

# Измерение двухфазного потока Micro Motion® (Advanced Phase Measurement - APM)

Руководство по Применению



## Сообщения по безопасности

В тексте руководства содержатся сообщения по безопасности для защиты персонала и оборудования. Перед переходом к следующему этапу процедуры внимательно прочитайте сообщение по безопасности.

## Служба поддержки Emerson Flow

Email:

- Общемировой: [flow.support@emerson.com](mailto:flow.support@emerson.com)
- Азиатско-тихоокеанский регион: [APflow.support@emerson.com](mailto:APflow.support@emerson.com)

Телефоны:

Северная и Южная Америка		Европа и Средний Восток		Азиатско-тихоокеанский регион	
США	800-522-6277	Великобритания	0870 240 1978	Австралия	800 158 727
Канада	+1 303-527-5200	Нидерланды	+31 (0) 318 495 555)	Новая Зеландия	099 128 804
Мексика	+41 (0) 41 7686 111	Франция	0800 917 901	Индия	800 440 1468
Аргентина	+54 11 4837 7000	Германия	0800 182 5347	Пакистан	888 550 2682
Бразилия	+55 15 3413 8000	Италия	8008 77334	Китай	+86 21 2892 9000
Венесуэла	+58 26 1731 3446	Центральная и Восточная	+41 (0) 41 7686111	Япония	+81 3 5769 6803
		Россия/СНГ	+74959959559	Южная Корея	+82 2 3438 4600
		Египет	0800 000 0015	Сингапур	+65 6777 8211
		Оман	800 70101	Таиланд	001 800 441 6426
		Катар	431 0044	Малайзия	800 814 008
		Кувейт	663 299 01		
		Южная Африка	800 991 390		
		Саудовская Аравия	800 844 9564		
		ОАЭ	800 0444 0684		

# Содержание

<b>1</b>	<b>Перед началом работы .....</b>	<b>1</b>
1.1	Об этом руководстве .....	1
1.2	О ПО приложения АРМ .....	1
1.3	Требования ПО приложения АРМ .....	2
1.4	Терминология и определения .....	3
<b>2</b>	<b>Варианты измерений и конфигурирование .....</b>	<b>7</b>
2.1	Определение расхода жидкости при газовых включениях .....	7
2.2	Определение нетто объема нефти при газовых включениях .....	11
2.3	Определение расхода газа при включениях жидкости .....	14
<b>3</b>	<b>Дополнительное конфигурирование .....</b>	<b>19</b>
3.1	Конфигурирование просмотра и вывода переменных процесса .....	19
3.2	Конфигурирование журнала архива сумматора для включения контрактных сумматоров АРМ.....	22
3.3	Конфигурирование событий .....	22
<b>4</b>	<b>Работа преобразователя .....</b>	<b>23</b>
4.1	Просмотр переменных процесса .....	23
4.2	Просмотр контрактных сумматоров .....	23
	<b>Приложение А Данные и параметры приложения АРМ.....</b>	<b>25</b>
A.1	Параметры конфигурации приложения АРМ .....	25
A.2	Modbus интерфейс конфигурационных параметров.....	25
A.3	Modbus интерфейс данных процесса .....	27
	<b>Приложение В Стандартные приложения и другая информация.....</b>	<b>31</b>
B.1	АРМ с двухфазным сепаратором .....	31
B.2	АРМ с трехфазным сепаратором.....	32
B.3	АРМ на устье скважины.....	33
B.4	Определение порогового значения уровня сигнала на возбуждающей катушке.....	33
	<b>Приложение С Оптимальные условия при измерении двухфазного потока ...</b>	<b>35</b>
C.1	Измерение расхода жидкости при газовых включениях .....	35
C.2	Измерение расхода газа при включениях жидкости.....	37
C.3	Определение плотности .....	38



# 1 Перед началом работы

## Темы данной главы:

- Об этом руководстве
- О ПО приложения АРМ
- Требования ПО приложения АРМ
- Терминология и определения

## 1.1 Об этом руководстве

Данное руководство содержит информацию, которая поможет Вам при конфигурировании и эксплуатации лицензионного ПО приложения измерения двухфазного потока (Advanced Phase Measurement - АРМ) преобразователя 5700. Данное руководство содержит также ограниченную дополнительную информацию об установке и конфигурировании преобразователя Модели 5700, непосредственно связанную с ПО приложения измерения двухфазного потока (Advanced Phase Measurement - АРМ). Полную информацию можно найти в руководствах по установке сенсора и преобразователя или в руководстве по конфигурированию преобразователя.

### 1.1.1 Дополнительная документация Micro Motion

**Таблица 1-1: Дополнительная документация для установки приложения АРМ**

Документ	Использование
Руководство по установке сенсора соответствующей модели	Установка и подключение сенсора
Преобразователи Micro Motion Модели 5700: Руководство по установке	Установка и подключение преобразователя Micro Motion Модели 5700
Преобразователи Micro Motion Модели 5700: Руководство по конфигурированию	Конфигурирование, работа, обслуживание, поиск и устранение неисправностей для функций преобразователя, не связанных с приложением АРМ
Руководство пользователя ProLink III	Установка и использование ProLink III
Инструменты интерфейса Modbus (Modbus Interface Tool)	Программирование хоста Modbus
Руководство по измерению концентрации	Конфигурирование и использование приложения измерения концентрации

## 1.2 О ПО приложения АРМ

ПО приложения измерения двухфазного потока (Advanced Phase Measurement - АРМ) повышает качество долгосрочных измерений расхода при периодическом двухфазном потоке, причём, как при наличии газа в потоке жидкости, так и при наличии жидкости в газовом потоке. В комбинации с ПО Net Oil (объём чистой нефти) или Concentration Measurement (измерение концентрации) приложение АРМ также поддерживает измерение концентрации жидкости, объёма чистой нефти и/или объёмного содержания газа (Gas Void Fraction- GVF).

Есть три варианта измерений ПО приложения APM: жидкость с содержанием газа (Liquid with Gas), объем чистой нефти (Net Oil) и газ с содержанием жидкости (Gas with Liquid).

---

**Примечание**

Каждый вариант лицензируется отдельно и должен быть заказан вместе с преобразователем.

---

**Таблица 1-2: Варианты лицензии на ПО приложения APM**

Вариант лицензии (код заказа)	Технологическая жидкость	Требуемые измерения
Жидкость с газом (PL) <sup>(1)</sup>	Жидкость с вовлеченным газом	Расход жидкости и суммарный расход, объемное содержание газа (GVF)
Объем чистой нефти (PO) <sup>(2)</sup>	Смесь нефти, и воды	Нетто расход нефти (чистая нефть при условиях приведения) и нетто расход воды, суммарные расходы, объемное содержание газа
Газ с жидкостью (PG)	Газ с вовлеченной жидкостью	Расход газа и суммарные расходы

(1) Может комбинироваться с кодами PO или CM (измерение концентрации).

(2) Может комбинироваться с кодом PL APM.

## 1.3 Требования ПО приложения APM

Убедитесь, что Ваша установка соответствует следующим требованиям.

### Требования к преобразователю

ПО APM доступно только в преобразователях модели 5700 интегрального монтажа, в конфигурации для 9-проводного удаленного монтажа или в комбинации с любым усовершенствованным базовым процессором модели 800.

