

## **Массовые кориолисовые расходомеры в бессепарационных и сепарационных измерительных системах и установках**

### **1. Введение**

Продукция нефтегазовой скважины – газожидкостная смесь (далее – ГЖС), состоящая из смеси углеводородов широкого физико-химического состава (в том числе нефти, свободного и растворенного газов), воды, минеральных солей, механических примесей. Задача измерения дебита продукции скважины включает измерение компонентов в составе ГЖС. ГЖС, поступающая из скважины имеет жидкую (нефть, вода), газообразную (свободный газ) и твердую (мех. примеси) фазы.

Для задачи измерения дебита скважины применяются бессепарационные и сепарационные измерительные системы и установки.

### **2. Массовые расходомеры в бессепарационных системах и установках**

Бессепарационные системы и установки – это устройства, называемые многофазными расходомерами (далее - МФР), которые выполнены без применения сепаратора, с помощью них проводится измерение дебита сырой нефти и свободного нефтяного газа в составе ГЖС без разделения двухфазного потока на жидкую и газовую фазы.

Существующие МФР разработаны на базе различных физических принципов, и часто имеют в своем составе источники гамма- или рентгеновского излучения.

«К достоинствам всех типов мультифазных измерительных установок можно отнести непрерывность измерения потока, компактность и высокая технологичность. Однако недостатки, присущие всем мультифазным расходомерам, а именно, низкая точность измерения и высокая стоимость перекрывают все их достоинства» [1].

Существуют примеры применения массовых кориолисовых расходомеров (далее - МКР) в качестве МФР. Диаметр пузырьков внутри измерительных трубок МКР зависит от поверхностного натяжения, от внутреннего давления, а также от степени турбулентности (Рис.1).

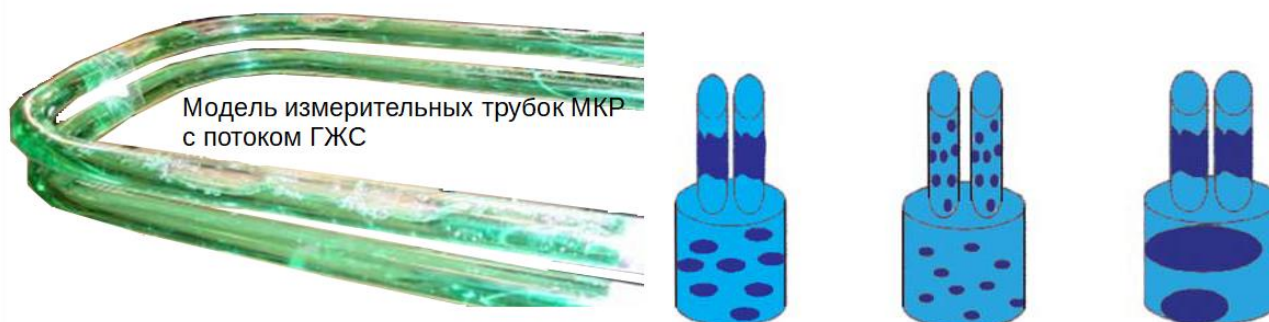


Рис.1 – Модель двухфазного потока ГЖС.

Основная проблема применения МКР для многофазных среды заключается в том, что большинство МКР некорректно работает при наличии двухфазного потока (в жидкой среде - свободного газа, в газовой среде – жидкости). При появлении свободного газа в жидкости (двухфазный поток) сначала резко увеличивается погрешность измерения массового расхода и плотности (до десятков процентов), а затем происходит полная остановка системы возбуждения МКР (Рис.2) из-за эффекта демпфирования (потеря жидкой фазой упругих свойств). Причиной этого являются объективные ограничения аналоговой системы возбуждения, построенной по принципу петли усиления с положительной обратной связью.

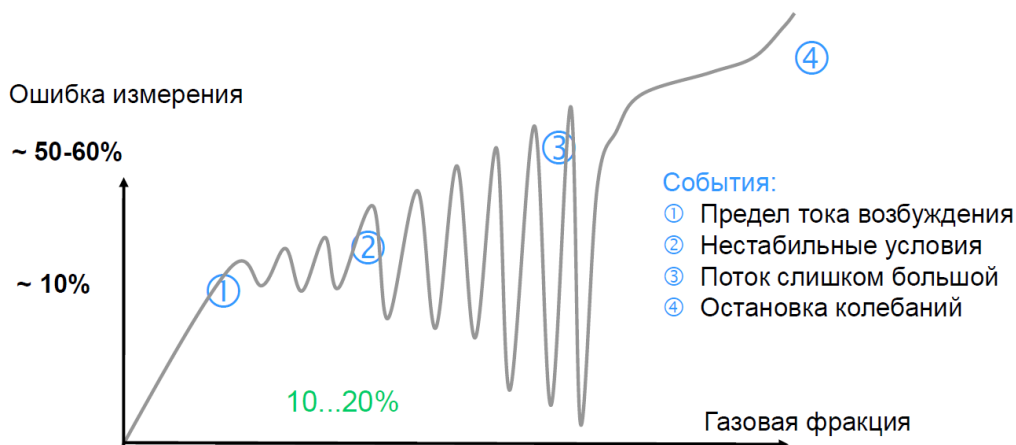


Рис.2 – Нарастание ошибки измерения при увеличении газовой фазы в потоке жидкости.

