

ПОТОЧНЫЙ ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЬ ПЛОТНОСТИ ДЛЯ СИСТЕМ ИЗМЕРЕНИЯ КОЛИЧЕСТВА И КАЧЕСТВА НЕФТИ

В.В. Филюшин

Научный руководитель старший преподаватель В.А. Рудаченко
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Измерению плотности на многих предприятиях нефтяной и газовой отраслей уделяют большое внимание, поскольку это физический параметр вещества может дать ценную информацию о параметрах технологических процессов. Плотностью определяются состав и физические свойства исследуемой продукции. Измерение плотности используется при количественном учете продукции компаний газонефтяной отрасли.

Оборудование, предназначенное для измерения плотности и применяемое при автоматизированном учете нефти и нефтепродуктов при сборе, транспорте и переработке в системах учета и контроля качества нефти называется плотномером [3].

Существует большое количество видов конструкций плотномеров с различным принципом работы. Однако каждый из них обладает рядом недостатков, связанных с недостаточным высоким уровнем метрологических показателей, большими габаритами и массой, уровнем надежности, трудоемкостью установки и обслуживания и т.д. Эти недостатки являются жесткими требованиями, предъявляемыми к конструкциям.

В зависимости от способа контакта чувствительного элемента (резонатора) с исследуемой средой различают два вида плотномеров – проточные (рис. 1, а) и погружные (рис. 1, б). В поточных плотномерх контролируемая жидкость протекает внутри резонатора и участвует в колебаниях как инертная масса, жестко с ним связанная, а в погружных – механический резонатор помещают в контролируемую жидкость на некоторую глубину, и ее действие подобно действию некоторой «присоединенной массы», связанной с резонатором и увлекаемой им в колебательное движение. В таком случае обычно используются оболочки или пластины в качестве резонаторов [1].

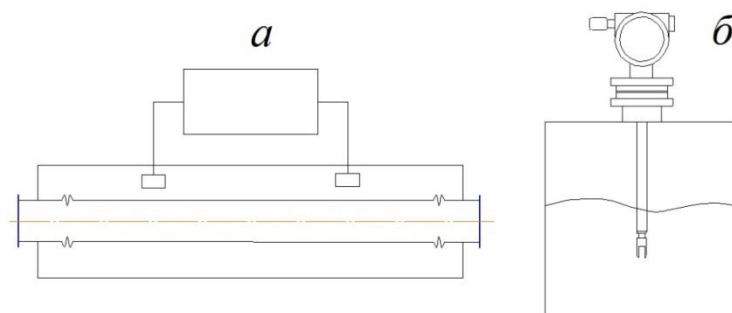


Рис. 1. Схемы поточного (а) и погружного (б) плотномеров

В проточных плотномерх чувствительный орган, выполненный, как правило, в виде трубки колеблется вместе с жидкой средой, заполняющей его, причем в нем не возникают упругие волны. В погружных же плотномерх сам резонатор колеблет исследуемое вещество, тем самым возбуждает в нем волновое движение. Акустическое поле, которое возникает, имеет ближнюю зону, где исследуемое вещество движется вместе с резонатором (полезный эффект), и дальнюю зону, которая вносит погрешность в результат измерений. Погрешность появляется из-за того, что упругие волны отражаются от стенок проточной системы и затем возвращаются к резонатору. Получаемый эффект зависит от скорости распространения акустических волн в веществе, которая является функцией температуры, плотности и т.д. [1].

В результате сравнения проточных и погружных плотномеров между собой следует отметить преимущества первых и их большее распространение. Обуславливается это тем, что показания оборудования не зависят от свойств исследуемого вещества, протекающего в резонаторе, устройство системы возбуждения более простое и существует возможность измерения плотности неоднородных веществ. Более того, чувствительный элемент поточного плотнера менее восприимчив к гидродинамическому воздействию потока.

К тому же, если учитывать, что в системах учета и контроля качества нефти плотность измеряется в процессе перекачки, т.е. в динамике, то выбор в пользу проточных плотномеров очевиден.

Существует несколько основных видов механических резонаторов для вибрационных проточных плотномеров^[2]. Наиболее широко применяемый в наши дни – однотрубный. Это объясняется рядом причин. Во-первых, это простота конструкции и удобство его в эксплуатации. Во-вторых, добротность системы однотрубного проточного плотнера достаточно высока, хотя они и меньше, нежели у двутрубных конструкций. Диапазон измерений плотности достаточно широк, в то время, как погрешность измерений довольно мала. Естественно, добиваться такого результата приходится тщательным изготовлением конструкции. В-третьих, ресурсозатратность, а, следовательно, и стоимость, ниже, чем у любых других конструкций. В-четвертых, масса и габариты, относительно, невелики.