### Требования к сенсору

ПО APM совместимо с любым сенсором, который поддерживается преобразователем модели 5700, кроме сенсоров H300, F300 или любых сенсоров Серии T, из-за ограниченных эксплуатационных характеристик при работе с двухфазными технологическими средами. Данное ПО не совместимо со стандартным базовым процессором модели 700.

### Требования к установке и подключению кабелей

- Следуйте указаниям по установке и подключению кабелей, приводимым в руководствах по монтажу сенсора и преобразователя.
- Определите и выполните все характерные для конкретного случая применения требования по монтажу, приведенные в настоящем руководстве.
- Используйте рекомендации по монтажу для приложений с вовлеченным газом/дозированием в режиме “пустой-полный-пустой”. См. Приложение С.

- Если вы собираетесь использовать измерение нетто объема нефти с внешним датчиком обводнённости:
  - Канал D в конфигурируемом преобразователе 5700 должен быть разрешен (активирован) и должен быть настроен на mA вход, соединенный с датчиком обводненности, и соответствующим образом сконфигурирован. Интеграция на основе протокола HART в настоящее время не поддерживается.
  - Для ввода и передачи в преобразователь 5700 Ethernet сигнала датчика обводнённости требуется внешняя хост-система.

---

#### Примечание

Ввод данных обводнённости не предусмотрен для версии 1.x преобразователя модели 5700 Fieldbus.

---

### Конфигурирование и работа

Для конфигурирования приложения APM вы можете воспользоваться вариантом интерфейса, уже применяемого для конфигурирования преобразователя:

- Дисплей преобразователя
- ProLink III вер. 3.2 или более поздней
- Полевой коммуникатор (только конфигурируемые преобразователи модели 5700 и модели 5700 Fieldbus).
- Хост-система Fieldbus (только преобразователи модели 5700 Fieldbus)
- Веб-браузер (только преобразователи модели 5700 Ethernet)

Поскольку многие из технологических данных ПО APM невозможно назначить какому-либо выходу (например, контрактные сумматоры), для извлечения данных необходимо использовать одну из следующих хост-систем, в зависимости от типа выхода преобразователя:

- Для конфигурируемого преобразователя модели 5700 требуется подключение по протоколу Modbus/RS-485 Канала E, который должен быть разрешён (активирован), к хост-системе протокола Modbus для сбора и обработки данных.
- Для преобразователя модели 5700 Ethernet требуется подключение по протоколу Ethernet/IP и соответствующая хост-программа для сбора технологических данных ПО APM.
- Для преобразователя модели 5700 Fieldbus требуется подключение по протоколу FOUNDATION Fieldbus H1 и Fieldbus хост для считывания технологических данных ПО APM.

## 1.4 Терминология и определения

В ПО приложения APM и в данном руководстве используются термины, приведенные ниже.

<b>Correction - Приведение</b>	Расчет значения переменной процесса при температуре приведения, начинающийся со значения переменной процесса при рабочих условиях (измеренное значение).
<b>Uncorrected density - Неприведённая плотность</b>	Плотность технологической жидкости при рабочих условиях.
<b>Corrected density - Приведённая плотность</b>	Плотность технологической жидкости при температуре приведения.
<b>Uncorrected volume - Неприведённый объем</b>	Объем технологической жидкости при рабочих условиях.
<b>Corrected volume - Приведённый объем</b>	Объем технологической жидкости при температуре приведения.
<b>Mixture - Смесь, эмульсия</b>	Рабочая жидкость до сепарации, то есть комбинация нефти и воды или нефти, воды и газа.
<b>Water cut – Обводненность</b>	Содержание воды в жидкой смеси в процентах, %.
<b>External water cut – Обводненность от внешнего устройства</b>	Значение обводненности, измеренное внешним устройством и вводимое в ПО АРМ по mA входу, Ethernet или Fieldbus.
<b>Density-based water cut – Обводненность, рассчитанная по данным о плотности</b>	Значение обводненности измеренное ПО АРМ на основе текущего значения плотности технологической жидкости и зависимости плотность/обводнённость, основанной на вводимых пользователем значениях плотности чистой нефти и воды при температуре приведения.
<b>Density determination – Определение плотности</b>	Процедура, используемая для определения значений приведенной плотности чистой нефти и приведенной плотности воды – оба необходимы в варианте ПО Net oil (определение нетто объема нефти).
<b>Net - Нетто</b>	Измерение одной составляющей технологической жидкости, напр. только нефти, только воды
<b>Entrained, entrainment – Вовлеченный, вовлечение</b>	Наличие небольшого количества газа в потоке жидкости или жидкости в газовом потоке.
<b>Remediated – Скорректированное значение</b>	Поправка, применяемая алгоритмом АРМ к измеренной переменной процесса, для исправления ошибок, связанных с условиями двухфазного потока.
<b>Unremediated – Нескорректированные значения</b>	Измеренные значения переменных без поправки алгоритма АРМ. В условиях двухфазного потока эти переменные представляют полную смесь или весь поток (например, вода, нефть и газ).
<b>Contract total – Контрактные сумматоры</b>	До четырех, определенных пользователем сумматоров, которые используются для измерения продукции.

<b>Contract period – Контрактный период</b>	24-часовой отрезок времени, во время которого увеличиваются значения контрактных сумматоров. Контрактные сумматоры сбрасываются в начале каждого контрактного периода.
<b>Contract hour – Контрактный час</b>	Значения контрактных сумматоров записываются, а затем сбрасываются в начале контрактного часа.
<b>Gas void fraction – Объёмное содержание газа</b>	Отношение объёма газа к полному объёму смеси в рабочих условиях.
<b>Drive gain threshold – Пороговое значение уровня сигнала на возбуждающей катушке</b>	Максимальное ожидаемое значение уровня сигнала на возбуждающей катушке в условиях однофазного потока при типичных рабочих условиях. При превышении порогового значения в измерения вносятся поправки (коррекция) в соответствии с установками ПО АРМ. Дополнительная информация содержится в Разделе В.4.
<b>Pre-mist averaging period – Преддисперсионный период усреднения</b>	Период условий стабильного газового потока до события вовлечения жидкости. Период усреднения конфигурируется пользователем в “n” секунд. После завершения события вовлечения жидкости индицируется средний расход за этот период.
<b>Post-mist adjustment delay – Задержка последисперсионной подстройки</b>	Период условий стабильного газового потока после события вовлечения жидкости. Средний расход за этот период сравнивается со средним расходом в преддисперсионный период и индицируемый расход корректируется максимум на +/- 10% от измерений до полной корректировки всех расхождений.
<b>Period averaged output (PAO) – Усреднённый выход</b>	Скользящие средние с подстраиваемым периодом усреднения, которые помогают определять тенденции в данных с большим количеством шума. Доступные усреднённые выходы: массовый расход, плотность, объёмный расход, чистый расход нефти, обводненность при рабочих и приведённых условиях, объёмное содержание газа и температура. Отчетный интервал используется для подстройки периода усреднения.
<b>Shrinkage - Усадка</b>	Изменение объёма жидкости между точкой измерения и складским резервуаром из-за испарения легких углеводородов, вызываемое меньшим давлением в складском резервуаре относительно точки образования пузырьков в нефти. Коэффициент усадки вводится пользователем, по результатам PVT испытаний (давление-объем-температура) нефти.
<b>Shrinkage Meter Factor – Коэффициент усадки</b>	Используется как обычный M-фактор при поверке расходомера по жидкости в условиях складского резервуара.

