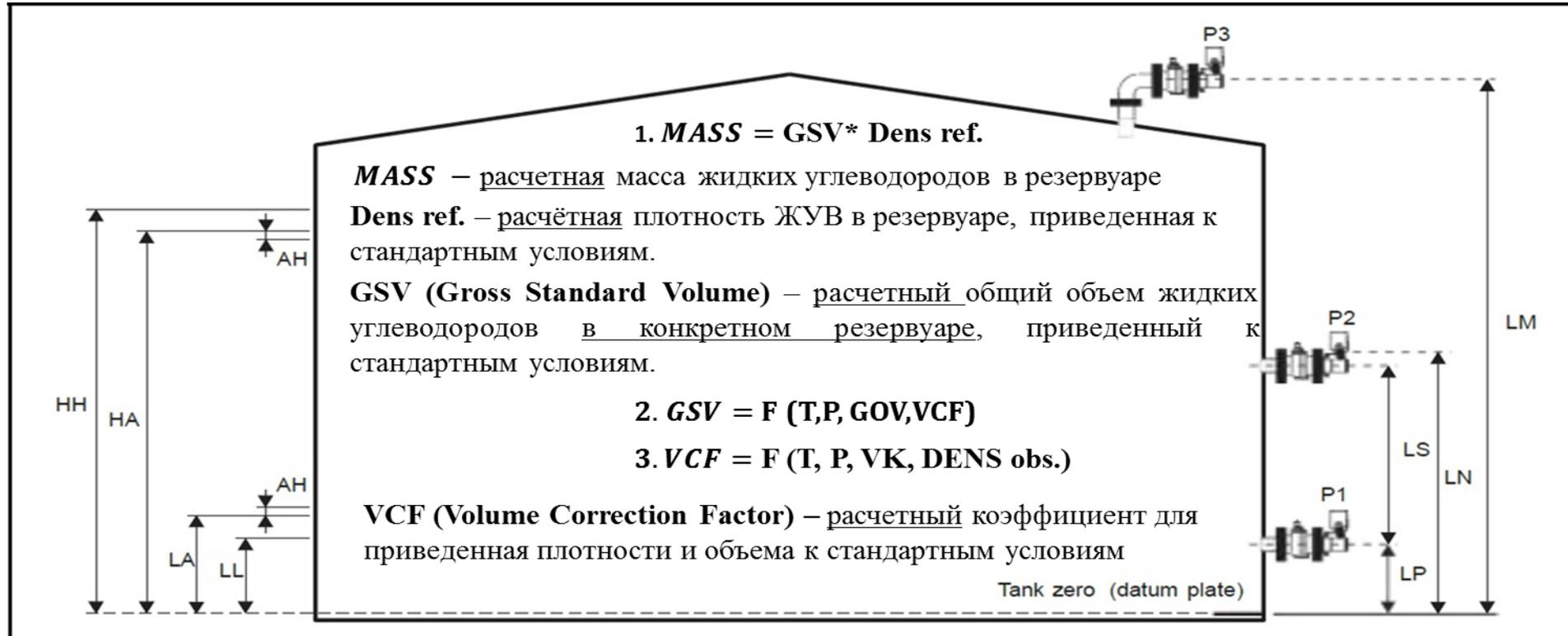
Шириев Андрей Рамилевич, Начальник отдела 342/1/2
Тел: (812) 413-72-12, E-mail: A.SHIRIEV@ADM.GAZPROM.RU

№	Измеряемая среда	Диапазон	Отн. погрешность измерения
1.	Измерения количества нефти добытой, первой по своему качеству соответствующей национальному стандарту, при хранении и (или) погрузке (выгрузке) для (после) транспортировки магистральным трубопроводным, железнодорожным, автомобильным, водным видами транспорта:	200 т и более	0,50 (брутто) 0,60 (нетто)
		до 200 т	0,65 (брутто) 0,75 (нетто)
4.	Измерения массы нефтепродуктов косвенным методом статических измерений и косвенным методом измерений, основанным на гидростатическом принципе:	200 т и более	+/- 0,50%
		до 200 т	+/- 0,65%
7.1	Измерение массы производимого, отгружаемого (разгружаемого) для транспортировки (по итогам транспортировки), хранимого, потребляемого сжиженного природного газа при косвенном методе статических измерений:		+/- 1%
8.1	Измерения массы газового конденсата стабильного при выпуске в обращение после получения, хранения, погрузке (выгрузке) для (после) транспортировки магистральным трубопроводным, железнодорожным, автомобильным, водным видами транспорта, реализации:	120 т и более	0,5 (брутто) 0,6 (нетто)
		до 120 т	0,65 (брутто) 0,75 (нетто)
8.2	Измерения массы нестабильных углеводородных сред при транспортировке, хранении и распределении (нестабильного газового конденсата, сжиженных углеводородных газов, широкой фракции легких углеводородов):	120 т и более	0,5
		до 120 т	0,65

Составляющие относительной погрешности измерения массы жидких углеводородов в резервуаре, обозначенные в аттестованной методике измерения

$$\Delta m = \pm 1,1 \sqrt{\frac{m_i^2}{m^2} \left[\left(\frac{\Delta H}{H_i} \cdot 100 \right)^2 + \Delta K^2 + \Delta \rho^2 + \left(\frac{\beta \Delta t_i}{1 + \beta \delta t_i} \cdot 100 \right)^2 \right]} + \frac{m_{i+1}^2}{m^2} \left[\left(\frac{\Delta H}{H_{i+1}} \cdot 100 \right)^2 + \Delta K^2 + \Delta \rho^2 + \Delta_c^2 + \left(\frac{\beta \Delta t_{i+1}}{1 + \beta \delta t_{i+1}} \cdot 100 \right)^2 \right] + \Delta M^2 \quad (B.1)$$

