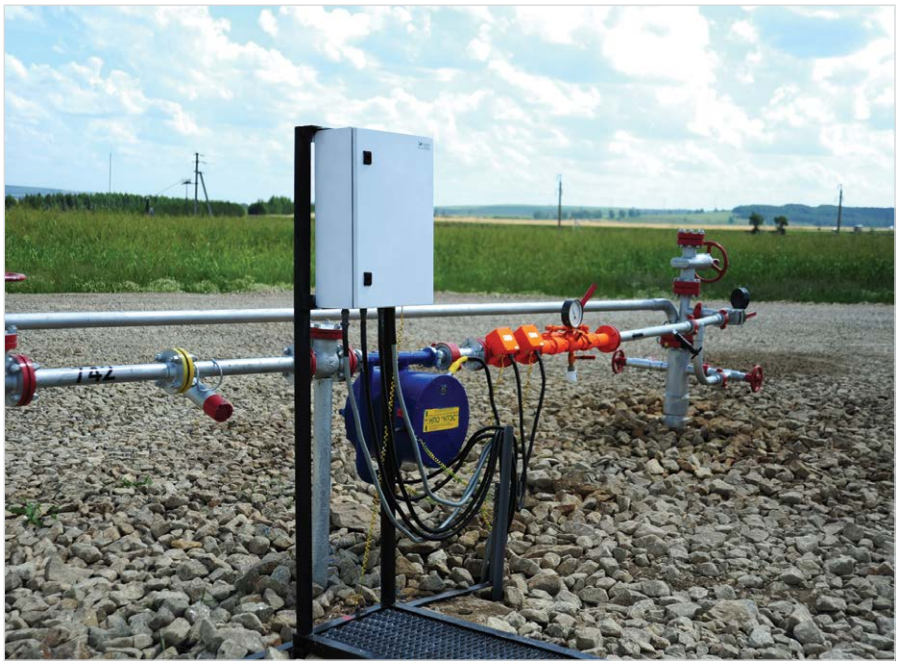
Общий обзор существующих принципов построения влагомеров

А. Сотцев
главный инженер

ООО «Квалитет», Москва, Россия



Измерение процентного содержания воды в добываемой продукции (обводненности) — процесс, имеющий большое значение в нефтедобыче. В настоящее время известно два способа определения содержания воды: непрерывное измерение доли воды в потоке продукции скважины и периодическое определение доли воды по отобранной пробе жидкости. В данной статье мы рассмотрим технологию измерения импеданса, относящейся к непрерывному способу определения доли воды в составе продукции скважины.

Технология определения влагосодержания продукции скважин по измеренному импедансу основана на измерении полного сопротивления (импеданса) электрохимической ячейки и зависимости этого сопротивления от частоты переменного тока. Чувствительный элемент включает измерительный и токовый электроды, между которыми протекает скважинный поток. Мнимая и вещественная составляющие полного сопротивления (импеданса) количественно описывают свойства компонент исследуемых эмульсий. Технология измерения импеданса имеет две разновидности: диэлькометрический и кондуктометрический методы.

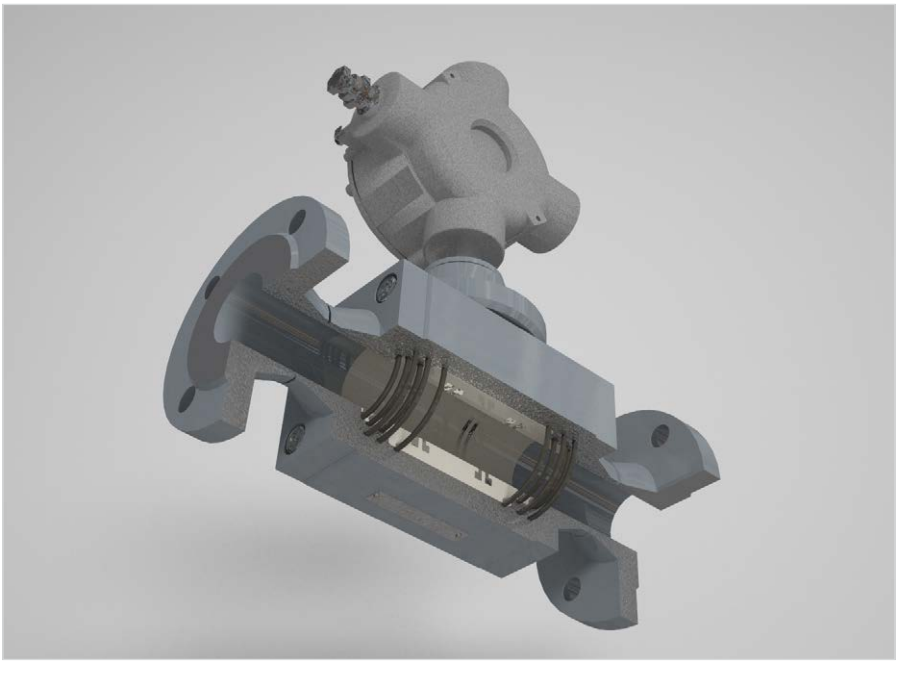
Одним из первых способов контроля обводненности, примененных в мировой практике, стал диэлькометрический метод, основанный на измерении электрических свойств водонефтяной смеси с помощью емкостного чувствительного элемента. Датчик измеряет диэлектрическую постоянную (диэлектрическую проницаемость) смеси, а затем с помощью калибровочных характеристик определяется состав смеси. Этот метод использует большую разницу в диэлектрических постоянных воды, равной 80, и углеводорода (нефти) — вещества из неполярных молекул, имеющего диэлектрическую постоянную около 2. Т.е., небольшая добавка воды существенно меняет диэлектрические свойства смеси, что и обеспечивает высокую чувствительность. Применение метода возможно только в обратной эмульсии типа «вода в нефти».

