

Мониторинг резервуаров с помощью погружных плотномеров-термометров. Перспективы применения.

Трудно найти более традиционную область измерений, чем измерений плотности (удельного веса) жидкостей. В то же время она интенсивно развивается технически: появляются новые измерительные технологии, совершенствуются методики. Одно из главных приложений – учет массы жидкостей. Это одновременно и самое дискуссионное приложение, где выявлены многие практические проблемы. Решение этих проблем часто составляет «now how» компаний, специализирующихся на учете массы жидких товаров в хранилищах терминалов, танкерах, железнодорожных и авто-цистернах.

Как вам всем хорошо известно – нефтепродукты в большинстве случаев субстанция жидкая, а посему, измеряется в литрах, однако, коммерческие операции с нефтепродуктами осуществляются в килограммах.

Для того, чтобы точно подсчитать массу получаемого или отгружаемого нефтепродукта используют различные методы. Наиболее распространенным является объемно-массовый метод, по которому массу нефтепродукта рассчитывают по формуле:

$$M = V \times \rho$$

Для определения массы необходимо узнать одновременно 3 параметра – объем, плотность и температуру в данный момент времени.

Для определения объема с наибольшей точностью определяют уровень жидкости в резервуаре, а затем, имея градуировочную таблицу резервуара, и зная точно уровень жидкости, определяют объем жидкости в резервуаре в данный момент времени.

Второй параметр, который необходимо определить – это плотность жидкости в резервуаре в данный момент времени на нескольких уровнях.

Третий параметр, который необходимо определить – это температура жидкости в резервуаре в данный момент времени на нескольких уровнях.

Почему мы говорим в данный момент времени – потому что все три параметра нужно определить одновременно или почти одновременно, иначе через некоторое время (под воздействием внешних факторов) все три величины изменятся. Так например увеличится температура воздуха или нагреет резервуар солнце и три параметра изменятся следующим образом – температура увеличится – плотность уменьшится и соответственно объем увеличится.

Используя стандартный метод определения плотности при помощи специального пробоотборника отбирают пробы жидкостей с 3-ех уровней (поверхность, середина, дно), Обычно в пробе тут же меряют температуру (или нужен еще дополнительно измеритель температуры для измерения на различных уровнях или нужен измеритель уровня вместе с измерителем температуры).

Где гарантия, что измеряя температуру вместе с уровнем вы измерите именно в тех точках, где брали пробу.

Где гарантия, что после отбора пробы вы не перемешали жидкость так, что потом измерение температуры на уровнях не имеет никакого смысла.

Конечно отобрав пробу и тут-же померив температуру в пробе более корректно, чем вышеописанные варианты, но при условии, что там на резервуаре не дует ветер, не идет дождь или снег, не греет сильно солнце. Если все это не происходит, то вы получите температуру очень похожую, как на глубине танка (можно уложиться в 0.3-0.5 С). В противном случае результат будет хуже (более чем 0.5 С)

Пробы доставляют в лабораторию, где, используя различные лабораторные инструменты (стеклянные гидрометры, стационарные лабораторные измерители плотности, пикнометры и т.д.) определяют среднее значение полученной пробы и пересчитывают ее затем в плотность, приведенную к 15 или 20 о С (в зависимости от используемого стандарта страны)