Перед началом работы

## 2 Варианты измерений и конфигурирование

### Темы данной главы:

- *Определение расхода жидкости при газовых включениях*
- *Определение нетто объема нефти при газовых включениях*
- *Определение расхода газа при включениях жидкости*

### 2.1 Определение расхода жидкости при газовых включениях

Этот вариант измерений повышает достоверность измерения расхода жидкости в потоке, состоящем из жидкости с периодическими включениями газа или в потоке жидкости с известной плотностью в условиях постоянных включений газа.

---

#### Примечание

Вариант измерения расхода жидкости при газовых включениях также может быть объединен с вариантом измерения объема чистой нефти (Net Oil) или измерения концентрации.

---

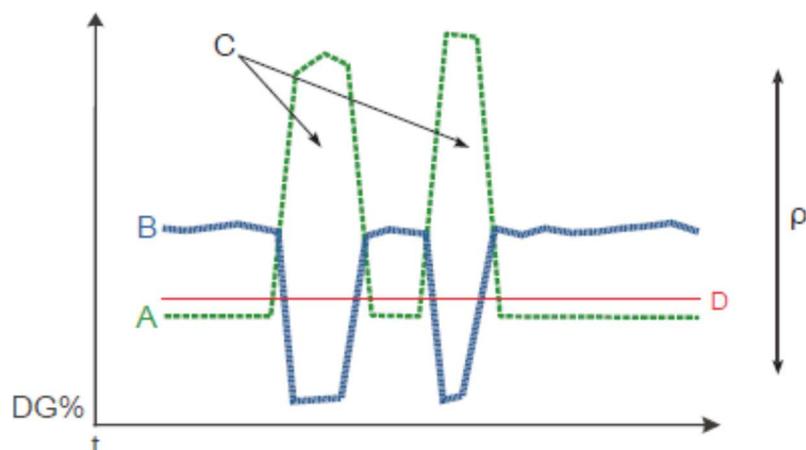
#### Процесс измерений расхода жидкости при газовых включениях

Вовлеченный газ или пузырьки в технологической жидкости могут существенно понизить точность измерения объемного расхода жидкости через Кориолисовый расходомер. Поскольку пузырьки вытесняют часть жидкости в потоке, измеренный объем смеси может отличаться от фактического количества жидкости в трубопроводе ниже по потоку.

Как определить, содержит ли жидкость газ? При наличии газовых пузырьков в потоке жидкости, уровень сигнала на возбуждающей катушке кориолисовых расходомеров возрастает, в то же время уменьшаются показания как плотности <sup>(1)</sup>, так и массового расхода <sup>(2)</sup> из-за уменьшения массы смеси жидкости и газа. Таким образом, для измерения только жидкостной фракции потока объем пузырьков необходимо не учитывать или вычитать из общего объема смеси <sup>(3)</sup>. ПО АРМ выполняет именно эту функцию, используя уровень сигнала на катушке возбуждения в качестве диагностической индикации того, что в потоке жидкости присутствуют пузырьки или вовлеченный газ, после чего подставляет значение плотности жидкости вместо результатов измерения в реальном времени в формулу расчёта объема, до тех пор, пока событие вовлечения газа не прекратится. После прохождения части потока, содержащего вовлеченный газ, на что указывает соответствующее снижение уровня сигнала на возбуждающей катушке, программное обеспечение возвращается к передаче значения объемного расхода, измеряемого в реальном времени.

- (1) *Высокочастотные сенсоры при наличии вовлеченного газа могут ошибочно сообщать о более высокой плотности технологической среды, в связи с чем их применение не рекомендуется для жидкостей с вовлеченным газом. К высокочастотным сенсорам относятся сенсоры F300, H300 и все сенсоры серии T.*
- (2) *Точность и повторяемость измерений массового расхода и плотности для жидкостей с вовлеченным газом зависит от коэффициента декаплинга сенсора и технологической среды, который находится в сложной зависимости от скорости потока, вязкости, плотности технологической среды, разности плотностей жидкости и газа, рабочей частоты сенсора, а также объемного содержания газа (GVF). Для обеспечения наибольшей достоверности измерений объемное содержание газа GVF должно быть не более 15%.*
- (3) *При необходимости, неизмеренные газы можно (и зачастую это делается) собрать отдельно (например, с помощью сепаратора) и измерить ниже по потоку.*

**Рисунок 2-1: Влияние вовлеченного газа на уровень сигнала на возбуждающей катушке и измерение плотности**



- $DG\%$  = уровень сигнала на возбуждающей катушке, %
  - $t$  = Время
  - $\rho$  = Плотность
- A. Показания уровня сигнала на возбуждающей катушке  
 B. Измеренная плотность  
 C. Интервалы присутствия газа в потоке жидкости  
 D. Пороговое значение уровня сигнала на возбуждающей катушке

Вовлеченный потоком газ влияет на уровень сигнала на возбуждающей катушке и на значение измеренной плотности. Зеленой линией (A) показана индикация уровня сигнала на возбуждающей катушке, который стабилен в большинстве условий однофазного потока. Однако, если газ вовлекается потоком жидкости, показания плотности (B) снизятся, а показания уровня сигнала на возбуждающей катушке повысятся. После прохождения вовлеченного потоком газа уровень сигнала на возбуждающей катушке возвратится к своим нормальным показаниям, и результат измерения плотности будет отражать плотность жидкости.

Программное обеспечение APM определяет наличие вовлеченного газа по резкому росту уровня сигнала на возбуждающей катушке и соответствующего уменьшения показаний плотности. Программное обеспечение непрерывно контролирует самые последние данные измерения уровня сигнала на возбуждающей катушке (до 60 минут) для определения порогового значения уровня сигнала на возбуждающей катушке. Если результат измерения превышает пороговое значение уровня сигнала на возбуждающей катушке, считается, что технологическая среда содержит вовлеченный газ, после чего выполняется корректировка.

#### Варианты типа расхода

Вариант	Описание
<b>Непрерывный (Continuous) (по умолчанию)</b>	Этот вариант следует выбирать только при ожидании стабильного расхода при нормальных рабочих условиях. Программным обеспечением APM предполагается, что свойства жидкости и расход через трубопровод неизменны, вследствие чего, кроме корректировки значений плотности и объема, возможна корректировка значения массового расхода.
<b>Переменный (Variable)</b>	Этот вариант следует выбирать, если значения расхода нестабильны, например, при дозировании, двухкаскадном регулировании, использовании насосов-качалок или иных переменных процессах. При выборе этого варианта, ПО APM будет корректировать только значения плотности и объема.

### Варианты коррекции

Если превышено пороговое значение уровня сигнала на возбуждающей катушке, расчет объема для периода высокого уровня сигнала на возбуждающей катушке может выполняться одним из двух способов.