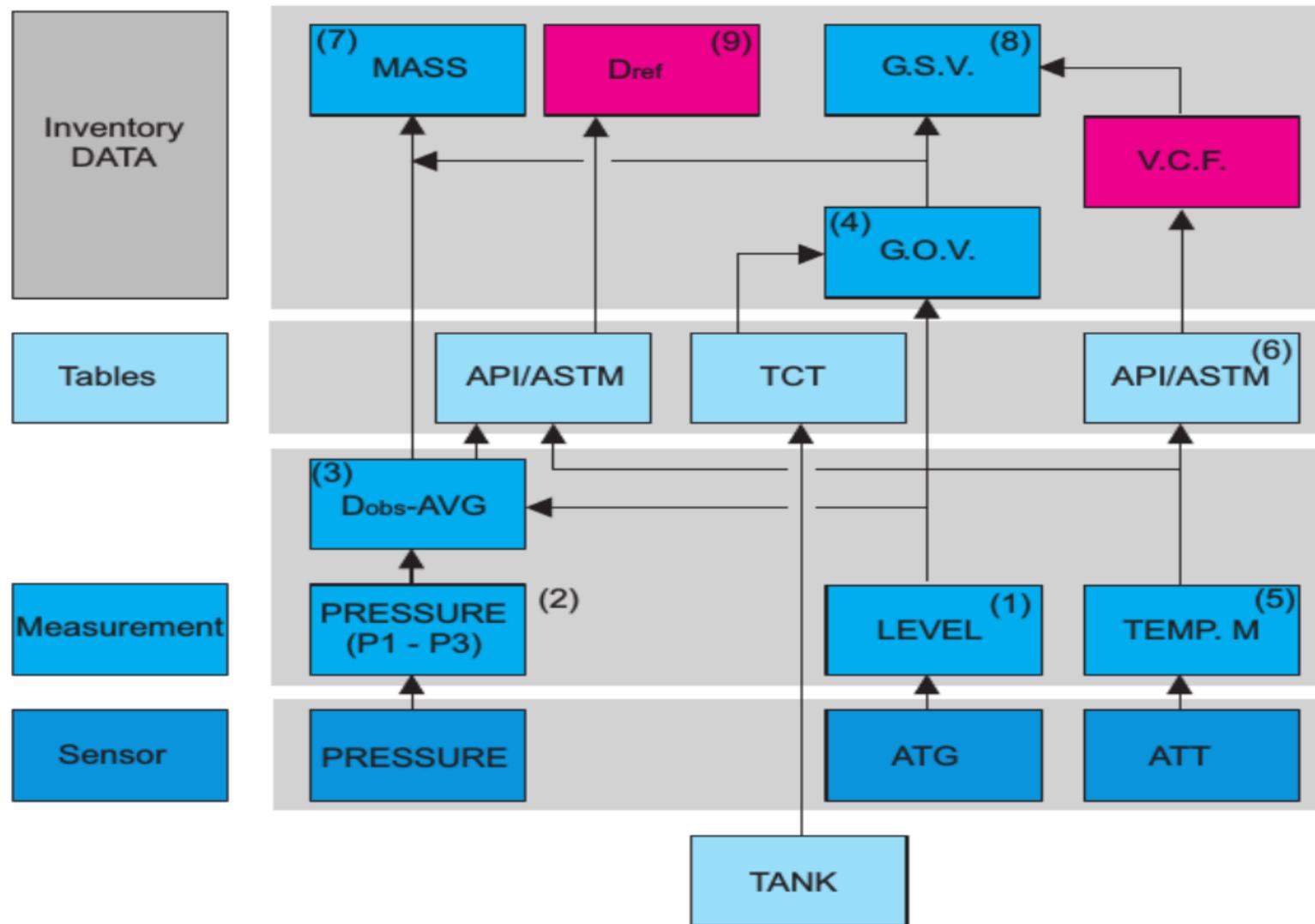
- где
- m_i, m_{i+1} - масса продукта перед началом и после окончания товарной операции, кг;
 - ΔH - абсолютная погрешность измерения уровня H наполнения продукта, равная 1,0 мм;
 - H_i, H_{i+1} - уровень продукта в резервуаре перед началом и после окончания товарной операции, мм;
 - $\Delta \rho$ - относительная погрешность определения плотности продукта, равная 0,1 %;
 - ΔK - относительная погрешность градуировки резервуара, равная 0,1 %;
 - ΔM - погрешность центрального блока обработки и индикации данных, принимается равной 0,05 %.

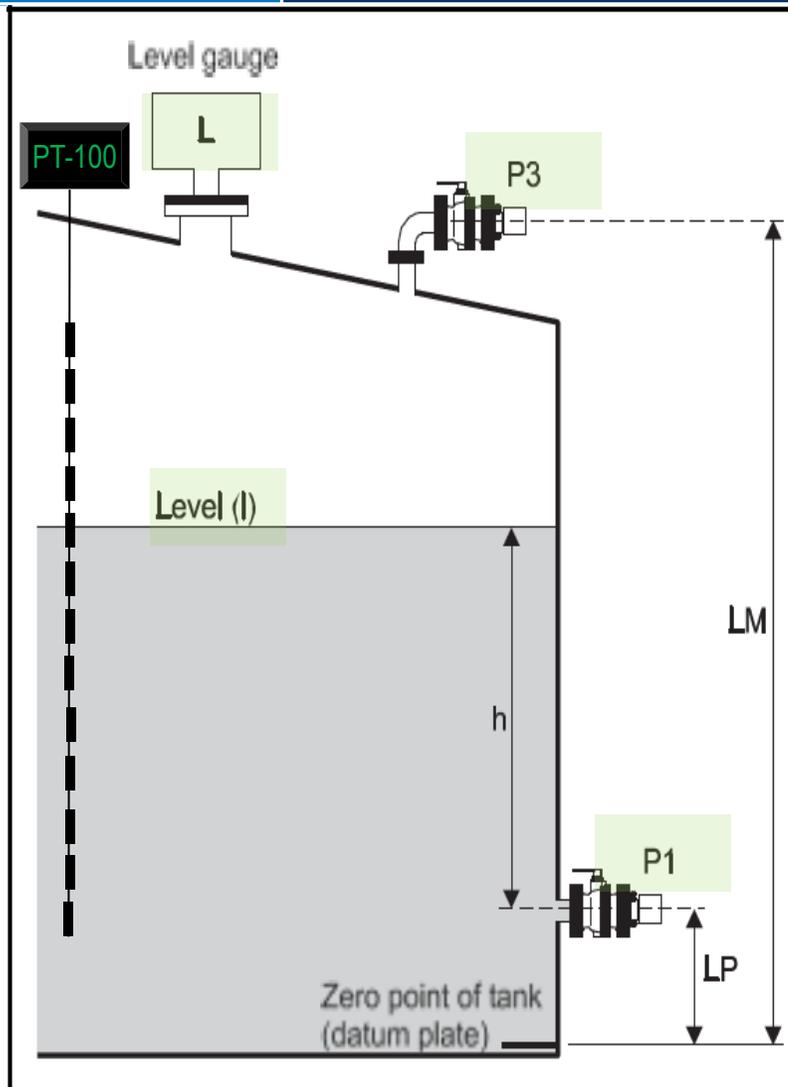


4. $GOV = F(L, K1, K2, \dots, Kn)$

GOV (Gross Observed Volume) – расчётный объем резервуара в условиях проведения измерений