Существуют разработки [2] МКР (Invensys) с цифровой системой возбуждения, обеспечивающей работоспособность МКР при наличии двухфазного потока, но погрешности измерения массового расхода и плотности при наличии двухфазного потока по-прежнему остались высокими (Рис.3 и Рис.4). Процесс увеличения погрешности измерения массового расхода и плотности при двухфазном потоке описывается различными теоретическими моделями, но в реальном промышленном расходомере плохо предсказуем.

На графиках влияния свободной газовой фазы в жидкостном потоке на погрешности измерения плотности и массового расхода с помощью МКР (Invensys) при различном влагосодержании (Рис.3 и Рис.4) видно, что при увеличении содержания газа от 0% до 50% погрешность измерения возрастает от 0% до 25-30%, что является неприемлемым согласно ГОСТ.Р.8.615. Также по графикам видно, что при различном влагосодержании сходимость погрешностей измерений плотности лучше, чем сходимость погрешностей измерений массового расхода.

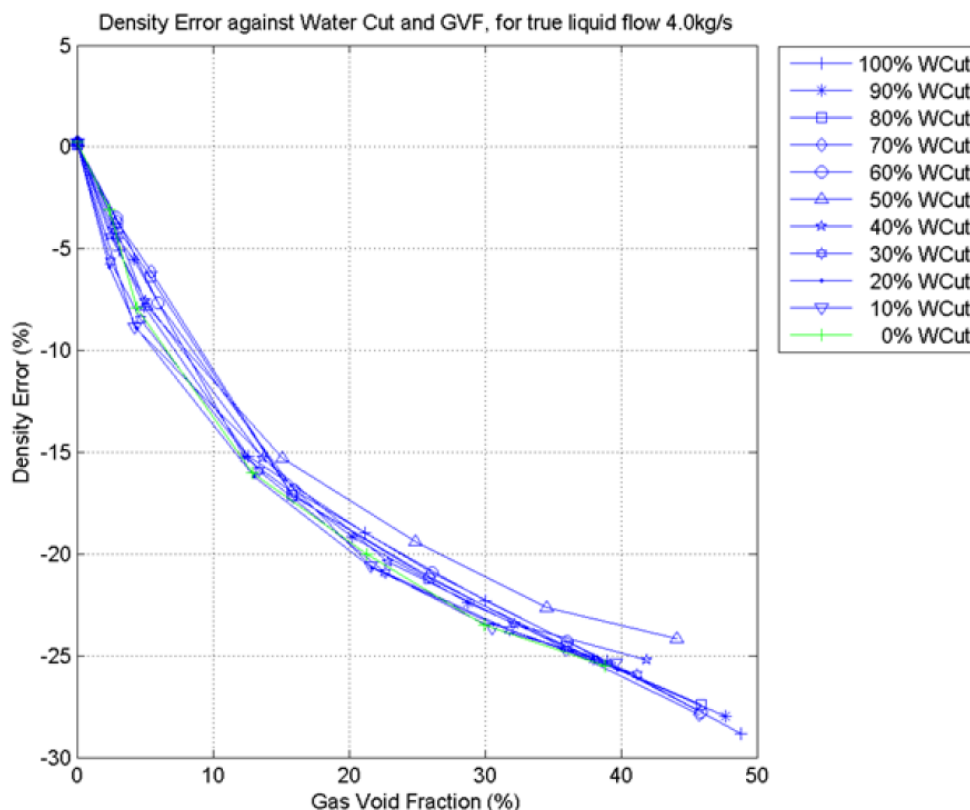


Рис.3 – Влияние газовой фазы в жидкостном потоке на погрешность измерения плотности при различном влагосодержании.