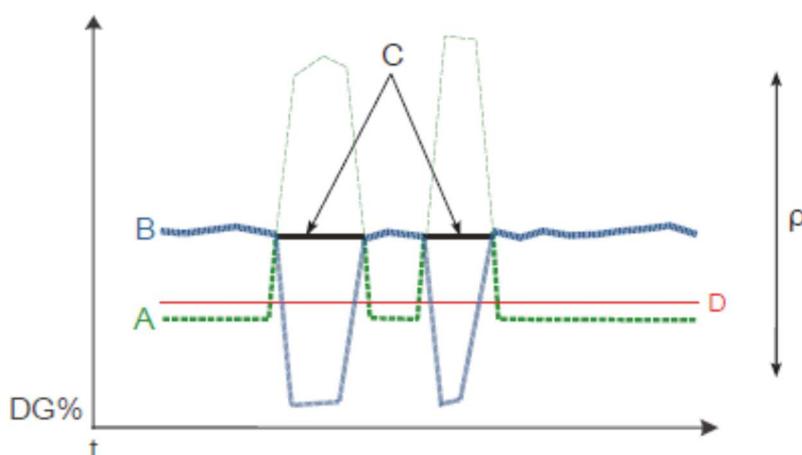
#### Вариант

**Использовать последнее значение (Hold Last Value)**

#### Описание

Для расчета объема используется сохранённое на более раннем этапе процесса значение плотности. При выборе этого варианта значение плотности непосредственно перед появлением вовлеченного газа считается постоянным на всем протяжении двухфазного потока.

**Рисунок 2-2: Работа варианта Использовать последнее значение (Hold Last Value)**



- $DG\%$  = уровень сигнала на возбуждающей катушке, %
- $t$  = Время
- $\rho$  = Плотность

A. Уровень сигнала на возбуждающей катушке

B. Измеренная плотность

C. Сохранённое значение плотности в интервалах присутствия газа в потоке жидкости

D. Пороговое значение уровня сигнала на возбуждающей катушке

На этом рисунке показано, каким образом в ПО АРМ работает функция использования сохраненного значения плотности. Зеленая линия (A) представляет значение уровня сигнала на возбуждающей катушке, а синяя линия (B) — показания плотности. При появлении газовых пузырьков в жидкости уровень сигнала на возбуждающей катушке возрастает и превышает пороговое значение (D). После этого ПО «смотрит назад» по времени и выбирает значение плотности (C), не связанное с высоким уровнем сигнала на возбуждающей катушке. Затем данное значение плотности подставляется вместо измеренного, пока уровень сигнала на возбуждающей катушке не возвратится к значениям ниже порогового значения (D). Такое подставляемое значение плотности также называется скорректированной плотностью. Пороговое значение уровня сигнала на возбуждающей катушке (D) и время «взгляда назад» определяется программным обеспечением автоматически.

**Использовать введенную плотность чистой нефти, приведенную к условиям процесса (Use Input Density of Dry Oil Converted to Line Conditions)**

Плотность чистой нефти при температуре приведения (значение, сконфигурированное пользователем) пересчитывается в плотность при температуре процесса и рассчитывается объём. В этом варианте предполагается, что весь объём при событии вовлеченного газа занимает только чистая нефть.<sup>(4)</sup>

## 2.1.1 Конфигурирование измерения жидкости при газовых включениях

Проверьте или измените параметры конфигурации.

### Примечание

Приведённые названия параметров отображаются на локальном дисплее. При использовании других интерфейсов названия параметров могут отличаться. Полный перечень всех параметров и их расположение для наиболее распространенных средств конфигурирования приведены в *Приложении А*.

**Таблица 2-1: Параметры конфигурации для измерения расхода жидкости при газовых включениях**

Параметр	Установка	Дополнительная информация
Отсечка по массовому расходу (Mass Flow Cutoff)	Ненулевое значение	В большинстве установок подходит значение по умолчанию.
Нижняя граница двухфазного потока (Two-Phase Flow Low Limit)	0 г/см <sup>3</sup>	Это - значения по умолчанию. Таким образом исключается инициация стандартной процедуры при двухфазном потоке. Вместо этого будет использован алгоритм приложения APM.
Верхняя граница двухфазного потока (Two-Phase Flow High Limit)	5 г/см <sup>3</sup> .	
Тип жидкости (Fluid Type)	Жидкость с газом (Liquid with Gas)	
Тип расхода (Production Type)	<ul style="list-style-type: none"> <li>Continuous Flow - Постоянный непрерывный расход, если расход относительно постоянен, например, стандартная перекачка, электрический погружной насос.</li> <li>Variable Flow - Изменяющийся расход, если расход в режиме старт-стоп или частые переходы между малым и большим расходом, например, станок-качалка, тестовый сепаратор, дозирование, двухэтапное регулирование.</li> </ul>	
Плотность газа при рабочих условиях (Gas @ Line)	<ul style="list-style-type: none"> <li>По умолчанию (Default) ноль, если абсолютное давление при рабочих условиях меньше 250 psi.</li> <li>Если абсолютное давление при рабочих условиях превышает 250 psi, установите параметр (Gas @ Line) в значение плотности вовлеченного газа при типовых рабочих условиях.</li> </ul>	
Время усреднения (Reporting Interval)	Период времени в минутах, в течение которого будут усредняться переменные процесса. Средние значения доступны преобразователю для передачи в хост-систему.	

(4) Этот вариант доступен только в комбинации с программным обеспечением Net Oil (вариант заказа PO). Для использования варианта ввода пользователем значения плотности жидкости в приложениях постоянного присутствия газа, не связанного с использованием программного обеспечения Net Oil, проконсультируйтесь с заводом-изготовителем.

**Таблица 2-1: Параметры конфигурации для измерения расхода жидкости при газовых включениях (продолжение)**

Параметр	Установка	Дополнительная информация
<b>Контрактные сумматоры<sup>(1)</sup></b>		
Часовой пояс (Time Zone)	Часовой пояс контрактного периода	
Особый часовой пояс (Special Time Zone)	Количество часов, которое будет вычитаться из или прибавляться к UTC. <sup>(2)</sup>	
Время начала контракта (Contract Start Hour)	Значение времени суток, когда запускается контракт. Введите время в 24-часовом формате ЧЧ:ММ, где 00:00 соответствует полуночи. Например, 18:30.	

(1) Конфигурирование контрактных сумматоров с помощью дисплея невозможно. Для конфигурирования контрактных сумматоров необходимо использовать один из других доступных программных средств конфигурирования.

(2) Это изменение оказывает влияние на часы преобразователя, используемые для всех целей, не только для контрактного периода.

## 2.2 Определение нетто объема нефти при газовых включениях

Алгоритм приложения вычисления нетто объема нефти (Net Oil) рассчитывает содержание воды в потоке жидкости так, чтобы было возможно определить нетто объем нефти и нетто объем воды. *Net Oil - Нетто объем нефти* – это объем нефти, скорректированный к температуре приведения, который содержится в брутто объеме полученной жидкости.

---

### Примечание

Вариант ПО измерения нетто объема нефти (Net Oil) может быть скомбинирован с установленным ПО измерения жидкости с вовлеченным газом, что добавит возможность коррекции влияния вовлеченного газа.