DENS obs. (Observed Density) – расчетная (HIMS), измеренная (HTG) плотность в рабочих условиях





$$\text{Dens.}_{\text{obs.}} = \frac{P7}{\text{level} - LP} * \frac{1}{LG} \quad [\text{kg.m}^{-3}]$$

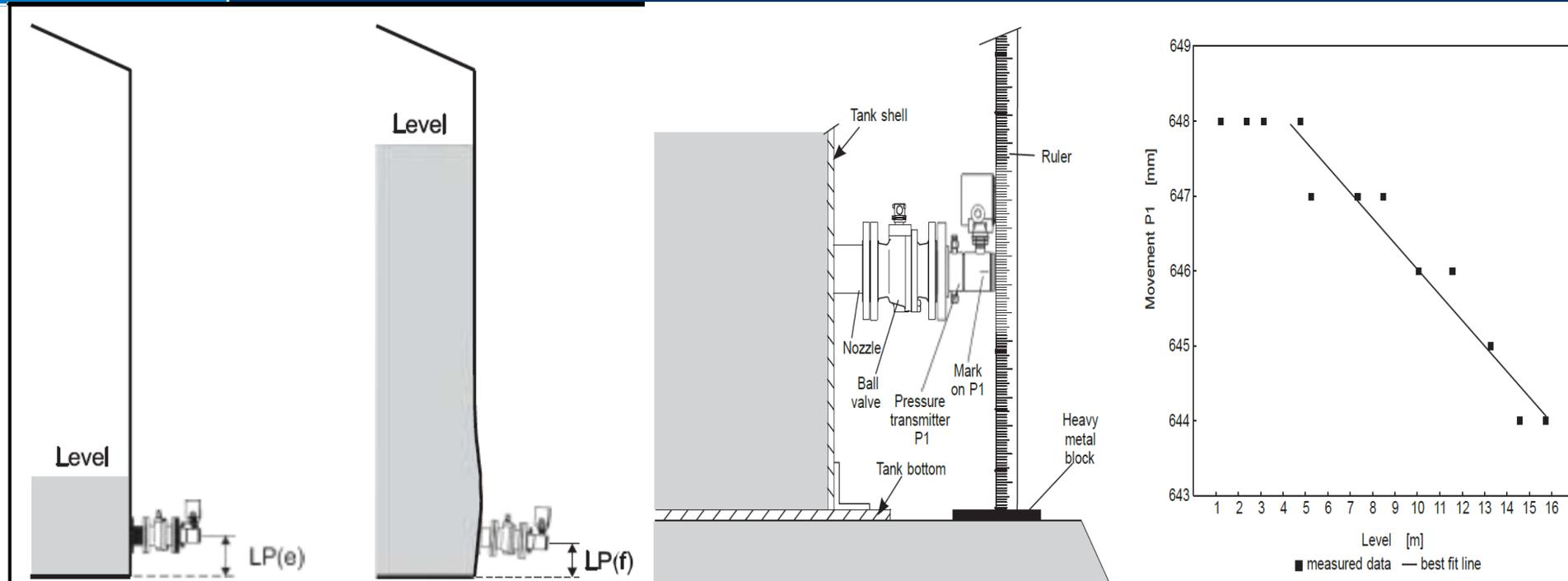
where:

- P7 : $(P1 - P3) + \text{corr.}$ [Pa]
- P1 : pressure of pressure transmitter P1 [Pa]
- P3 : pressure of pressure transmitter P3 [Pa]
- corr. : for corrections, refer to section 2.1.2
- LP : distance zero point tank to zero point pressure transmitter P1 [m]
- LG : local gravity acceleration [m/s²]
- Level : measured level from level gauge [m]

$$P7 = (P1 - P3) + (LM - LP) \times RF \times LG - (LM - \text{Level}) \times RG \times LG \quad [\text{Pa}]$$

HIMS density:	in vacuum	in air
ambient air density (item RF)	1.225 kg/m ³ (default)	0 kg/m ³
vapour density (item RG)	1.25 kg/m ³ (default)	(RG - ambient air density)

Составляющие погрешности/позиционирования нижнего измерительного преобразователя давления при деформации стенок резервуара при его наполнении (IF)