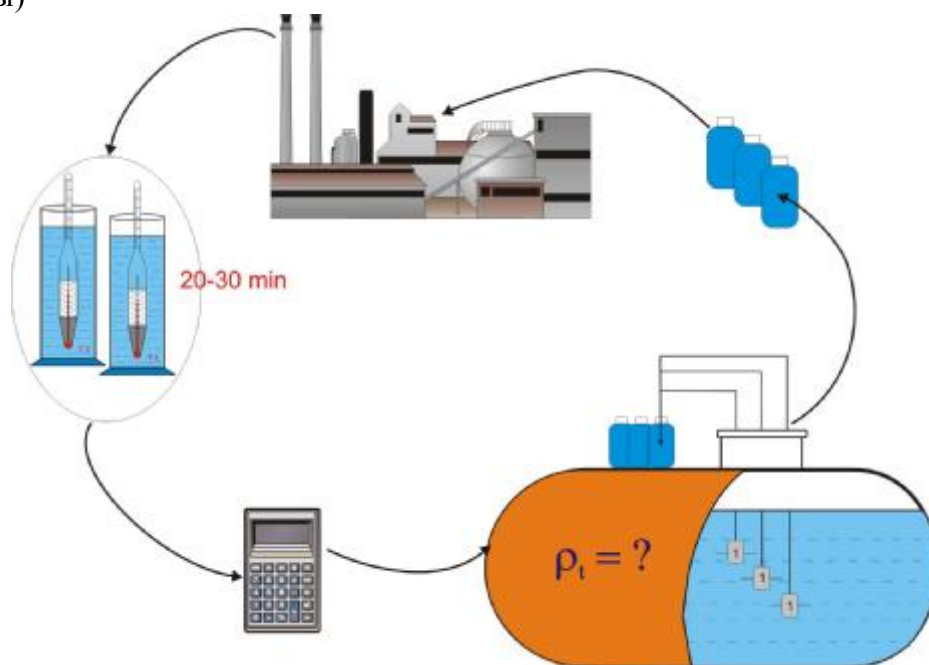


Рисунок 1. Стандартная процедура измерения плотности жидких продуктов.

При определении плотности в больших резервуарах рекомендуется отбирать не 3 , а минимум 5 проб для получения более точного результата плотности (1 проба с поверхности, 1- с дна и 3 с середины)

На первый взгляд, здесь все просто, взял пробу отнес в лабораторию, измерил плотность, подсчитал – получил результат.

Однако, всем хорошо известно, что на каждую пробу сильное влияние оказывают внешние факторы, такие как температура внутри резервуара, температура окружающей среды, испарение пробы, выделение газов , контакт с воздухом (окисление) и т.д.

1.Когда образец ставит естественный лимит точности измерения плотности.

Даже поверхностный обзор Стандартных методов измерения оставляет впечатление проблемности этой области.

Предлагаю вашему вниманию выдержки из известных Стандартных методов измерения плотности (таблица 1). Стандартные методы, использующие пикнометры для определения плотности, не включены в данную таблицу .

Таблица 1.

Стандартные методы измерения плотности.

Стандартный метод	Инструмент измерения	Repeatability kg/m ³	Reproducibility kg/m ³	Bias kg/m ³
Russia Standard GOST 51069	Hydrometer • Transparent • Opaque liquids	0.5 0.6	0.12 0.15	Not determined
ASTM D1298	Hydrometer • Transparent • Opaque liquids	0.5 0.6	0.12 0.15	-“-
EN ISO 3675-98	Hydrometer	The same	The same	-“-
ASTM D4052	Digital U-type resonator	0.1	0.5	0.6
EN ISO 3675-98	Digital U-type resonator	0.1	0.5	0.6
ASTM D5002 For crude oil only.	Digital U-type resonator	0.00105X 0.9 (for 850kg/m ³)	0.00412X 3.6 (for 850kg/m ³)	0.6

Метод U-образного резонатора в сочетании с термостатированием позволил продвинуть границу измеряемой плотности к отметке 0.01 кг/м³. Но таково положение для идеальных жидкостей, например для дегазированной воды. Свойства образцов, с которыми мы имеем дело на практике, далеки от таких идеальных объектов измерения. Это насыщенные воздухом, выделяющие легкие летучие компоненты (бензин), неоднородные и часто негомогенные (нефть), слишком вязкие (мазут).

Проблемы с измерением привели к тому, что для неоднородных жидкостей (нефть) разработана специальная версия Стандартного метода ASTM D 5002. Допустимая погрешность измерения плотности нефти по D5002 в 9 раз выше, чем нефтепродуктов по D4052.