---

Этот алгоритм требует следующих данных:

- Значения расхода и температуры, измеренные расходомером.
- Плотность чистой нефти и плотность воды из этой скважины при температуре приведения. Эти значения определяются оператором и вводятся при конфигурировании. Дополнительная информация об определении плотности содержится в [Разделе С 3](#).
- Текущее значение обводненности
  - может быть измерено датчиком обводненности и предоставлено приложению АРМ по mA входу или хост системой<sup>(5)</sup> или
  - определено ПО приложения АРМ из текущего значения плотности с помощью расчета нетто объема нефти, из данных о плотности. При выборе обводненности, рассчитанной на данных о плотности, приложение АРМ будет использовать следующее уравнение для расчета обводненности.

(5) Не доступно для Модели 5700 fieldbus версии 1.x.

**Уравнение 2-1: Расчет обводненности из данных о плотности**

$$\text{Обводненность} = \frac{\rho_l - \rho_o}{\rho_w - \rho_o}$$

- $\rho_l$  = Плотность жидкости (смеси нефти/газа) по измерениям сенсора
- $\rho_o$  = Плотность нефти (рассчитанная по значениям пользователя)
- $\rho_w$  = Плотность воды (рассчитанная по значениям пользователя)

## 2.2.1 Конфигурирование измерения нетто объема нефти

### Предварительные требования

Если вы собираетесь использовать датчик обводнённости:

- Канал D в конфигурируемом преобразователе 5700 должен быть разрешен (активирован) и должен быть настроен на mA вход, соединенный с датчиком обводненности, и соответствующим образом сконфигурирован. (Интеграция на основе протокола HART в настоящее время не поддерживается.)
- Для ввода и передачи в преобразователь 5700 Ethernet сигнала датчика обводнённости требуется внешняя хост-система.

### Примечание

Использование данных датчика обводнённости не доступно для Модели 5700 fieldbus версии 1.x.

### Процедура

Проверьте или измените конфигурационные установки.

### Примечание

Приведённые названия параметров отображаются на локальном дисплее. При использовании других интерфейсов названия параметров могут отличаться. Полный перечень всех параметров и их расположение для наиболее распространенных средств конфигурирования приведены в *Приложении А*.

**Таблица 2-2: Параметры конфигурации для измерения нетто объема нефти**

Параметр	Установка	Дополнительная информация
Отсечка по массовому расходу (Mass Flow Cutoff)	Ненулевое значение	В большинстве установок подходит значение по умолчанию.
Нижняя граница плотности двухфазного потока (Two-Phase Flow Low Limit)	0 г/см <sup>3</sup>	Это - значения по умолчанию. Таким образом, преобразователь никогда не инициирует стандартную процедуру при двухфазном потоке. Вместо этого будет использован алгоритм приложения APM.
Верхняя граница плотности двухфазного потока (Two-Phase Flow High Limit)	5 г/см <sup>3</sup>	
Тип жидкости (Fluid Type)	Net Oil - Нетто объем нефти (только) или Net Oil - нетто объем нефти и Liquid with Gas - жидкость с газом.	

**Таблица 2-2: Параметры конфигурации для измерения нетто объема нефти (продолжение)**

Параметр	Установка	Дополнительная информация
Приведённая плотность нефти (Oil Density @ Ref)	Плотность чистой нефти при температуре приведения. Получена по методике определения плотности.	
Приведённая плотность воды (Water Density @ Ref)	Плотность воды при температуре приведения. Получена по методике определения плотности.	
Production Type (тип расхода)	<ul style="list-style-type: none"> <li>Continuous Flow - Постоянный непрерывный расход, если расход относительно постоянен, например, стандартная перекачка, электрический погружной насос.</li> <li>Variable Flow - Изменяющийся расход, если расход в режиме старт-стоп или частые переходы между малым и большим расходом, например, станок-качалка, тестовый сепаратор, дозирование, двухэтапное регулирование. При выборе этого варианта, дополнительный параметр Density Corrective Action – действие по коррекции плотности может быть установлен в Hold Last Value (по умолчанию) или Density Oil @ Line. Параметр Density Corrective Action не может быть сконфигурирован с помощью дисплея; необходимо использовать другой инструмент конфигурирования.</li> </ul>	
Плотность газа при рабочих условиях (Gas @ Line)	<p>Плотность вовлечённого газа.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>По умолчанию (Default) ноль, если абсолютное давление при рабочих условиях меньше 250 psi.</li> <li>Если абсолютное давление при рабочих условиях превышает 250 psi, установите параметр (Gas @ Line) в значение плотности вовлеченного газа при типовых рабочих условиях.</li> </ul>	Этот параметр используется только при комбинировании ПО Net Oil и ПО Liquid with Gas (измерения жидкости с газом).
Температура приведения (Reference Temp)	Значение температуры, к которой будут приведены измеренные значения нетто объема нефти и нетто объема воды.	
Просмотр измерений (View Production Meas)	<p>Тип данных о нетто объеме нефти, которые будут показаны на дисплее.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>При выборе Corrected to Standard – Приведённые к стандартным условиям, на дисплее будут показаны параметры <i>Watercut @ Ref</i>, <i>Net Oil Flow @ Ref</i> и т.д.</li> <li>При выборе Uncorrected – Неприведённые, на дисплее будут показаны параметры <i>Watercut @ Line</i>, <i>Net Oil Flow @ Line</i> и т.д. (при рабочих условиях).</li> </ul> <p>Этот параметр применим только если переменная процесса – нетто объем нефти сконфигурирована как переменная дисплея.</p>	
Reporting Interval	Период времени в минутах, в течение которого будут усредняться переменные процесса. Усреднённые значения доступны для извлечения хост системой.	

**Таблица 2-2: Параметры конфигурации для измерения нетто объема нефти (продолжение)**

Параметр	Установка	Дополнительная информация
<b>Контрактные сумматоры<sup>(1)</sup></b>		
Часовой пояс (Time Zone)	Часовой пояс контрактного периода.	
Особый часовой пояс (Special Time Zone)	Количество часов, которое будет вычитаться из или прибавляться к UTC. <sup>(2)</sup>	
Время запуска контракта (Contract Start Hour)	Значение времени суток, когда запускается контракт. Введите время в 24-часовом формате ЧЧ:ММ, где 00:00 соответствует полуночи. Например, 18:30.	

(1) Конфигурирование контрактных сумматоров с помощью дисплея невозможно. Для конфигурирования контрактных сумматоров необходимо использовать один из других доступных программных средств конфигурирования.

(2) Это изменение оказывает влияние на часы преобразователя, используемые для всех целей, не только для контрактного периода.

## 2.3 Определение расхода газа при включениях жидкости

Этот вариант измерений повышает достоверность измерения массового расхода газа в процессах с периодическими включениями жидкости.