В диапазоне ниже точки инверсии нефти и воды применяют кондуктометрический метод измерения обводненности. Это метод анализа, основанный на использовании зависимости между электрической проводимостью воды, являющейся действительной составляющей импеданса, в продукции скважины и ее концентрацией в эмульсии. Кондуктометрическим методом возможно измерение обводненности только в прямых эмульсиях типа «нефть в воде».

Преимущества технологии, работа которой основана на регистрации изменений импеданса, заключается в высокой стабильности измерений, простоте конструкции, наименьшей стоимости и возможности использования в самых различных промысловых условиях.

К недостаткам измерительных устройств, основанных на измерении импеданса, можно отнести трудности определения нелинейных зависимостей мнимой и вещественной составляющих импеданса от концентраций компонентов скважинной продукции.

Влагомер многофазный поточный «Квалитет» ВМП.0702 позволяет вести непрерывный технологический контроль обводненности двухфазной (скважинный поток характеризуется двухфазным трехкомпонентным составом) скважинной продукции в целях повышения эффективности разработки нефтяных месторождений и обеспечения рентабельности эксплуатации нефтедобывающих скважин, в первую очередь,



Влагомер многофазный поточный «Квалитет» ВМП.0702

высокообводненных. Достоинством влагомера «Квалитет» ВМП.0702 является бессепарационный непрерывный контроль компонентного состава нефтегазоводной смеси в объемных долях при рабочих условиях и обводненности непосредственно в технологическом трубопроводе на участке от скважины до сепарационной установки.

Влагомер состоит из комплекса программно-технического «Квалитет» ПТК.0701 и модулей измерительных в сборе с корпусом, соединенных между собой кабелями. Количество модулей измерительных может варьироваться от 1 до 8. Конструктивно программно-технический комплекс представляет собой шкаф с электронными модулями, который крепится к несущей конструкции. Модуль измерительный МИ0702-ВНО (MI0703-VNO) включает в себя элемент чувствительный, погружаемый в измеряемую среду, и панель с платой электронного блока, размещенные в корпусе. Модуль измерительный МИ0702-ВНО (MI0703-VNO) устанавливается в технологический трубопровод, транспортирующий скважинный продукт.

Большинство поточных влагомеров используют емкостной (диэлькометрический) способ измерения влажности. Емкостной датчик таких влагомеров включает в себя внутренний электрод цилиндрической формы, выполненный из токопроводящего материала и размещенный в полости корпуса коаксиально по отношению к нему, при этом корпус выполняет функцию внешнего электрода емкостного датчика. Электроды образуют цилиндрический конденсатор, между обкладками которого протекает поток водонефтяной смеси, диэлектрическая проницаемость которой и, соответственно, мгновенная емкость такого конденсатора зависит от объемного соотношения в водонефтяной смеси воды и нефти. На все поверхности внутреннего электрода, контактирующие с водонефтяной смесью, может быть нанесено изолирующее диэлектрическое покрытие, которое предотвращает замыкание обкладок конденсатора при заполнении межэлектродного пространства пластовой водой. Общим недостатком влагомеров описанной выше конструкции является неработоспособность при определении влажности нефти с высокой обводненностью, так как в этом случае водонефтяная смесь образует так называемую прямую эмульсию или эмульсию типа «нефть в воде» («масло в воде»), где непрерывной средой является пластовая вода, хорошо проводящая электрический ток, вследствие чего зависимость диэлектрических свойств водонефтяной смеси от ее состава оказывается существенно менее строгой, чем для обратной эмульсии. В результате при протекании между электродами чувствительного элемента потока водонефтяной смеси, представляющей собой прямую эмульсию, происходит шунтирование электродов пластовой водой высокой проводимости.