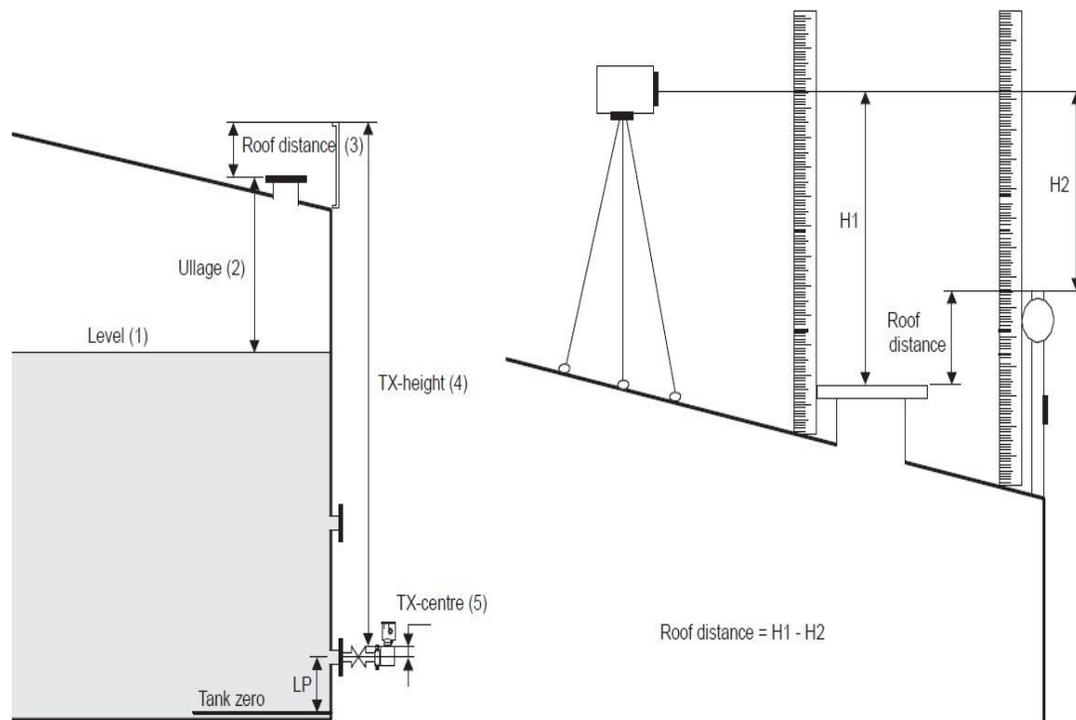
$$LP_{comp.} = LP_{progr.} - (Level - IL) \times IF \quad [m]$$

where:

- $LP_{comp.}$: **LP compensated for hydrostatic tank deformation** [m]
- $LP_{progr.}$: **the programmed value for LP** [m]
- Level : **measured level from level gauge** [m]
- IL : **hydrostatic deformation level (item IL)** [m]
- IF : **hydrostatic deformation factor (item IF)** [mm/m]

Конструктивные и эксплуатационные факторы. Позиционирование уровнемера по высоте крыши резервуара в зависимости от высоты установки нижнего измерительного преобразователя давления