Практика показывает, что норматив повторяемости 0.1 кг/м³ и воспроизводимости 0.5 кг/м³ по ASTM D 4052 для легких бензинов не всегда достижим. Если пробы имеют низкую температуру, физические процессы, происходящие при ее кондиционировании в лаборатории, препятствуют точному измерению плотности.

Ареометр также не свободен от посторонних влияний. Дополнительную погрешность вносит прилипание пузырьков воздуха (газа), воды или парафинов к стенкам ареометра, а также электростатические эффекты в углеводородной среде. Практики хорошо знакомы с «трудными» для измерения образцами, для которых проблематично получить точные результаты. Поэтому утверждение, что погрешность измерения ареометром зависит только от правильности его градуировки и точности термометра (ASTM D 1298) спорны. Это отмечено в методе EN ISO 3675-98: для нефти и других «трудных» объектов показатели точности из Таблицы №1 могут оказаться недостижимым идеалом. То же – для легких, нестабильных и неоднородных жидкостей.

Не будет преувеличением сказать, что реальные объекты измерения ставят естественный предел точности измерения плотности. Сколь бы далеко не пошел прогресс по пути совершенствования U-образного резонатора или поплавковых денсиметров, **реальная погрешность будет определяться характером взаимодействия неидеальной пробы с сенсором, а не его техническими возможностями.** Все, сказанное выше, относится к лабораторной практике измерений.

2. Погрешность лабораторных методов измерений – не основной фактор погрешности измерения массы в резервуарах.

Стремление минимизировать погрешности измерения плотности, температуры и объема жидкости в резервуаре экономически оправдано только риском экономических потерь при неправильной оценке массы продукта. Три основные погрешности определяют достоверность оценки массы жидкости в резервуаре: погрешности измерения объема, плотности и температуры продукта *на заданных высотах резервуара*. Две из них (объем и температура по слоям) измеряются вне лаборатории – на самом резервуаре (или далее по терминологии ASTM “in the field”).

Условия измерения в лаборатории можно назвать «контролируемыми». Условия измерений «в поле»: на крыше резервуара, на железнодорожной эстакаде, на бензовозе никак не относятся к ним. Их можно назвать «измерениями в неконтролируемых условиях», а часто и в «экстремальных условиях». Существует высокая вероятность того, что результат измерения температуры образца в лаборатории и того же образца – на крыше резервуара (на ветру, под дождем, в мороз) будут значительно отличаться. Погрешность измерений «в поле» значительно выше, чем в лаборатории, а это неизбежно сказывается на оценке массы продукта в резервуаре.

В то же время, мониторинг резервуара по температуре и плотности по всей высоте является наиболее желанным путем оценки массы.

Все это делает измерение плотности «в поле» лабораторными приборами (ареометром или цифровым плотномером) проблематичным. Принята практика отбора проб и перенос их в лабораторию в контролируемые условия измерения. Часто это далекий и долгий путь без гарантии сохранения свойств пробы.

Ни одна из перечисленных выше методик не дает даже приблизительных оценок искажений, сопряженных с переносом пробы. Эти данные находятся вне сферы ответственности лаборатории. В то же время проблематично сохранить представительность пробы нефти или легкого бензина при транспортировке в лабораторию. Такие жидкости могут изменить свойства и плотность. Идеально было бы проводить измерения на месте пробоотбора.

3. Представительность пробы.

Другая сторона проблемы измерения массы жидкости в резервуарах – представительность пробоотбора. Бессмысленны точные измерения в лаборатории, если содержимое пробоотборного контейнера не соответствует среднему составу пробы в резервуаре.