### Процесс измерения расхода газа при включениях жидкости

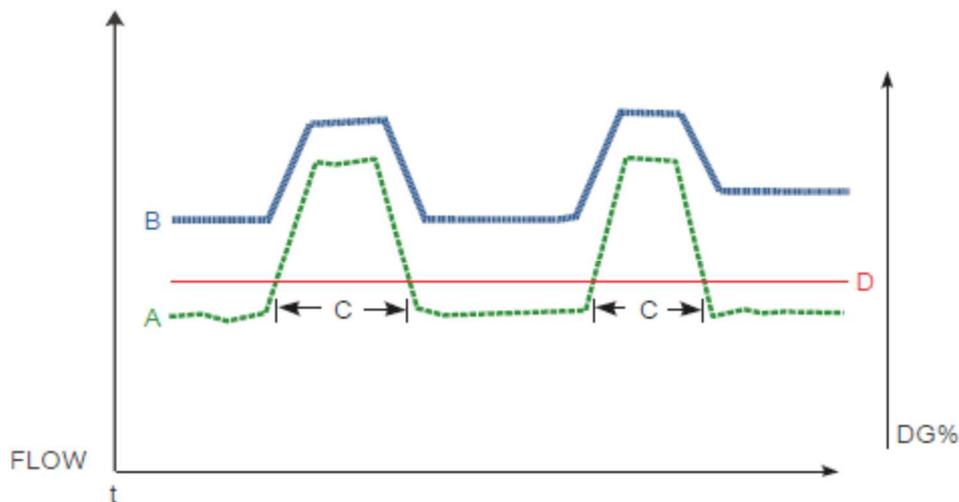
Присутствие жидкой фракции в газовом потоке негативно влияет на точность измерений массового расхода газа через Кориолисов расходомер. Поскольку капли жидкости значительно повышают массу газовой смеси, однако далеко не всегда равномерно распределены по трубопроводу с газом, даже небольшое количество конденсата может привести к существенным различиям в измерениях того, что измеряется расходомером, и того, что обнаруживается в трубопроводе ниже по потоку.

Как же можно определить, содержит ли газ жидкость? При наличии жидкости в газовом потоке, уровень сигнала на возбуждающей катушке кориолисовых расходомеров возрастает, в то же время возрастают показания как плотности <sup>(6)</sup>, так и массового расхода из-за увеличения массы смеси жидкости и газа. Таким образом, для измерения только газовой фракции потока массу жидкости необходимо не учитывать или вычитать из общей массы смеси <sup>(7)</sup>. ПО АРМ выполняет именно эту функцию, используя уровень сигнала на катушке возбуждения в качестве диагностической индикации того, что в потоке газа присутствует вовлеченная жидкость, после чего подставляет значение расхода только газа вместо результатов измерения в реальном времени, до тех пор, пока событие вовлечения жидкости не прекратится. После прохождения части потока, содержащего вовлеченную жидкость, на что указывает соответствующее снижение уровня сигнала на возбуждающей катушке, программное обеспечение возвращается к передаче значения массового расхода, измеряемого в реальном времени. Если расход после события вовлечения жидкости значительно отличается от расхода до этого события, ПО подстроит выход массового расхода так, чтобы сумматоры точно отразили изменение расхода в течение события вовлечения жидкости. <sup>(8)</sup>

На следующем рисунке показано как вовлечение жидкости в газовый поток влияет на изменение уровня сигнала на возбуждающей катушке и массового расхода.

- (6) Кориолисовые расходомеры измеряют плотность газов с не очень высокой точностью, однако показания плотности в комбинации с уровнем сигнала на возбуждающей катушке могут использоваться в качестве диагностики для обнаружения изменений свойств потока.
- (7) При необходимости, неизмеренные жидкости можно (и зачастую это делается) собрать отдельно и измерить ниже по потоку.
- (8) Выходы подстраиваются максимум на  $\pm 10\%$  от действительных показаний.

**Рисунок 2-3: Влияние двухфазного потока на уровень сигнала на возбуждающей катушке и измерение расхода**



- FLOW = мгновенный массовый расход
  - DG% = уровень сигнала на возбуждающей катушке, %
  - t = Время
- A. Показания уровня сигнала на возбуждающей катушке  
 B. Измеренный мгновенный массовый расход  
 C. Интервалы присутствия жидкости в потоке газа  
 D. Пороговое значение уровня сигнала на возбуждающей катушке

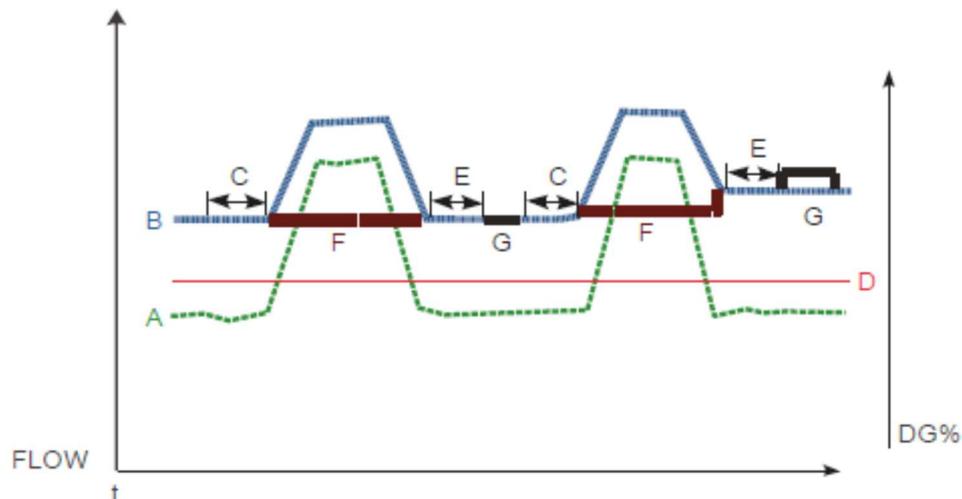
Зеленой линией (A) показана индикация уровня сигнала на возбуждающей катушке, при измерении расхода. Если жидкость вовлекается в поток газа, показания массового расхода (B) и показания уровня сигнала на возбуждающей катушке повысятся. Красной линией показано пороговое значение уровня сигнала на возбуждающей катушке, превышение которого свидетельствует о вовлечении жидкости в газовый поток. ПО АРМ автоматически определяет пороговое значение уровня сигнала на возбуждающей катушке.

Условие присутствия жидкости в потоке газа определяется ПО АРМ по резкому повышению уровня сигнала на возбуждающей катушке сенсора и соответствующему повышению показаний массового расхода. ПО АРМ постоянно отслеживает последние значения уровня сигнала на возбуждающей катушке (до 60 минут) для определения порогового значения. Если уровень сигнала на возбуждающей катушке превышает пороговое значение, газовый поток считается содержащим жидкость, и производится корректировка присутствия жидкости в потоке газа.

#### **Корректировка при наличии жидкости в газовом потоке**

На следующем рисунке показана работа приложения АРМ при обнаружении жидкости в газовом потоке.