Calculate LP: $LP = level + ullage + roof\ distance - TX\ height - TX\ centre$



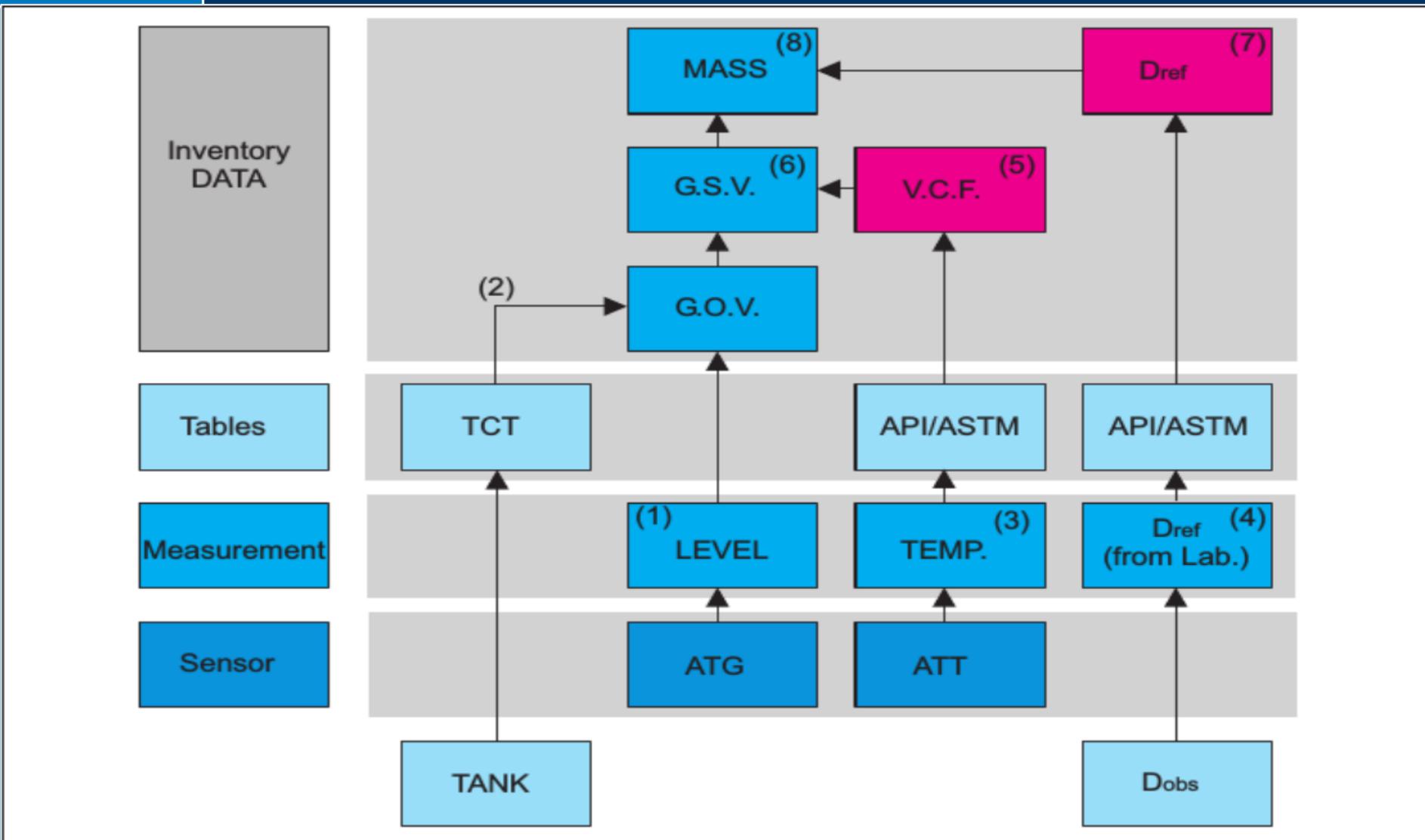
LP determination by measurement

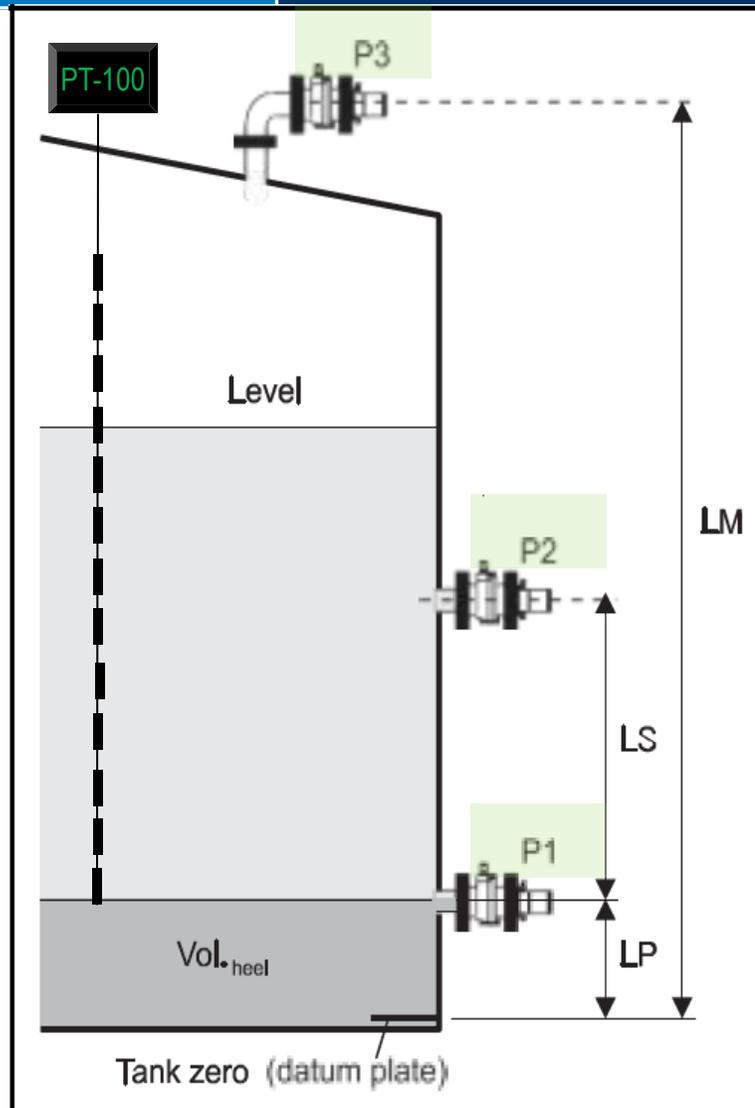
Level [m]	P7 [Pa]
15.755	114000.5
14.582	105134.4
13.290	95421.8
11.563	82402.5
10.051	70963.2
8.491	59198.0
7.327	50480.1
5.272	34968.4
4.783	31250.6
3.149	18932.9
2.385	13192.7
1.234	4515.3

Distance LP can be calculated from the regression data:

$$LP = \frac{\text{Constant}}{\text{Slope}} = \frac{4795.82}{7539.795} = 0.6361 \text{ [m]}$$

Вычисление массы (HIMS) жидких углеводородов в резервуаре с определением плотности в лаборатории





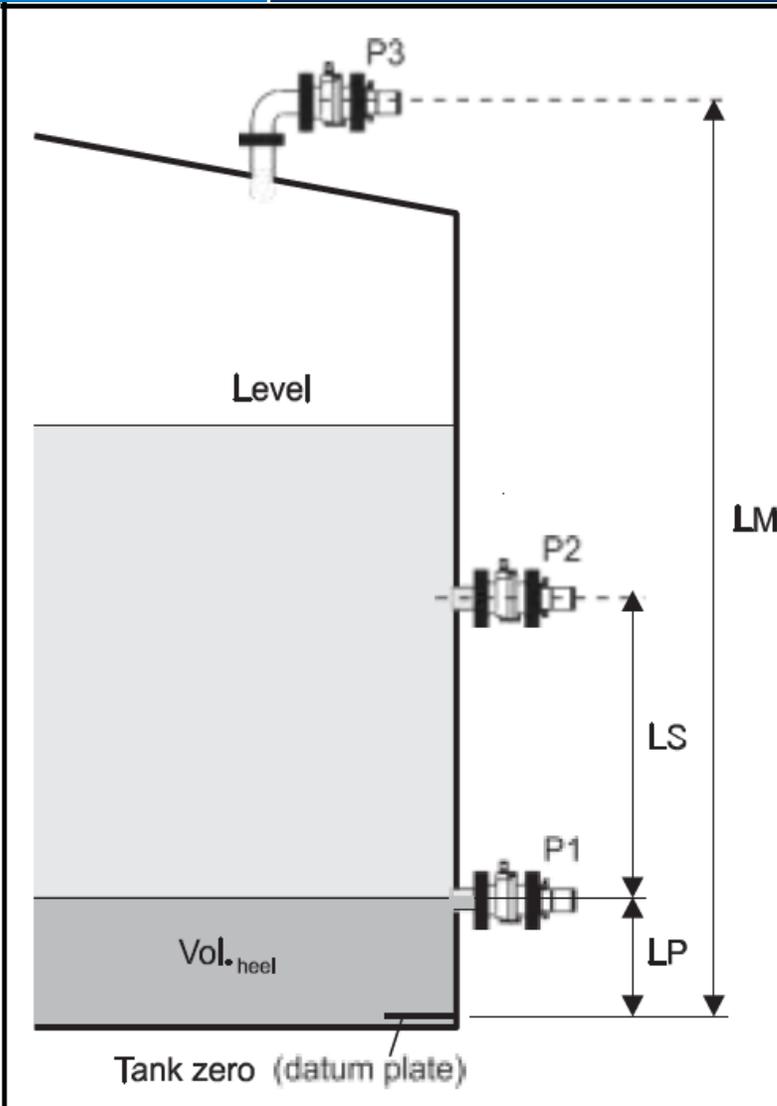
$$\text{Mass} = (P1 - P3) * \text{Area}_{\text{eq.}} * \frac{1}{\text{LG}} + \text{Vol.}_{\text{heel}} * \text{Dens.}_{\text{obs.}}$$

$$\text{Dens.}_{\text{obs.}} = \frac{P1 - P2}{\text{LS}} * \frac{1}{\text{LG}} \quad [\text{kg.m}^{-3}]$$

$$\text{Level} = \frac{P1 - P3}{P1 - P2} * \text{LS} + \text{LP} \quad [\text{m}]$$