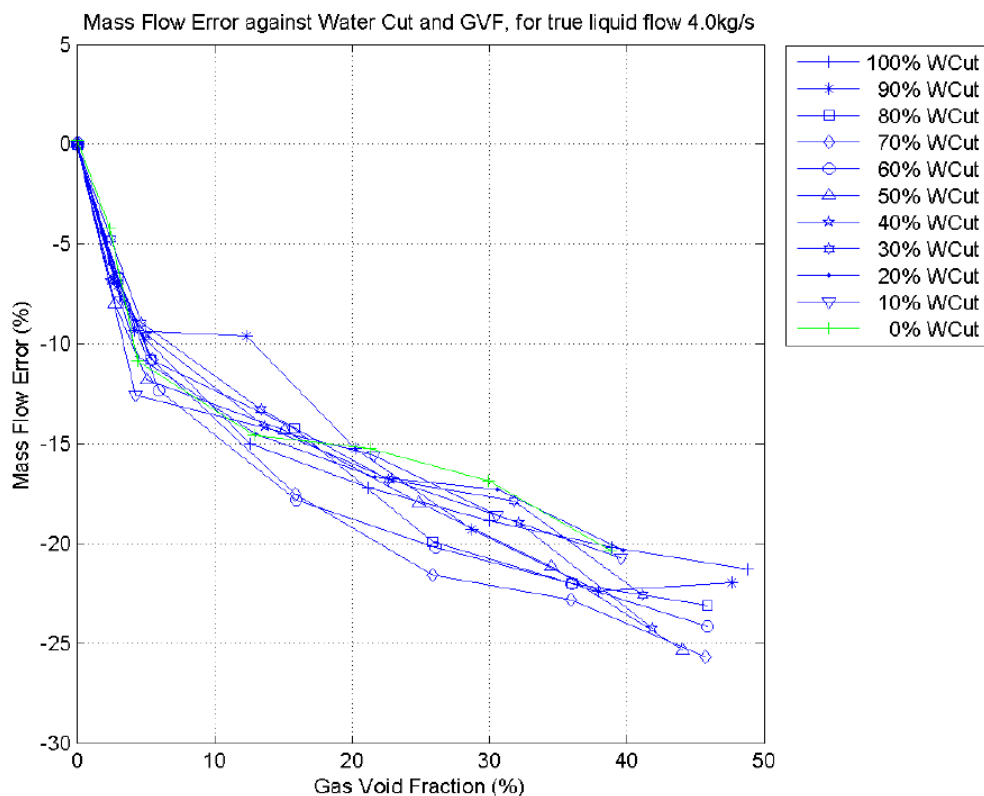


Рис.4 – Влияние газовой фазы в жидкостном потоке на погрешность измерения массового расхода при различном влагосодержании.

На базе МКР (Invensys) построен МФР NetOil&Gas [3], в котором применяются обучаемые нейронные сети для коррекции погрешностей измерений массового расхода и плотности при наличии двухфазного потока. Нейронные сети обучаются на базе эмпирических данных.

Однако, из-за различного состава продукции скважины, в том числе вязкостей, плотностей нефти и газа, состава нефти и попутного нефтяного газа, состава солей и механических примесей, количество таких эмпирических данных стремится к бесконечности. Также, самое главное, для обучения нейронной сети вычислителя беспарационного средства измерения (далее – БСИ) «правильному» расходу массы жидкости или газа в составе двухфазного потока необходимо достоверно знать с требуемой точностью, какой массовый расход жидкости и газа в данный момент проходит через БСИ. Таким образом, чтобы обучить нейронную сеть БСИ «правильным» расходу массы, плотности жидкости или газа в составе двухфазного потока и снизить погрешность измерения, требуется либо еще одна измерительная установка и месяцы совместной работы для обучения, либо множество моделей ГЖС, учитывающих многокомпонентный состав жидких и газообразных углеводородов, воды, солей и мех. примесей, полученных в лабораторных условиях при широком диапазоне рабочих давлений и температур. В условиях, когда влагосодержание и газовый фактор добываемой сырой нефти варьируются от скважины к скважине, строго говоря,

достоверность метрологических характеристик должна исследоваться применительно к каждой скважине и каждой модели БСИ.

Максимально допустимое содержание свободной газовой фазы в жидкостном потоке МФР NetOil&Gas [3] составляет 50% при расходе  $0.5 \cdot Q_{ном}$  (Табл.1), а при расходе  $Q_{ном}$  допустимое содержание газовой фазы стремится к нулю (Рис.5). Максимально допустимая плотность нефти МФР NetOil&Gas [3] – 870 кг/м<sup>3</sup> при ст.у. Вязкость сырой нефти (жидкости) МФР NetOil&Gas – до 50 сП (до 57.47 сСт).