**Рисунок 2-4: Корректировка значений при наличии жидкости в газовом потоке приложением APM**



- *FLOW* = мгновенный массовый расход
- *DG%* = уровень сигнала на возбуждающей катушке, %
- *t* = Время

- A. Показания уровня сигнала на возбуждающей катушке  
 B. Измеренный мгновенный массовый расход  
 C. Период усреднения до появления жидкости и источник значения среднего расхода в этот период  
 D. Пороговое значение уровня сигнала на возбуждающей катушке  
 E. Период задержки коррекции после прекращения вовлечения жидкости в газовый поток и источник значения среднего расхода в этот период  
 F. Удерживаемый расход в период вовлечения жидкости в газовый поток  
 G. Коррекция измеренного расхода после прекращения вовлечения жидкости в газовый поток (если применимо)

Для определения периодов коррекции присутствия жидкости в газовом потоке, ПО APM использует показания уровня сигнала на возбуждающей катушке и массового расхода. Кривая зелёного цвета (A) представляет уровень сигнала на возбуждающей катушке при наличии расхода. Кривая синего цвета (B) представляет показания массового расхода как при наличии вовлечённой жидкости, так и при её отсутствии. При наличии жидкости в газовом потоке уровень сигнала на возбуждающей катушке становится выше порогового значения (D). Величина порогового значения определяется APM автоматически. При превышении порогового значения уровня сигнала на возбуждающей катушке, APM анализирует предыдущий период (C) секунд и определяет среднее значение массового расхода в период до вовлечения жидкости. Это значение (F) заменяет измеренные показания расхода до тех пор, пока уровень сигнала на возбуждающей катушке не станет ниже порогового значения. Затем, в течение периода времени (E), рассчитывается усредненное значение массового расхода после прекращения вовлечения жидкости. При несовпадении средних значений массового расхода до и после вовлечения жидкости, осуществляется коррекция массового расхода и сумматора (G) после периода (E).

При первом событии вовлечения жидкости массовый расход до и после события были равны, и (G) совпадает с (F). При втором событии вовлечения жидкости массовый расход после события был больше, чем до события, поэтому (G) больше (F). Установленный расход (F) также называют скорректированным значением массового расхода.

### 2.3.1 Конфигурирование измерения газа при включениях жидкости

Проверьте или измените параметры конфигурации.

**Примечание**

Приведённые названия параметров отображаются на локальном дисплее. При использовании других интерфейсов названия параметров могут отличаться. Полный перечень всех параметров и их расположение для наиболее распространенных средств конфигурирования приведены в *Приложении А*.

**Таблица 2-3: Конфигурационные переменные для измерения газа при включениях жидкости**

Параметр	Установка	Дополнительная информация
Отсечка по массовому расходу (Mass Flow Cutoff)	Ненулевое значение	В большинстве установок подходит значение по умолчанию.
Нижняя граница плотности двухфазного потока (Two-Phase Flow Low Limit)	0 г/см <sup>3</sup>	Это - значения по умолчанию. Таким образом обеспечивается использование ПО алгоритма приложения АРМ.
Верхняя граница плотности двухфазного потока (Two-Phase Flow High Limit)	5 г/см <sup>3</sup>	
Тип жидкости (Fluid Type)	Газ с жидкостью (Gas with Liquid)	
Период для подсчета среднего значения до появления жидкости (Pre-Mist Ave Period)	Количество секунд, в течение которого будут усредняться данные по массовому расходу, для подготовки замещающего значения массового расхода.	
Задержка подстановки среднего значения после исчезновения жидкости (Post-Mist Adj Delay)	Количество секунд, в течение которого система будет ждать, прежде чем начнет коррекцию измерений.	
Время усреднения (Reporting Interval)	Период времени в минутах, в течение которого будут усредняться переменные процесса. Средние значения доступны преобразователю для передачи в хост-систему.	
<b>Контрактные сумматоры<sup>(1)</sup></b>		
Часовой пояс (Time Zone)	Часовой пояс контрактного периода	
Особый часовой пояс (Special Time Zone)	Количество часов, которое будет вычитаться или прибавляться к UTC <sup>(2)</sup>	
Время запуска контракта (Contract Start Hour)	Значение времени суток, когда запускается контракт. Введите время в 24-часовом формате ЧЧ:ММ, где 00:00 соответствует полуночи. Например, 18:30	

(1) *Конфигурирование контрактных сумматоров с помощью дисплея невозможно. Для конфигурирования контрактных сумматоров необходимо использовать один из других доступных программных средств конфигурирования.*

(2) *Это изменение оказывает влияние на часы преобразователя, используемые для всех целей, не только для контрактного периода.*



## 3 Дополнительное конфигурирование

### Темы данной главы:

- *Конфигурирование просмотра и вывода переменных процесса*
- *Конфигурирование журнала архива сумматора для включения контрактных сумматоров приложения АРМ*
- *Конфигурирование событий*

### 3.1 Конфигурирование просмотра и вывода переменных процесса

При включенном приложении АРМ, доступны дополнительные переменные процесса.

- Информация по конфигурированию переменной процесса в качестве переменной дисплея, или назначения переменной процесса на выход содержится в руководстве по конфигурированию и использованию преобразователя.
- Для опроса с помощью Modbus, следуйте стандартной процедуре программирования Modbus.

#### 3.1.1 Особые переменные процесса в приложении АРМ

Переменные процесса, представленные здесь, доступны только при включенном приложении АРМ.

В следующей таблице указаны переменные процесса по вариантам измерений и представлена информация по их отображению.

**Таблица 3-1: Переменные процесса приложения АРМ**

Переменная процесса	Вариант измерений			Просмотр и отображение				
	Жидкость с газом	Нетто объем нефти	Газ с жидкостью	Дисплей	Modbus и Ethernet	Fieldbus <sup>(1)</sup>	mA вых 1, mA вых 2, mA вых 3	Частотный выход 1, Частотный выход 2
Объемное содержание газа Gas Void Fraction	✓			✓	✓	✓	✓	
Плотность нефти при рабочих условиях DensityOil@Line		✓		✓	✓	✓		
Приведенная плотность нефти DensityOil@Ref		✓		✓	✓	✓		
Нетто-расход нефти при рабочих условиях NetFlowOil@Line		✓		✓	✓	✓	✓	✓
Приведенный нетто-расход нефти NetFlowOil@Ref		✓		✓	✓	✓	✓	✓
Сумматор нетто-расхода нефти при рабочих условиях NetTotalOil@Line		✓		✓	✓	✓		
Приведенный сумматор нетто-расхода нефти NetTotalOil@Ref		✓		✓	✓	✓		

**Таблица 3-1: Переменные процесса приложения APM (продолжение)**

Переменная процесса	Вариант измерений			Просмотр и отображение				
	Жидкость с газом	Нетто объем нефти	Газ с жидкостью	Дисплей	Modbus	Fieldbus <sup>(1)</sup>	МА вых 1, МА вых 2, МА вых 3	Частотный выход 1, Частотный выход 2
Нетто-расход воды при рабочих условиях NetFlowWater@Line		✓		✓	✓	✓	✓	✓
Приведенный нетто-расход воды NetFlowWater@Ref		✓		✓	✓	✓	✓	✓
Сумматор нетто-расхода воды при рабочих условиях NetTotalWater@Line		✓		✓	✓	✓		
Приведенный сумматор нетто-расхода воды NetTotalWater@Ref		✓		✓	✓	✓		
Обводненность при рабочих условиях Watercut@Line		✓		✓	✓	✓	✓	
Приведенная обводненность Watercut@Ref		✓		✓	✓	✓	✓	
<b>Контрактный период приложения APM</b>								
Сегодняшний сумматор Today's total	✓	✓	✓		✓	✓		
Вчерашний сумматор Yesterday's total	✓	✓	✓		✓	✓		

(1) В преобразователях fieldbus версии 1.x только значения четырех переменных процесса и двух сумматоров/инвентаризаторов могут быть представлены через блоки аналоговых входов (AI Blocks).

### 3.1.2 Переменные дисплея по умолчанию

В следующей таблице указаны дисплейные переменные ПО APM по умолчанию. Во всех случаях включен вариант двухстрочного дисплея. Все эти переменные процесса можно сконфигурировать как переменные дисплея.