Эта проблема особенно остра для больших резервуаров в холодный и жаркий сезоны. Для таких ситуаций характерны градиенты плотности и температуре по высоте резервуара, соответствующие послойному расположению жидкости в нем. Особую сложность в этом отношении представляют высокооктановый бензин с присадками и сырая нефть. В холодное время года резервуары с нефтью представляют собою настоящий «слоеный пирог» из слоев с разной плотностью и содержанием воды. Очевидно, что в таких случаях представительность пробоотбора становится проблемой №1 при оценке массы продукта в резервуаре.

Рутинная процедура отбора проб с трех уровней (up, middle, low, ASTM D 4057 and ISO 3170) и замер температуры в каждой из этих проб дает адекватный результат в случае

равномерного или пропорционального профиля плотности и температуры по высоте резервуара. В некоторых случаях более представительный образец дает отбор пробы методом «Running», хотя отбор такой пробы требует большого навыка оператора.

Чем меньше шаг пробоотбора, тем более представительную картину распределения плотности и температуры получит оператор. Другой стороны, тем более длительной и дорогостоящей становится процедура оценки массы. Отметим также, что измерения проводятся в достаточно экстремальных условиях: мороз, жара, ветер, осадки.

Как правило, не публикуются данные по оценке искажений, вносимых в результат измерения массы из-за неrepresentatивности пробы. Эти оценки и способы их минимизации – интеллектуальный капитал компаний, профессионально занимающихся оценкой массы товара (Сюрвейерские компании). Практика показывает, что вносимые погрешности могут значительно превышать вклад от погрешности измерения плотности в лаборатории.

Здесь имеется проблема: лаборатория отвечает за правильность измерения показателя в пробоотборном контейнере на момент его поступления в лабораторию, а не за всю цепочку: пробоотбор – транспорт пробы – измерение. Однако владелец tank farm или Сюрвейерская компания заинтересована в минимизации погрешностей по всей аналитической цепи. Совокупность погрешностей приводит, в конечном счете, к большим расхождениям в оценке масс при приемо-сдаточных операциях и финансовым потерям компаний.

Рациональным техническим решением является мониторинг резервуара по плотности и температуре по всей высоте. При традиционном методе пробоотбора с разных уровней – это большая и дорогая операция. Сочетать измерение плотности на месте пробоотбора с точностью лаборатории можно при применении погружных измерителей плотности/температуры, работающих непосредственно в резервуаре.

На протяжении последних 10 лет компания LEMIS Baltic занимается производством погружных цифровых измерителей плотности и температуры серии DM230. Существуют две модели: DM-230.1 и DM-230.2. По своим параметрам приборы ничем не отличаются друг от друга. Единственное их различие – длина кабеля, а также, связанный с этим внешний вид приборов. Прибор для измерения плотности и температуры в больших резервуарах высотой до 30 метров выполнен в виде измерительной рулетки, что облегчает использование столь длинной метрической ленты.