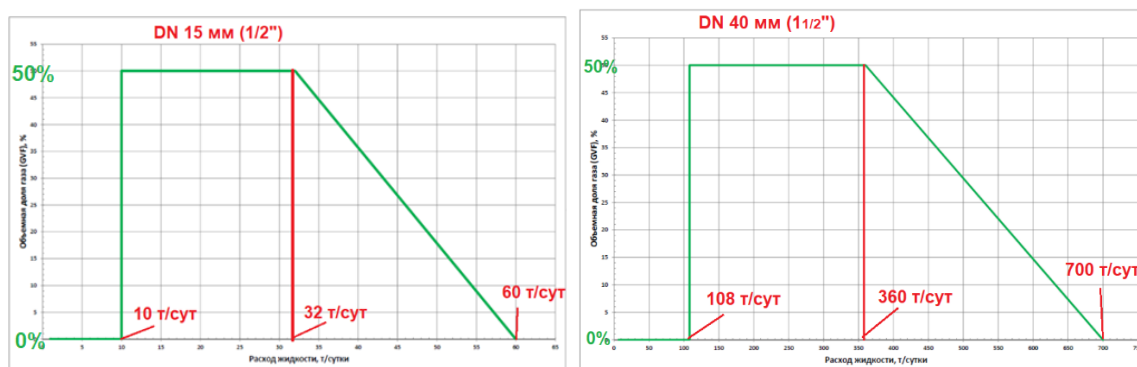


Рис.5 – Допустимое содержание газа (от 0% до 50%) в зависимости от расхода массы среды при измерении МФР NetOil&Gas при наличии двухфазного потока.

Табл.1 - Диапазон измерения МФР NetOil&Gas массового расхода жидкости при объемной доле газа 50% [3]

DN МФР NetOil&Gas	DN 15 мм (1/2")	DN 25 мм (1")	DN 40 мм (1 1/2")	DN 50 мм (2")	DN 80 мм (3")
Диапазон расхода жидкости $Q_{мин} \dots 0.5 \cdot Q_{ном}$ , т/сут	10...32	43...144	108...360	173...576	410...1368

Таким образом, применение NetOil&Gas именно в качестве МФР возможно лишь в частных случаях при небольших плотностях и вязкостях сырой нефти в узком диапазоне расходов жидкости и при небольшом газовом факторе. В остальных случаях МФР NetOil&Gas требует предварительного сепарирования двухфазного потока на жидкую и газовую фазы. В статье [2] указано, что в состав измерительной установки кроме МФР NetOil&Gas включен сепаратор, предназначенный для расширения рабочего диапазона в сторону малых расходов и высокого содержания газовой фазы в составе потока ГЖС.

Рассмотрим вопрос применения других МКР для измерения потока ГЖС. Для большинства МКР измерение двухфазного потока (жидкость + газ) является нештатной ситуацией. Допустимое содержание газа в двухфазном потоке зависит от вязкости,

поверхностного натяжения и размеров пузырьков в ГЖС. И очень сильно этот параметр зависит от расхода: чем выше расход, тем ниже допустимое содержание газа в двухфазном потоке (Рис.5, Табл.2).

В таблице 2 представлены типовые марки массовых расходомеров различных производителей и их применимость для двухфазного потока при измерении массового расхода и плотности жидкости.

Табл.2 – Допустимое содержание газа при измерении массового расхода и плотности жидкости при наличии двухфазного потока

Параметр	Invensys Foxboro (NetOil&Gas)	KROHNE Optimass	Emerson Micro Motion	Endress Hauser Promass	Yokogawa Rotomass	Эмис Эмис- МАСС
Допустимое содержание газовой фазы для расхода $0.5 \cdot Q_{ном}$ , % об.	0...50	0 ... 100	0...10	н.д.	для различных моделей: 0...7, 0... 30, 0...50, 0...100	3
Допустимое содержание газовой фазы для расхода $Q_{ном}$ , % об.	0	н.д.	0	н.д.	0	н.д.
Допустимое содержание газовой фазы при калибровке нулевой точки, % об.	н.д.	0	0	0	0	0

На Рис.6 и Рис.7 представлены графики погрешностей МКР при измерениях массового расхода и плотности при увеличении газовой фазы в потоке ГЖС, полученные при моделировании двухфазного потока вода+воздух.

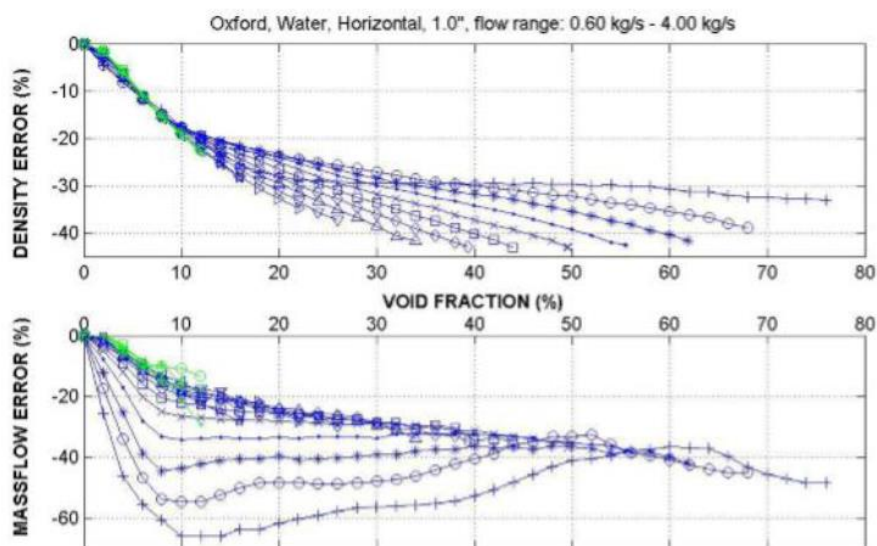


Рис.6 – Увеличение погрешности измерения массового расхода при увеличении газовой фазы в ГЖС (модель, вода+воздух).