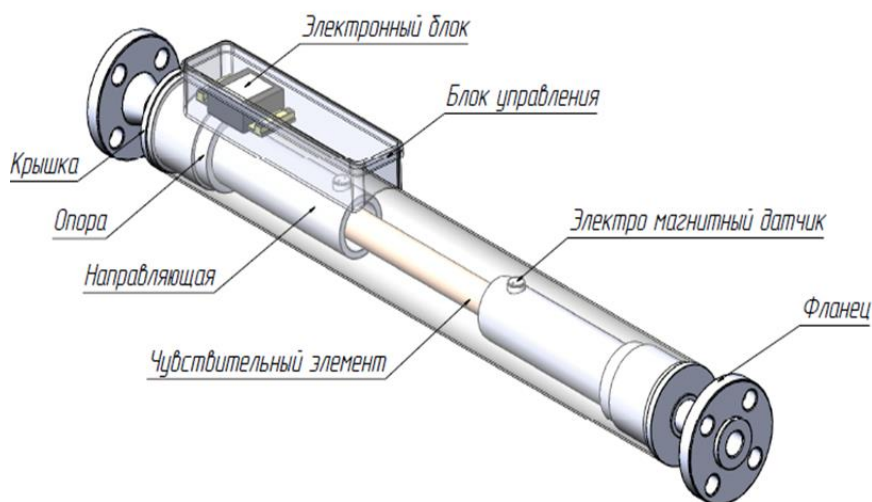


Рис. 2. Общая схема вибрационного-проточного плотномера

Резонатор представляет собой трубку, закрепленную с помощью сильфонов, которые служат для предотвращения передачи энергии от чувствительного элемента корпусу, к подводящему и отводящему концам трубопроводов. При помощи катушки возбуждения подается сигнал с определенной частотой на резонатор, а через катушку приема колебаний принимаемый сигнал отправляется в электронный преобразователь (рис. 2), являющийся вычислительным устройством. Где уже по разнице между частотой подаваемого и получаемого сигналов определяется значение плотности исследуемой жидкости (рис. 3).

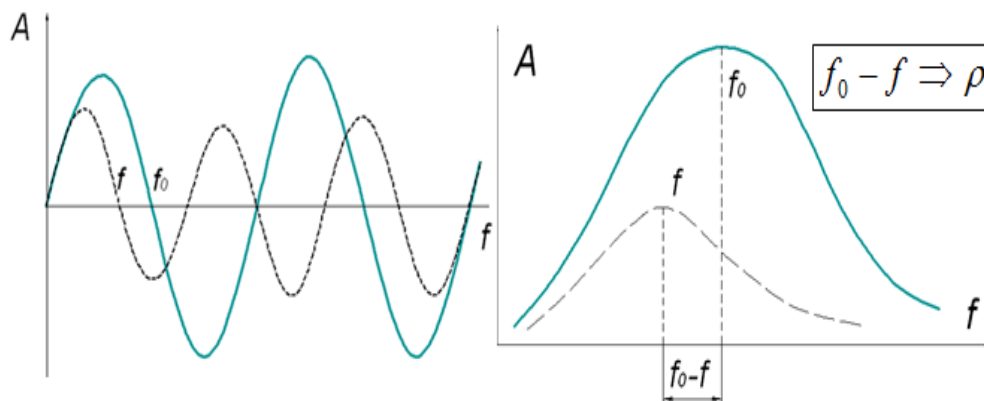


Рис. 3. Изменение частоты колебаний в зависимости от плотности жидкости, протекаемой в резонаторе

Принцип работы поточного вибрационного преобразователя плотности представлен на схеме, представленной на рис. 4.

В результате анализа различных существующих конструкций плотномеров было выявлено, что на узлах учета количества и качества нефти наилучшим вариантом для применения служат вибрационные проточные плотномеры с однотрубным резонатором эллиптического поперечного сечения, благодаря ряду их преимуществ:

- простота конструкции и удобство эксплуатации;
- высокая добротность системы;
- широкий диапазон возможных измерений плотности;
- низкий уровень погрешности измерений, что, правда, требует учета большого количества разных факторов и параметров при вычислении;
- высокая надежность конструкции;
- относительно низкая материалоемкость конструкции и стоимость;
- небольшие относительные масса и габариты.