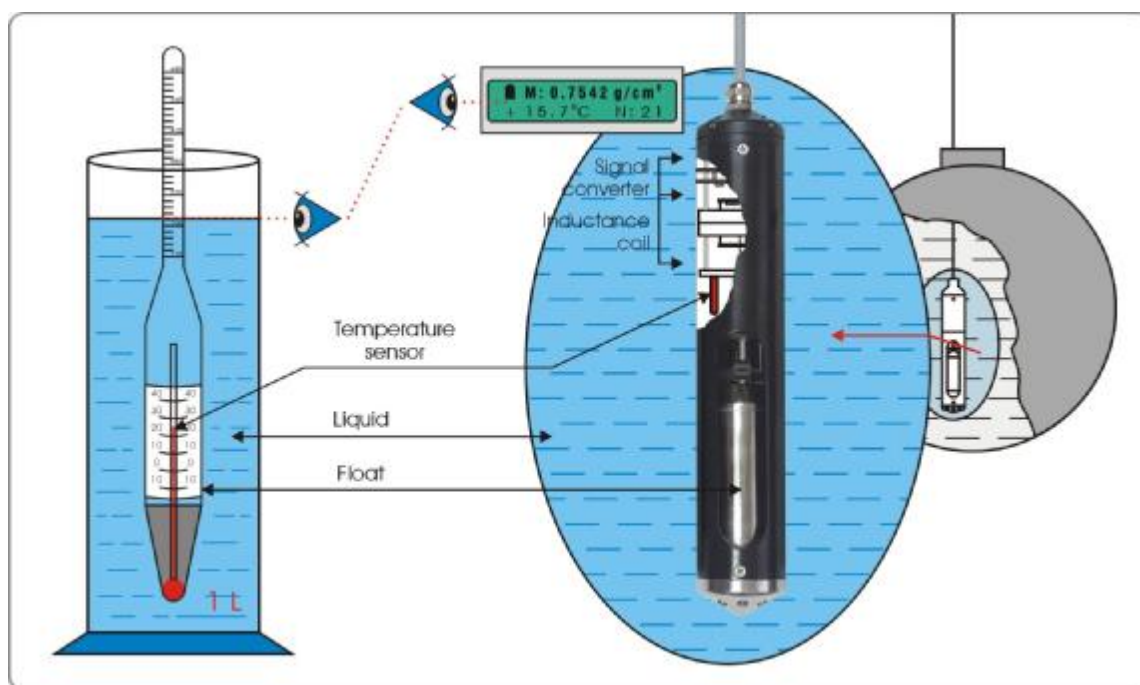


Самое большое количество данных приборов приобретены российскими компаниями.

Принцип работы погружных цифровых измерителей плотности основан на принципе работы стеклянного гидрометра, который всем хорошо известен. Процедура измерения плотности при помощи стеклянного гидрометра достаточно проста и подробно описана в ASTM 1298.

В основу действия обычного стеклянного гидрометра положен закон, открытый великим Архимедом – на тело, погруженное в жидкость, действует выталкивающая сила, равная весу жидкости. В зависимости от плотности исследуемой жидкости, на стеклянный поплавок гидрометра действует выталкивающая сила, значение которой визуально считывается с мерной шкалы гидрометра. Метод измерения плотности при помощи стеклянного гидрометра прост, однако, не лишен своих сложностей и недостатков. Тем не менее, метод, положенный в основу действия стеклянного гидрометра, а именно, выталкивающая сила Архимеда, действующая на тело, погруженное в жидкость, с нашей точки зрения, и с позиций прикладной физики, является наиболее правильным в определении плотности жидкости.

Этот метод и был положен в основу строения и принципа действия цифровых измерителей плотности фирмы LEMIS Baltic. По своей сути наши измерители плотности ничем не отличаются от стеклянных гидрометров, хотя внешне не имеют ничего общего с известными приборами.



В нашем варианте стеклянный поплавок гидрометра заменен на поплавок, выполненный из нержавеющей стали, а стеклянная шкала гидрометра заменена на жидкокристаллический дисплей трансдуцера.

При погружении датчика плотности в жидкость, на поплавок действует выталкивающая сила, которая давит на шток поплавка. Шток поплавка в свою очередь давит на датчик перемещения, расположенный внутри датчика плотности, в котором и происходит трансформация механической энергии в электрическую с последующим отображением полученного результата плотности жидкости на экране дисплея трансдуцера.

Технические характеристики погружных плотномеров серии DM-230.