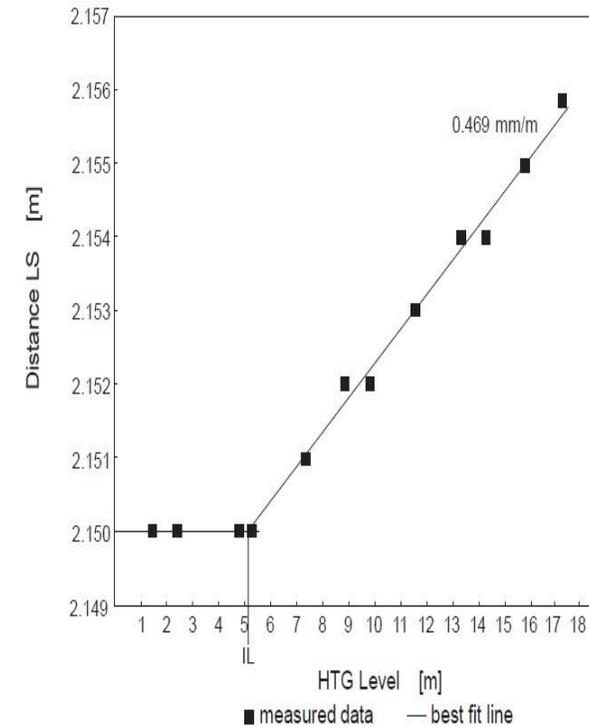
- P1 : pressure of pressure transmitter P1 [Pa]
- P2 : pressure of pressure transmitter P2 [Pa]
- P3 : pressure of pressure transmitter P3 [Pa]
- LG : local gravity acceleration [m/s²]
- LS : distance zero point pressure transmitter P1 to P2 [m]
- LP : distance zero point pressure transmitter P1 to zero point tank [m]

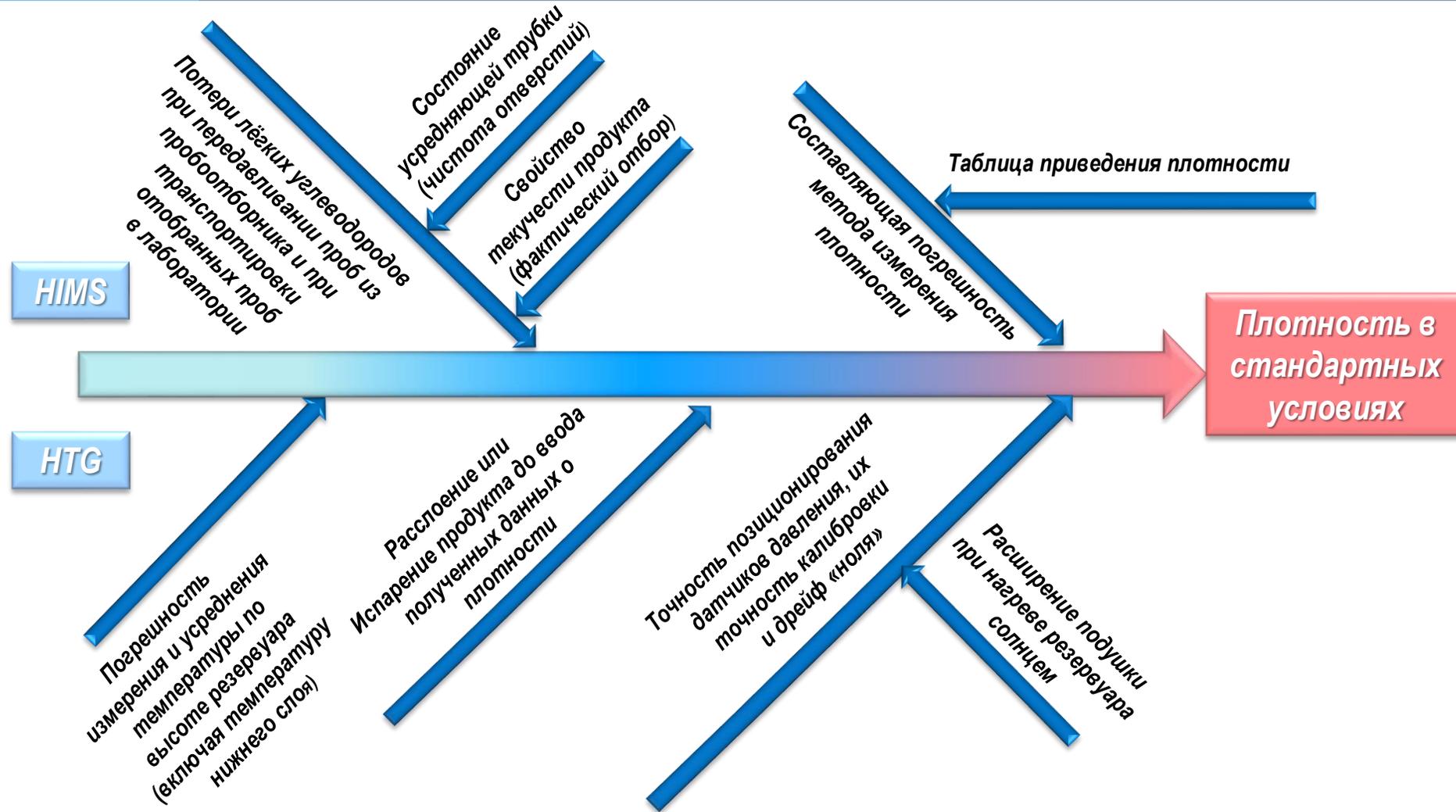
Конструктивные и эксплуатационные факторы. Влияние уровня налива продукта на точность позиционирования датчиков давления