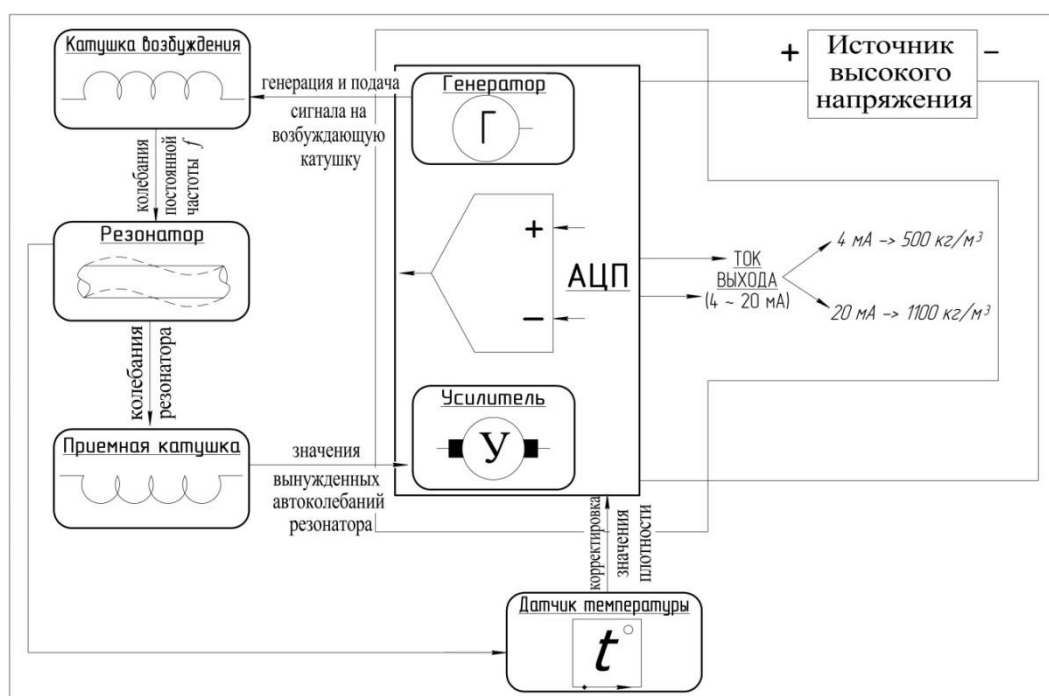


Рис. 4. Схема работы вибрационного поточного плотнмера

Литература

1. Жуков Ю. П. Вибрационные плотномеры. – М.: Энергоавтомиздат, 1991. – 144 с.
2. Квилис С. С. Плотномеры. – М.: Энергия, 1980. – 278 с.: Ил.
3. Фатхутдинов А. Ш. Автоматизированный учет нефти и нефтепродуктов при сборе, транспорте и переработке.
4. Пособие для метрологов. – Уфа: АО «Нефтеавтоматика», 1999.

ОПАСНОСТЬ СТАТИЧЕСКОГО ЭЛЕКТРИЧЕСТВА ПРИ ХРАНЕНИИ НЕФТИ И МЕТОДЫ ЕЁ УСТРАНЕНИЯ

А.Н. Чехлов

Научный руководитель доцент М.С. Салтымаков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Жидкие углеводороды являются хорошими диэлектриками, низкая электропроводность обуславливает их склонность к электризации. При заполнении резервуара происходит накопление зарядов статического электричества, которые создают внутри емкости электрическое поле. Напряженность поля может быть довольно высокой, и при достижении определенных значений возникает опасность электрического разряда в пространстве над жидкостью, который влечет воспламенение паров углеводородов и возникновение аварийной ситуации на объекте [1]. Данный опасный фактор в большей мере присущ объектам хранения нефтепродуктов, однако опасность воспламенения паров товарной нефти от разрядов статического электричества также достаточно велика, поэтому изучение способов её снижения заслуживает особого внимания.

При движении нефти по трубопроводу происходит разделение зарядов на положительные и отрицательные. В местах соприкосновения жидкости со стенкой происходит образования двойного электрического слоя: стенка трубы оказывается заряженной отрицательным электрическим зарядом, а нефть, прилегающая к трубе, зарядом противоположного знака. Оставшиеся отрицательные ионы (диффузионная часть двойного слоя) имеют меньшую плотность, из-за низкой электропроводности нефти заряды не успевают приблизиться к стенке и при движении нефти в трубе увлекаются потоком [6]. Также свободные заряды возникают при прохождении нефти через насосы, фильтры и другое оборудование. Попадая в резервуар, заряды статического электричества создают поле, способное вызывать электрические разряды: внутри жидкости они неопасны, а при прохождении через пространство, заполненное парами нефти, могут вызвать воспламенение газозвушной смеси [1].

Обязательные мероприятия по защите резервуаров от статического электричества регламентируются руководящим документом министерства энергетики РФ «Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов и нефтебаз»:

- заземление всех электропроводных узлов и деталей резервуаров и трубопроводов;
- исключение процессов разбрызгивания и распыления нефти;