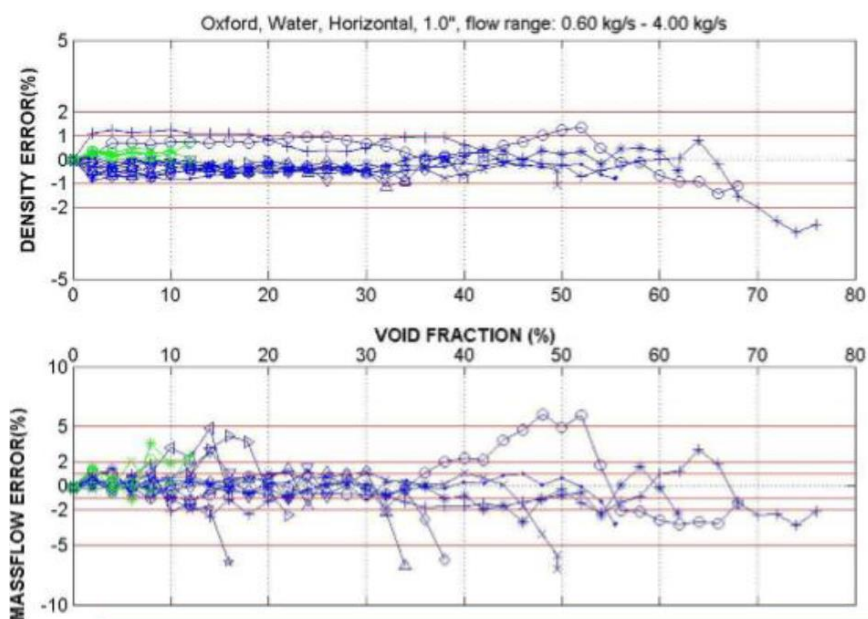


Рис.7 – Коррекция погрешности измерения массового расхода при увеличении газовой фазы в ГЖС (модель, вода+воздух).

Для различных конструкций МКР разброс погрешностей измерений массового расхода и плотности уникальны. Однако, анализ опубликованных результатов четко показывают, что при измерении расхода многофазных сред кориолисовыми расходомерами погрешность измерений может достигать 200%. Характер и закономерность погрешностей обуславливается рядом факторов: размер пузырьков, размер частиц мех. примесей, плотность и вязкость жидкости, сила поверхностного натяжения, рабочее давление в МКР, степень турбулентности, величина расхода,

резонансная частота расходомера, конструкция сенсора и его размер. Проблема значительного ухудшения точности в измерениях массового расхода и плотности многофазных сред кориолисовыми расходомерами показывает узкую применимость экспериментальных результатов и получаемых метрологических характеристик, поскольку вариации каждого из этих факторов должны обязательно учитываться [5].

Для каждого МКР после окончания монтажа, подачи рабочего давления и температуры или при изменении рабочих условий измеряемой среды рекомендуется выполнить калибровку нулевой точки. Для обеспечения правильного выполнения калибровки нулевой точки требуется соблюдать следующие указания [4,6]:

- Первичный преобразователь должен быть полностью заполнен измеряемой средой при предполагаемом рабочем давлении и рабочей температуре.
- Измеряемая среда не должна содержать включений воздуха или газа (Табл.2).
- Необходимо уменьшить расход до нуля через МКР, плотно перекрыв соответствующие клапаны на входе и выходе МКР (Рис.8).

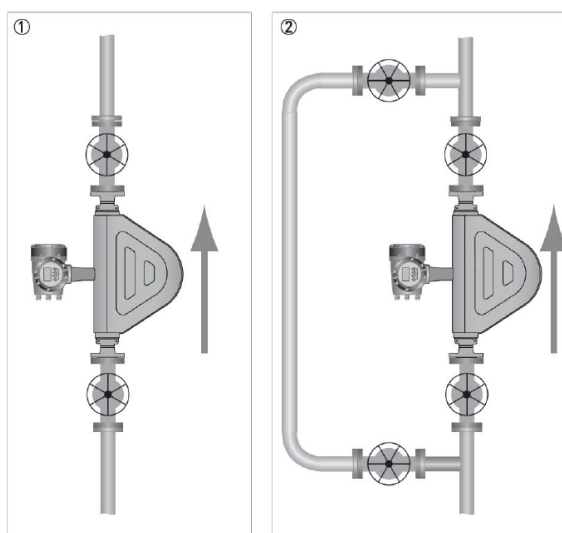


Рис.8 – Применение запорной арматуры для калибровки нулевой точки.