Наименование характеристик и параметров	Значения характеристик и параметров	
	DM-230.1	DM-230.2
Диапазон измерения: <ul style="list-style-type: none"> • Плотности, г/см³ (кг/м³) • Температуры, °C 	0.6500...1.1000 или 1.0500 ... 1.5000 (650.0 ... 1100.0 или 1050.0 ... 1500.0) -30...+50 °C	
Абсолютная погрешность измерения <ul style="list-style-type: none"> • Плотности, г/см³ (кг/м³) • Температуры, °C 	± 0.0005 (± 0.5) ± 0.3 °C или ± 0.2 °C	
Дискретность отсчета при измерении <ul style="list-style-type: none"> • Плотности, г/см³ (кг/м³) • Температуры, °C 	0.0001 (0.1) 0.1	
Глубина погружения датчика, м	до 6	до 30
Питание прибора	Встроенный NiMH аккумулятор с системой зарядки и разрядки 3.6 Вольт – 1200 mAh	
Время непрерывной работы прибора без подзарядки аккумулятора	не менее 10 часов	
Габаритные размеры <ul style="list-style-type: none"> • прибора, мм • датчика, мм 	168 x 85 x 35 230 x 45	420 x 245 x 140
Масса <ul style="list-style-type: none"> • прибора, кг • датчика, кг 	0.6 1.0	около 4
Степень герметизации прибора	IP65	
Взрывозащищенность	EExiallBT4	
Температура окружающей среды	- 30... +50 °C	

4. Практические примеры мониторинга резервуаров с помощью плотномеров/термометров модели DM-230.

Специалистами ВНИИМс им. Менделеева из Санкт-Петербурга, лаборатория плотности и вязкости, независимыми экспертами из Санкт-Петербурга совместно со специалистами фирмы LEMIS BALTIC были проведены совместные сравнительные исследования по применению погружных измерителей плотности фирмы LEMIS BALTIC с лабораторными высокоточными плотномерами.

Исследование проводилось на одной из “tank farms” на Северо-Западе России.

В начале цикла измерения было проведено сопоставление погружного плотномера с лабораторными плотномерами и термометром по референтным жидкостям, чтобы убедиться в идентичности их показаний на период работы. Допустимым считалось расхождение по температуре не более 0.1 оС и плотности не более 0.5 кг/м³.

В Таблицах 3, 4 и 5 приведено сравнение результатов измерения плотности в лабораторных и «полевых» условиях.

Таблица 3.

Измерение плотности высоко-октанового бензина в цистерне на уровнях, указанных в ГОСТ, ASTM. Сравнение результатов с пробами, отобранными с тех же уровней.
(Результаты измерений плотности приведены к 15 °С. Лабораторные измерения проведены цифровым лабораторным плотномером DA500 (Kioto Electronics, Japan)).

Проба *	DM-230.2, кг/м ³	DA500, кг/м ³	Δ, кг/м ³
GOST up	756,1	757,3	-1,2
GOST middle	756,2	757,2	-1,0
GOST low	756,7	757,2	-0,5
Average	756,5	757,2	-0,7
ASTM up	756,1	757,8	-1,7
ASTM middle	756,2	757,3	-1,1
ASTM low	756,7	757,5	-0,8
Average	756,5	757,5	-1,0
Mixture of GOST samples	756,3	757,8	-1,5
Mixture of ASTM samples	756,3	758,0	-1,7
Running	756,2	756,8	-0,6

* Существует некоторое различие в значениях высоты отбора проб между стандартами ASTM D 4058 и GOST 2517.

Анализируя данные таблицы можно сделать некоторые выводы. Наблюдается хорошее сходство средних результатов измерений на уровнях ASTM и GOST с результатами смешанных проб ASTM и GOST погружным плотномером DM-230.2. Различие всего-лишь 0.2 кг/м³. Результаты того-же сравнения у DA500 не превышают 0.6

кг/м³, что также является хорошим показателем. В данном случае наблюдается хорошая репрезентативность пробоотбора.

Также наблюдается некоторое различие в результатах DM-230.2 и DA500. Оно колеблется в диапазоне 0.5 – 1.8 кг/м³, что является естественным между двумя различными технологиями измерения плотности. В то же время различия показаний между этими двумя приборами по референтным жидкостям не превышало 0.3 кг/м³.

Таблица 4.