Встречаются влагомеры, принцип действия которых основан на методе измерения полного комплексного сопротивления первичного преобразователя с протекающей через него водонефтяной смесью с последующим преобразованием измеренной величины в цифровой сигнал, далее — в числовое значение влагосодержания (%, об. доля). Недостатком таких влагомеров является невозможность измерения объемной доли воды в нефти, нефтепродуктах в трехкомпонентных потоках без сепарации газа.

Тип измерения	Электрофизический
Многофазный	Да
Измерения в реальном времени	Да
Удаленный доступ к данным	Да
Диапазон доли газа	0% - 90%
Диапазон обводненности	0% - 100%
Погрешность измерения обводненности (абсолютная)	
Доля газа от 0% до 20%	1%
Доля газа от 20% до 60%	2,5%
Доля газа от 60% до 90%	5%
Доля газа от 90% до 100%	нет данных
Протоколы передачи данных	Ethernet, RS485, Modbus, RTU/TCP
Диапазон температур эмульсии, °С	от +1 до +150
Максимальное рабочее давление, МПа	10
Максимальная плотность воды, кг/м3	1 300
Количество каналов измерений	от 1 до 8
Способ соединения	Фланцевый
Тип взрывозащиты	Exd
Тип потока	Ламинарный, турбулентный
Скорость потока	Не влияет на измерение
Степень защиты корпуса	IP67
Напряжение	24В постоянного тока или 220В переменного
Место установки	Горизонтальный участок, вертикальный участок
Температура окружающей среды	-50 +50
Диаметр трубопровода, мм	50 - 150

Технические характеристики влагомера «Квалитет» 8Н (ВМП.0702)

Используемые в описываемых влагомерах способы определения влагосодержания основаны на измерении полного комплексного сопротивления (импеданса) первичного преобразователя с протекающей через него водонефтяной смесью после сепарации газа. При этом диэлькометрический способ измерения влагосодержания используется при измерениях смесей «вода в нефти», когда непрерывной фазой является нефть, а кондуктометрический, когда непрерывной фазой является вода. С увеличением количества скважин, находящихся на завершающей стадии разработки, характеризующихся высокой обводненностью продукции и постоянным уменьшением добычи нефти, возрастает потребность в посскважинных, бессепарационных средствах измерения влагосодержания продукции высокообводненного фонда скважин (определение рентабельности эксплуатации нефтедобывающих скважин и др.). Способ определения проводимости эмульсии из полного комплексного сопротивления (кондуктометрический), используемый во влагомере «Квалитет» ВМП.0702, позволяет с высокой точностью определить компонентный состав двухфазной трехкомпонентной среды.

Технология определения компонентного состава, специально разработанная для влагомера «Квалитет» ВМП.0702, решает проблемы влияния нестабильности толщины двойного электрического слоя на границе металл-среда, связанные с концентрацией проводящей среды и ее температурой, на измеряемые электрофизические параметры. Также решена задача получения качественных измерений в широком диапазоне проводимостей измеряемой среды — от измерений в нефтегазоводной смеси с пластовой воде, имеющей плотность по соли до 1290 кг/м^3, и заполняющей весь объем чувствительного элемента до измерений в воде, плотность которой составляет чуть выше 1000 кг/м^3, при объемной доле воды всего 1% (данные приведены для статического состояния измеряемой среды при горизонтальном расположении чувствительного элемента). Технология позволяет по значению электропроводности и иных характеристик, присущих нефтегазоводной эмульсии, определять ее относительное газосодержание. Следует обратить внимание, что скорость потока не влияет на результаты измерения влагосодержания скважинной продукции за счет высокой скорости производимых измерений – до 20 тыс. измерений в секунду. Примененная во влагомере «Квалитет» ВМП.0702 технология дает полное представление об измеряемом потоке даже на дебитах по жидкости, превышающих 600 м^3/сут. по жидкой фазе в трубопроводе DN50.

119435, Москва,
Малая Пироговская, 13, ст. 1
+7 (495) 252-01-33
info@qualitetsystem.ru
www.qualitetsystem.ru