Возможные причины, из-за которых калибровка нулевой точки не выполняется [6]:

- Наличие потока рабочей среды. Запорные клапаны закрыты недостаточно плотно.
- Наличие остаточных газовых включений в первичном преобразователе.

Для большинства МКР есть требования к монтажу первичного прибора для измерения массового расхода и плотности жидкой фазы, исключающей наличие газовой фазы (Рис.9).



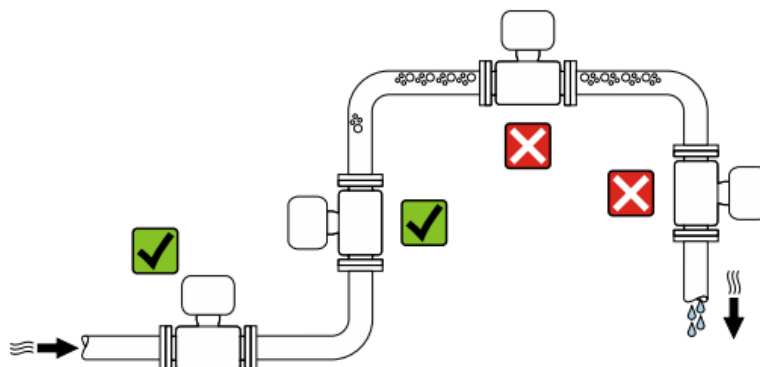


Рис.9 – Требования к монтажу МКР для измерения жидкостей [4].

В массовых расходомерах KROHNE Optimass, Invensys Foxboro (NetOil&Gas), Yokogawa Rotamass и других массомерах применяются технологии, с помощью которых осуществляется непрерывность и воспроизводимость измерений при вовлечении газовой фазы на небольшой промежуток времени. Эта технология оставляет МКР работоспособным, однако, заявленная точность измерений массового расхода и плотности уже не гарантируется. Такая технология полезна лишь для индикации нештатной ситуации, выход за пределы нормальной работы прибора (Рис.10).



Символ	Буква	Сигнал состояния	Описание и последствие
⊗	F	Отказ	Измерение невозможно
⚠	S	Вне допуска	Измерения проводятся, однако уже не достаточно точно, и должны быть перепроверены
⚠	M	Требуется техническое обслуживание	Измерения ещё точные, но вскоре это может измениться
⚠	C	Проверка работоспособности	Функция тестирования активна. Отображаемое на экране или передаваемое измеренное значение не соответствует действительным показаниям.
ℹ	I	Информация	Отсутствует непосредственное влияние на измерения

Рис. 10 – Индикация массового расходомера KROHNE Optimass при вовлечении газа во время процесса измерения массового расхода и плотности жидкости.

Таким образом, технологии контроля газовой фазы в жидкости не являются панацеей для применения в бессепарационном режиме. А погрешности могут в разы, десятки и даже сотни раз превышать значения, указанные в эксплуатационной документации МКР. Для обеспечения нормального режима работы МКР требуется предварительная сепарация газовой фазы из газожидкостного потока.

### 3. Массовые расходомеры в сепарационных системах и установках

Сепарационные системы и установки – это устройства, в которых с помощью сепарационного аппарата предварительно проводится разделение двухфазного

потока ГЖС на жидкую и газовую фазы, а затем выполняется измерение дебита сырой нефти (жидкая фаза) и свободного нефтяного газа (газовая фаза). В большинстве случаев для измерения массового расхода сырой нефти применяются массовые кориолисовые расходомеры (далее - МКР).

Итак, для всех МКР наличие двухфазного потока является нештатной ситуацией и нежелательным выходом за пределы спецификации нормального режима работы МКР. Чтобы свести к минимуму или исключить наличие двухфазного потока через МКР применяются сепараторы (Рис.11).