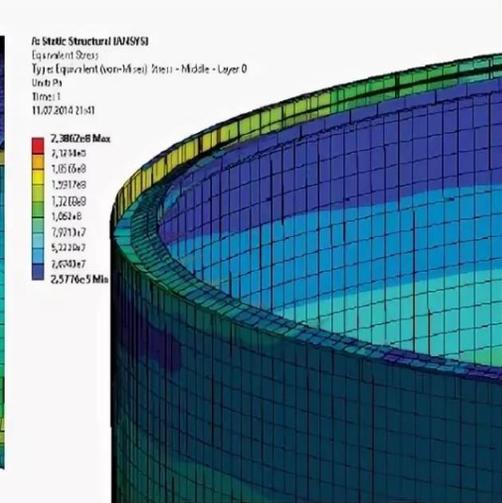
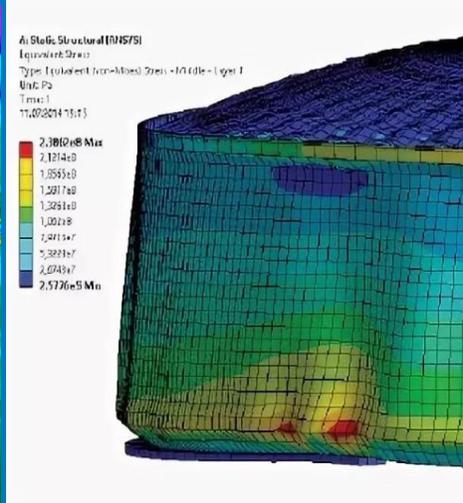
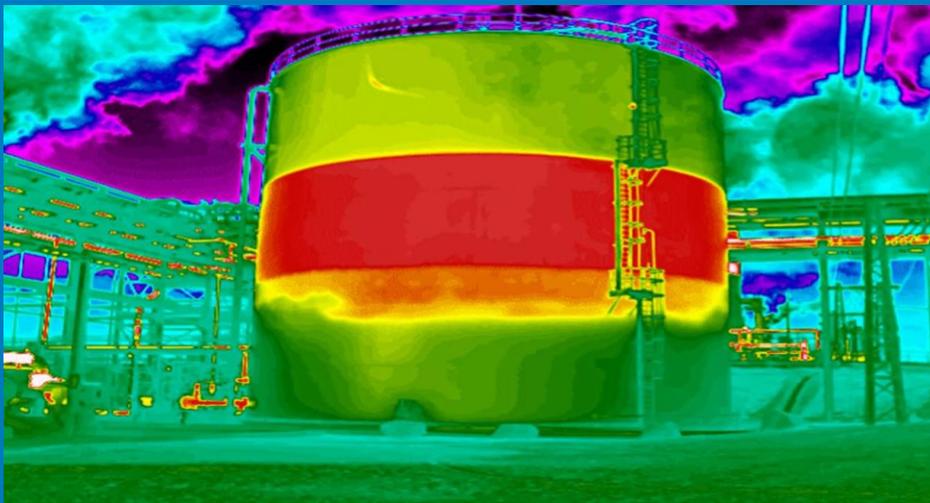


Level [m]	Distance LS [m]
17.238	2.156
15.755	2.155
14.582	2.154
13.290	2.154
11.563	2.153
10.051	2.152
8.491	2.152
7.327	2.151
5.272	2.150
4.783	2.150
2.385	2.150
1.234	2.150

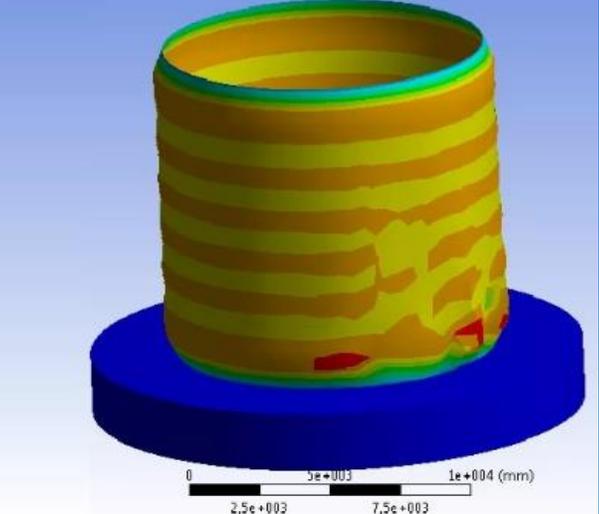
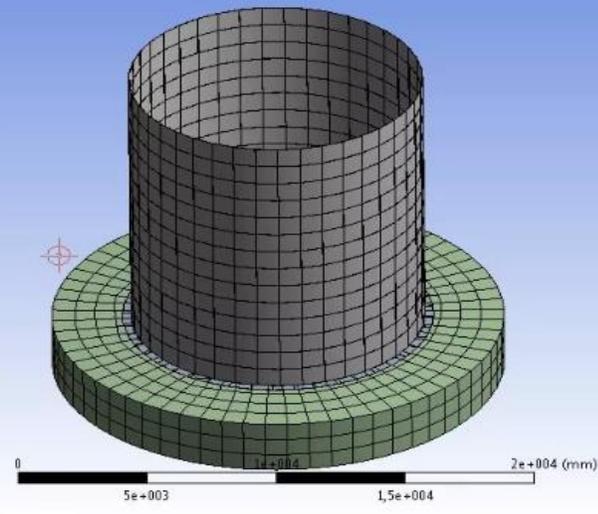
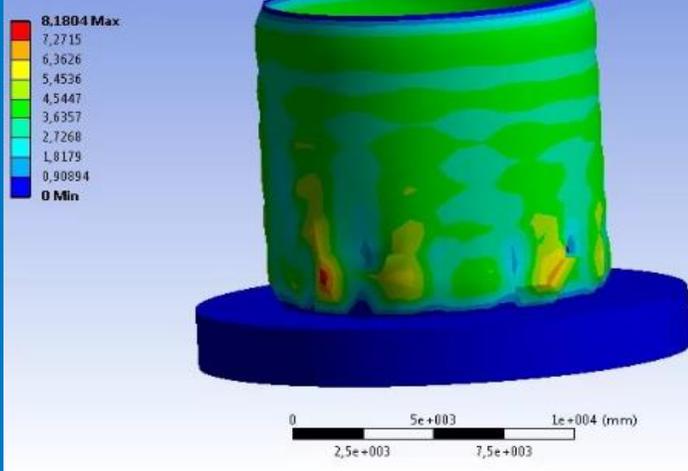
For the first 5 metres in the above example, LS does not change. Then, when there is more product in the tank, LS starts to increase.