Мониторинг плотности высоко-октанового бензина в резервуаре. Сравнение результатов с пробами, отобранными с уровня ГОСТ, ASTM.
(Результаты измерений плотности приведены к 15 °С. Лабораторные измерения проведены цифровым лабораторным плотномером DA500 (Kioto Electronics, Japan)).

№	Глубина погружения датчика плотности DM-230.2, м	Плотность, приведенная к 15 °С, кг/м ³ . DM-230.2	Глубина отбора проб согласно ASTM /GOST, м	Плотность, приведенная к 15 °С, кг/м ³ . DA500
1	15.60	766.1	15.92	767.9
2	14.60	766.1	14.24	766.4
3	13.60	765.6		
4	12.60	765.2		
5	11.60	758.6		
6	10.60	757.9	10.39	757.3
7	9.60	757.4		
8	8.60	757.4		
9	7.60	757.6		
10	6.60	757.2	6.54	757.0
11	5.60	756.3	4.86	756.7
	Out of liquid	-	-	-
12	Average	760.5	760.0	760.4
13	Δ	0.0	+ 0.5	+ 0.1
14	Average for ASTM samples		760.8	760.2
15	Δ	0.0	+ 0.3	+ 0.3
15	Average for GOST samples		759.3	760.6
13	Δ	0.0	+ 0.8	+ 0.1

По результатам измерения можно сразу выделить два слоя с разной плотностью – это показали оба метода: и лабораторный и мониторинг. Но в отличие от лабораторного метода, мониторинг показывает более точно определяет нахождение обоих слоев. Лабораторный метод (с отбором проб) в данном случае также был весьма удачным, т.к. расслоение жидкости оказалось в пропорции 1:3, и, следовательно, отбор проб произведенный в соответствии с ASTM/GOST оказался репрезентативным. Но в другом случае этот же метод может дать большое расхождение.

С одной стороны наблюдается очень хорошая степень корреляции (с совпадением в пределах 0,1-0,3 кг/м³) между результатами лабораторных исследований и мониторинга. Но с другой стороны, полное лабораторное исследование (с отбором проб) занимает по времени почти час, а мониторинг – менее 15 минут.

Таблица 5 показывает разницу в измерениях температуры при помощи термометра (в отобранных пробах) и при помощи погружного плотномера/термометра DM-230.2.

Таблица 5.

Сравнительный анализ измерения температуры в резервуаре с высоко-октановым бензином при помощи ртутного термометра (в соответствии с ASTM, ГОСТ) и погружного плотномера/термометра DM-230.2 методом мониторинга.

№	Глубина погружения датчика плотности, м. DM-230.2	Температура на данном уровне, °С. DM-230.2	Глубина отбора пробы / результат термометрического измерения, °С	Δ, °С
1	15.60	-0.2		
2	14.60	-0.2	14.24 -0.6	0.4
3	13.60	-0.2		
4	12.60	-0.2		
5	11.60	-0.6		
6	10.60	-0.9	10.39 -0.9	0.0
7	9.60	-0.8		
8	8.60	-0.7		
9	7.60	-0.6		
10	6.60	-0.5	6.54 -0.6	0.1
11	5.50	-0.5		
	Поверхность жидкости	(-1.5)		
	Среднее значение	-0.56	-0.7	0.14

Таким образом, в данном резервуаре с бензином можно выделить зону, в которой жидкость разделяется на два слоя, имеющих разную температуру и плотность. Здесь имеется прекрасное совпадение средних результатов измерений.

С другой стороны, наблюдается некоторая разница между температурой жидкости, измеренной непосредственно в самом резервуаре и температурой пробы, взятой с этой же глубины. Данная ошибка является результатом того, что проходя через слои с более низкой температурой, жидкость в пробоотборнике охлаждается, в результате чего температура отобранной пробы отличается от реальной температуры жидкости в резервуаре.

Здесь мы видим реальную проблему, возникающую при измерении массы нефти в резервуаре. Это типичный случай, когда существует высокий градиент плотности и температуры. Единственное решение этой проблемы – мониторинг резервуара.