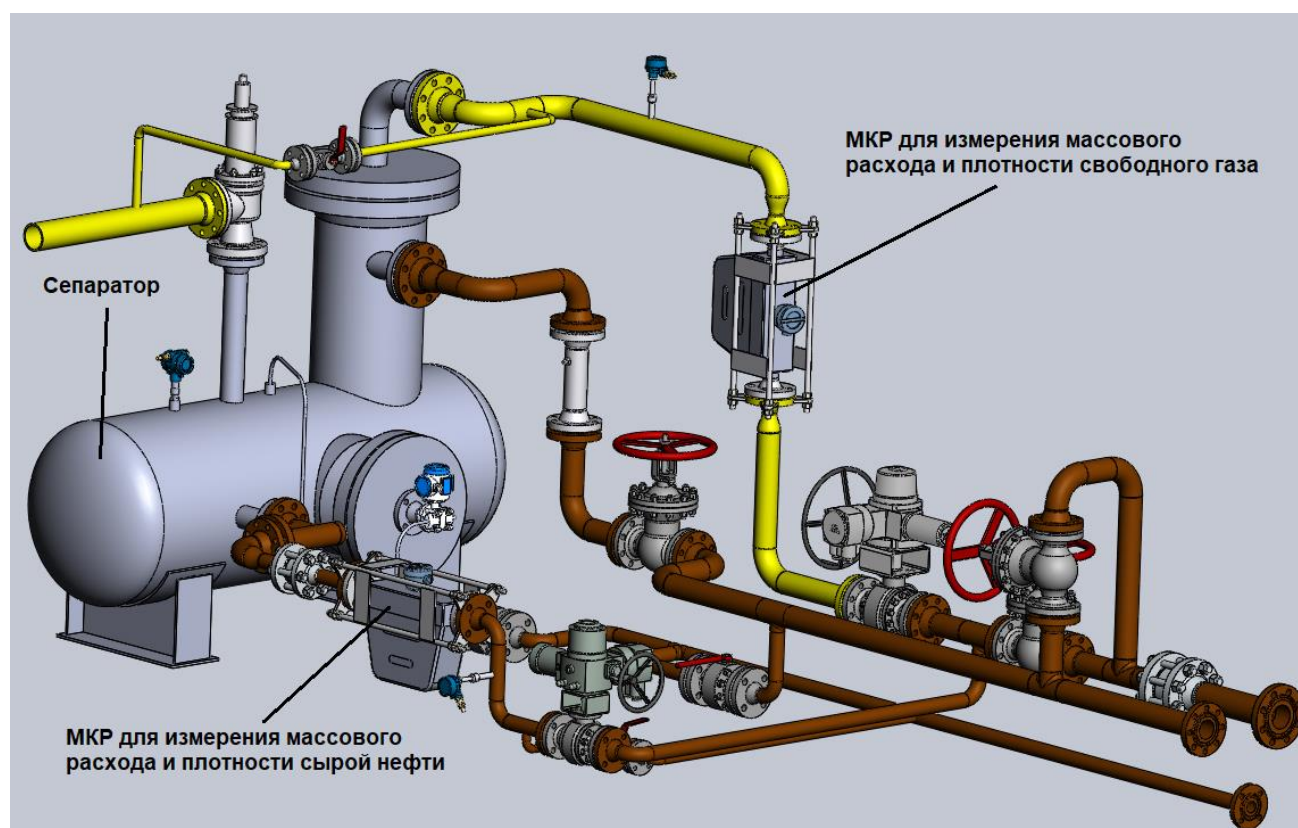


Рис.11 – Сепарационная установка с сепаратором и системой измерения «СИДС.С» с применением МКР Emerson Micro Motion [7].

Система измерения «СИДС.С» в составе сепарационной установки с помощью применения МКР на измерительных линиях сырой нефти и свободного газа\* согласно аттестованной методике выполнения измерений (далее – МВИ) реализует в автоматическом режиме:

- Учет остаточного окклюдированного газа, уносимого в линию измерения сырой нефти;
- Учет растворенного газа, уносимого в линию измерения сырой нефти;
- Учет капельной жидкости, уносимой в линию измерения свободного газа\*;
- Измерение массового расхода и массы брутто и нетто сырой нефти;
- Измерение массы балласта (пластовая вода, мех. примеси);

- Измерение объемного расхода и объема попутного нефтяного газа в р.у. с приведением к ст.у.

*\*Примечание.* На измерительной линии газа также может применяться объемный счетчик-расходомер газа. В таком случае учет капельной жидкости, уносимой в линию измерения свободного газа, выполняется иным способом по отдельной аттестованной методике измерений.

В зависимости от суточного дебита продукции нефтегазовой скважины, вязкости сырой нефти, давления и температуры среды и наличия сероводорода, применяются различные типы материалов и конструкции сепараторов (Рис.12).