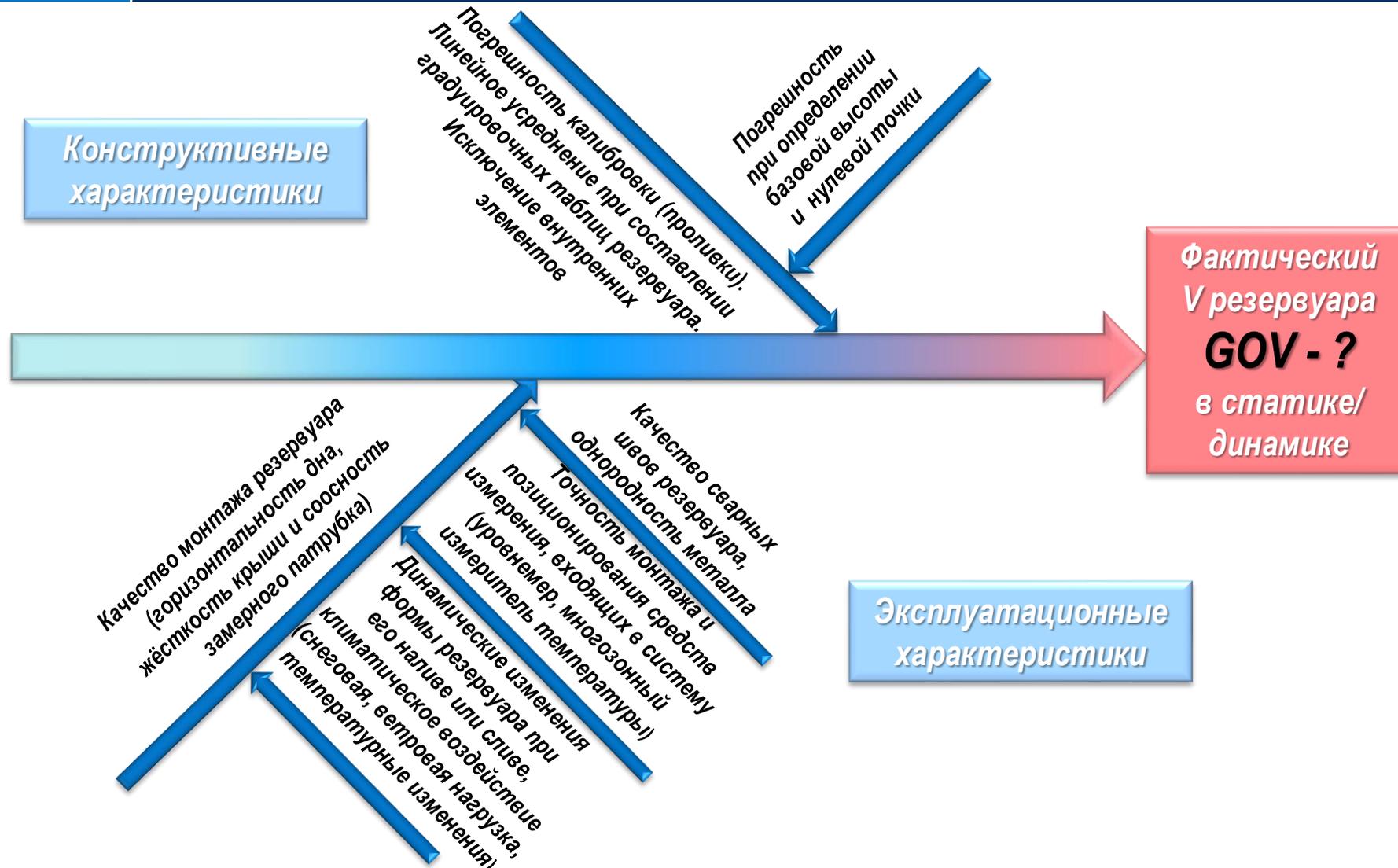






A: Static Structural
 Total Deformation
 Type: Total Deformation
 Unit: mm
 Time: 1
 24.04.2017 0:55





Дочернее общество	Кол-во резервуаров, участвующих в торгово-учетных операциях, ед.	Ориентировочная стоимость проведения испытаний с целью утверждения типа СИ, млн.руб.	Основные типы резервуаров
ООО «Газпром добыча Уренгой»	35	4,5	РВС-5000, РВС-2000, РВС-700, РГС-100
ООО «Газпром добыча Ноябрьск»	8	0,5	РВС-5000
ООО «Газпром переработка»	223	15,0	РВСП-20000, РВС-20000, РВСП-10000, РВС-5000, РВС-3000, РВС-2000, РВС-400, РГС-200, РГС-100, РГС-50, РГС-40
Итого:	266	20,0	

1. Резервуар является не средством измерения, а используется (хотя и не является таковой) в качестве меры вместимости, с уникальными (единичными) конструктивными и эксплуатационными характеристиками. ГОСТ 8.570-2000 устанавливает нормы погрешности, которые достигаются при градуировке резервуаров, а не при измерении объема. Следовательно, для достижения норм точности, обозначенных в Приказе 179 необходима работа по изучению свойств каждой меры вместимости как в динамике, так и в статике.

Предложения в протокол совещания:

1. С целью исключения рисков, связанных с невыполнением требований законодательства РФ, на период до внесения изменений в законодательство, ДО и организациям ПАО «Газпром» проводить работы по внесению резервуаров (применяемых в качестве меры вместимости при учётно-расчетных операциях (договора, либо уплата налогов) в Государственный реестр СИ и обеспечить их поверку. При проектировании новых коммерческих пунктов хранения и отгрузки не применять (минимизировать применение) системы, основанные на косвенном методе статических измерений массы продукта.
2. Для мер вместимости, ТРК, измерительных систем входящих в состав эксплуатируемых АЗС в ДО и организациях ПАО «Газпром», Департаменту 342 разработать проект «Регламента по выполнению метрологических работ и защите измерительной информации на АЗС, эксплуатируемых в ДО и организациях ПАО «Газпром»». Дочерним обществам дать предложения к проекту обозначенного Регламента.

СПАСИБО ЗА ВНИМАНИЕ!

Шириев Андрей Рамилевич
Начальник отдела 342/1/2
Тел: (812) 413-72-12
E-mail: A.SHIRIEV@ADM.GAZPROM.RU