Мониторинг нефти в 1000 м³ резервуаре погружным плотномером ДМ-230.2.

№	Глубина погружения датчика плотности, м. ДМ-230.2	Температура на данном уровне, °С	Реальная плотность на данном уровне, кг/м ³ .	Плотность, приведенная к 20 °С, кг/м ³ .
1	3.40	8.3	870.4	862.1
2	4.40	8.0	870.9	862.4
3	5.40	7.5	871.2	862.3
4	6.40	6.2	879.8	870.1
5	7.40	5.4	881.2	870.9
6	8.40	4.5	881.5	870.6
7	9.40	4.0	882.1	870.9
8	10.40	3.5	882.1	870.6
9	11.40	3.3	882.9	871.6
10	12.10	3.1	882.1	870.2
11	Среднее значение	5.4	878.5 <<	868.2

В данном резервуаре наблюдается стандартный профиль слоев нефти с различной температурой: верхние слои с более высокой температурой, нижние - с более низкой. Но профиль расслоения нефти по плотности не такой равномерный. Наблюдается явная граница двух слоёв нефти с разными плотностями в резервуаре на уровнях 5.40 и 6.40 м. Различие по плотности около 8 кг/м³. Если мы сравним данные результаты мониторинга (Таблица 6.) с лабораторными измерениями проб, то мы сможем наблюдать большие различия в измерениях (см. таблицу 7).

Сравнение результатов мониторинга нефти в 1000 м³ резервуаре при помощи погружного плотномера DM-230.2 с лабораторными измерениями проб лабораторным плотномером DA500.

№	Глубина отбора проб и измерений погружным плотномером, м.	Температура на данном уровне, °С. DM-230.2	Температура пробы, отобранной с данного уровня, °С	Δ, °С	Плотность, приведенная к 20 °С кг/м ³ . DM-230.2	Плотность, приведенная к 20 °С кг/м ³ . Стеклянный ареометр.	Δ, кг/м ³ .
1	3.323	8.3	7.6	-0.7	862.1	859.0	-3.1
2	7.923	5.0	4.8	-0.2	870.8	865.0	-5.8
3	12,323	3.1	2.7	-0.4	870.2	864.7	-5.5
4	Среднее значение 1,2,3	5.5	5.0	-0.5	867.7	862.9	-4.8
5	Среднее значение мониторинга	5.4	5.0	-0.4	868.2	862.9	-5.3

Анализируя данные таблицы 6 можно наблюдать большое различие между результатами мониторинга и лабораторными измерениями плотности и температуры. Причины такого различия – вопрос основательных исследований. Данный случай является типичным случаем, когда наблюдается сложный профиль нефти/нефтепродукта в резервуаре по плотности и температуре. И именно мониторинг резервуаров с помощью погружных плотномеров серии DM-230 кажется самым простым и быстрым способом для точного определения массы нефтепродукта. Мониторинг может существенно снизить риск погрешностей, связанных с подсчетом массы продукта, а также позволяет экономить время и деньги для пользователя.

Практика применения погружных плотномеров серии DM-230, выпускаемых фирмой LEMIS Baltic имеют право на признание и достойное существование наряду с «признанными авторитетами» в области измерения плотности – резонансными приборами и стеклянными ареометрами. Сравнительный анализ результатов измерений, полученных с использованием погружных плотномеров и стандартного метода измерения плотности путем отбора проб и измерения плотности при помощи лабораторных инструментов доказывает, что конечные результаты практически не отличаются, хотя точность лабораторного прибора намного выше, чем погружного. Однако, совокупность погрешностей, присутствующих при использовании лабораторного инструмента, нивелирует все преимущества высокоточного и дорогостоящего оборудования. Кроме того, не будем забывать и о времени, которое требуется для производства одного измерения с использованием лабораторного и погружного плотномера – разница ощутима.