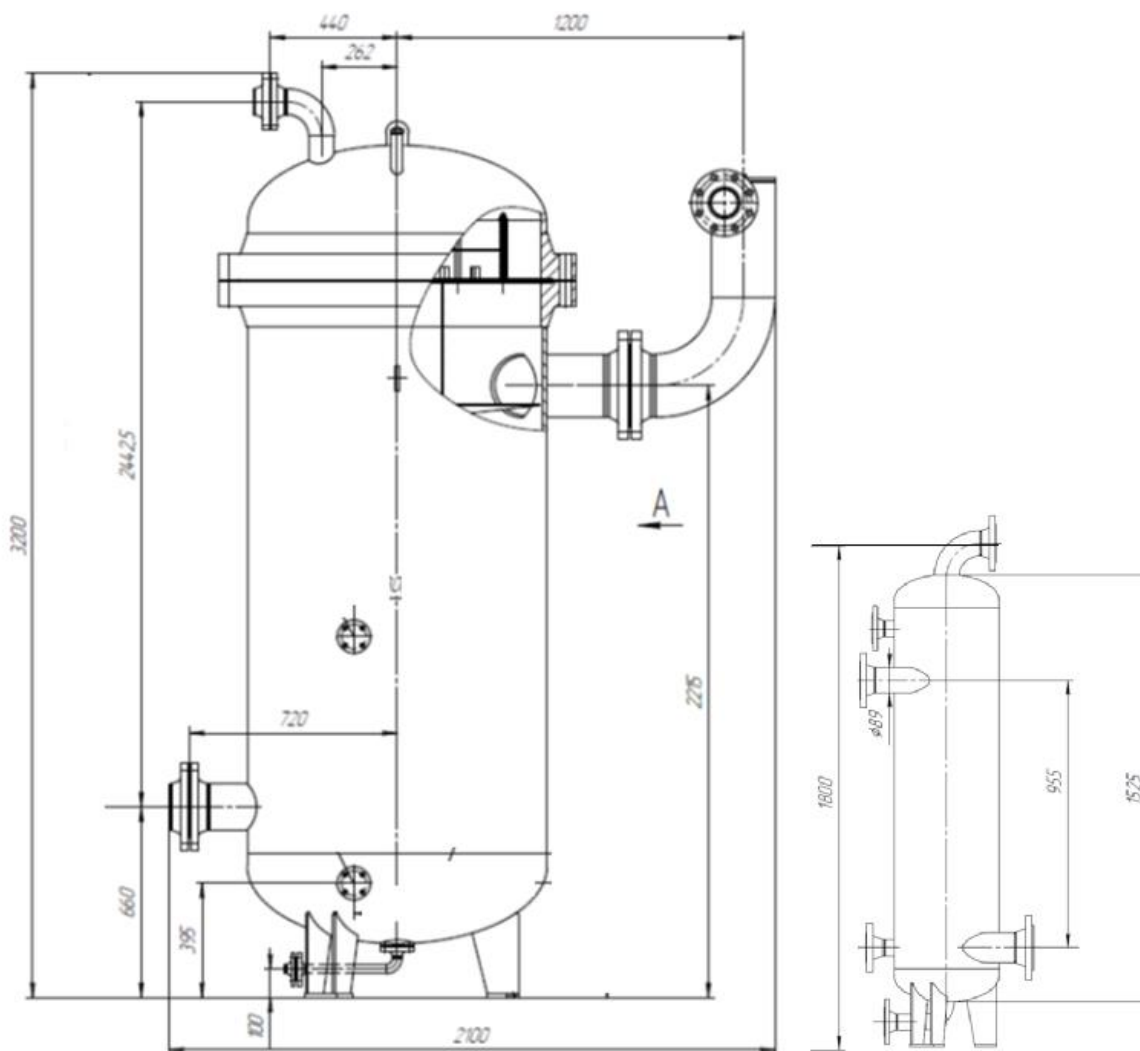


Рис.12 – Примеры сепараторов для разных условий измерения.

Монтаж, калибровка нулевой точки, эксплуатация, техническое обслуживание и, главное, измерительные функции и поверка МКР соответствуют требованиям

эксплуатационной документации МКР, нормальному режиму работы МКР и удобству их обслуживания в составе сепарационных установок.

Таким образом, применение сепарационных аппаратов при измерении дебита продукции нефтяной скважины с помощью МКР является необходимым условием, так как сепараторы выполняют предварительное отделение газовой фазы из газожидкостного потока в рабочих условиях для обеспечения нормального режима работы МКР и осуществляют удаление газовых включений в первичном преобразователе для калибровки нулевой точки МКР.

**Список источников:**

1. Разработка и исследование системы метрологического обеспечения измерений и учёта попутного нефтяного газа (на примере ОАО «Саратовнефтегаз»). Руденко В. А.
2. Метод и промышленная установка для измерения многофазного потока на базе кориолисового расходомера. Лепехин А.Г., Крошкин А. Н., Черников А.В.
3. Описание типа СИ «Расходомеры многофазные NetOil&Gas».
4. Инструкция по эксплуатации Proline Promass F 300.
5. Измерения расхода с помощью кориолисовых расходомеров в случае двухфазного потока. Применение кориолисовых расходомеров в свете выхода ГОСТ Р 8.615-2005. В.Кравченко, М.Риккен.
6. MFC 400 Руководство по эксплуатации (Optimass).
7. Описание типа СИ «Системы измерения дебита скважин «СИДС.С».