**Таблица 3-2: Переменные дисплея по умолчанию**

Переменная процесса	Вариант измерений		
	Жидкость	Нетто объем нефти	Газ
Двухстрочный дисплей, Первая переменная	Объемный расход	Объемный расход	Массовый расход
Двухстрочный дисплей, Вторая переменная	Объемный сумматор	Обводненность при рабочих условиях Watercut@Line	Массовый сумматор
Переменная дисплея 1	Плотность	Нетто-расход нефти при рабочих условиях Net Oil Flow Rate @Line	Температура
Переменная дисплея 2	Температура	Сумматор нетто-расхода нефти при рабочих условиях Net Oil Total @Line	Плотность
Переменная дисплея 3	Объемный расход газа	Приведенный сумматор нетто-расхода воды Net Water Total @Line	Пусто

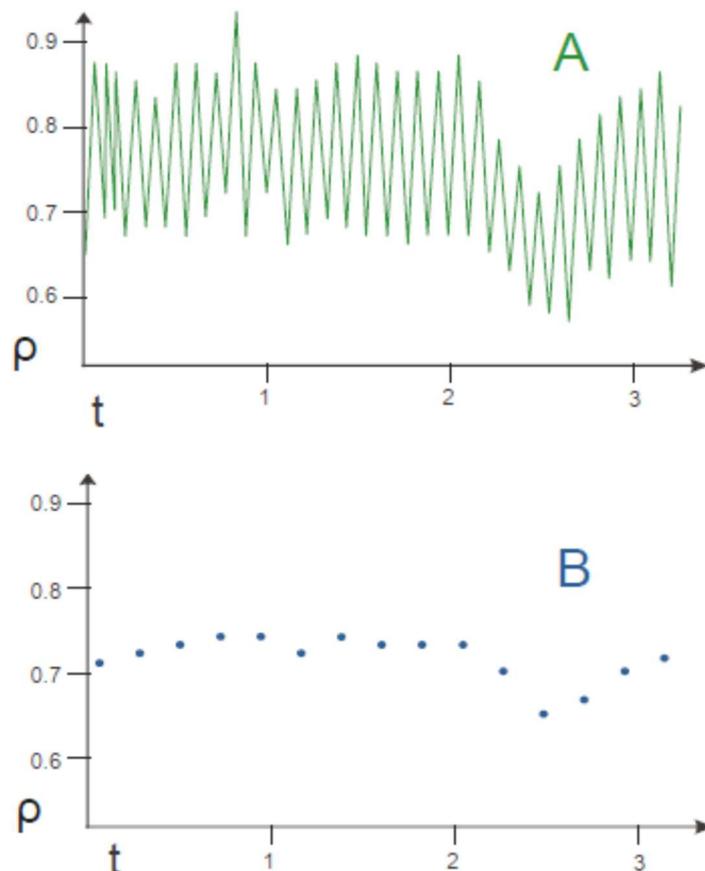
Таблица 3-2: Переменные дисплея по умолчанию (продолжение)

Переменная процесса	Вариант измерений		
	Жидкость	Нетто объем нефти	Газ
Переменная дисплея 4	Пусто	Температура	Пусто
Переменная дисплея 5	Пусто	Объемное содержание газа GVF	Пусто
Переменная дисплея 6 - 15	Пусто	Пусто	Пусто

### 3.1.3 Конфигурирование выхода, усредненного по периоду (РАО)

Усреднение выходов по периоду – простой и удобный способ избежать сбора некорректных данных системой. Эта возможность включена в ПО АРМ, поскольку условия двухфазного потока приводят к большему разбросу результатов измерений. Интервал времени усреднения выходов может быть подстроен с помощью параметра Период Усреднения (Average Reporting Interval).

**Рисунок 3-1: Пример измерения плотности без усреднения выходов и с усреднением выходов**



- $\rho$  = Плотность
- $t$  = Время
- A. Измерение плотности без усреднения выходов
- B. Измерение плотности с усреднением выходов

## 3.2 Конфигурирование журнала архива сумматора для включения контрактных сумматоров APM

Преобразователь может хранить показания контрактных сумматоров приложения APM в журнале архива. Это позволяет просматривать показания сумматоров прошлых контрактных периодов. В остальном преобразователь хранит только данные текущего контрактного периода (сегодняшнего дня) и непосредственно предшествующего контрактного периода (вчерашнего дня).

1. Убедитесь в желаемой конфигурации контрактных сумматоров приложения APM.
2. Установите параметры Log Total 1, Log Total 2, Log Total 3 и/или Log Total 4 на желаемые контрактные сумматоры для приложения APM.

Вы можете сконфигурировать журнал архива сумматоров так, чтобы он включал и сумматоры приложения APM и стандартные сумматоры <sup>(1)</sup>.

---

### Примечание

Не изменяйте установки параметров Start Logging Date, Start Logging Time или Log Interval. Эти параметры автоматически устанавливаются приложением APM.

---

## 3.3 Конфигурирование событий

При включенном приложении APM, в конфигурировании событий доступны дополнительные переменные процесса.

Инструкции по конфигурированию событий приведены в руководстве по конфигурированию преобразователя.

(1) В преобразователях fieldbus версии 1.x могут использоваться любые из выставленных сумматоров или инвентаризаторов, но лишь два одновременно.

## 4 Работа преобразователя

### Темы данной главы:

- *Просмотр переменных процесса*
- *Просмотр контрактных сумматоров*

### 4.1 Просмотр переменных процесса

Переменные процесса приложения APM можно сконфигурировать как переменные дисплея или назначить на выходы. Информация об использовании дисплея для просмотра переменных процесса содержится в руководстве по конфигурированию преобразователя. Для просмотра переменных процесса можно также использовать хост-систему вашей Modbus, fieldbus или Ethernet/IP сети.

### 4.2 Просмотр контрактных сумматоров

Приложение APM функционирует в 24-часовых контрактных периодах. Вы можете просматривать значения сумматоров приложения APM для текущего и предшествующего контрактного периодов. В зависимости от конфигурирования журнала архива сумматоров, вы можете просматривать показания сумматоров для более ранних периодов.

Сумматоры приложения APM назначаются из существующих инвентаризаторов. Однако, контрактные сумматоры APM автоматически сбрасываются в начале каждого контрактного периода. Поэтому показания контрактных сумматоров приложения APM скорее всего не будут совпадать с показаниями самих инвентаризаторов.

---

#### Важно

Вы можете запускать, останавливать и сбрасывать инвентаризаторы вручную. Однако, если вы так сделаете, данные текущего контрактного периода будут отражать данные не за весь 24-часовой период. Данные за прошлые контрактные периоды при этом не изменяются.

---

- Показания контрактных сумматоров приложения APM за текущий контрактный период хранятся в параметрах Today's Total [1-4].
- Показания контрактных сумматоров приложения APM за предшествующий контрактный период хранятся в параметрах Yesterday's Total [1-4].
- Для просмотра показаний контрактных сумматоров приложения APM за более ранние контрактные периоды, вам потребуется просмотреть журнал архива сумматоров. Более подробно это описано в руководстве по конфигурированию преобразователя.

#### Связанная информация

*Конфигурирование журнала архива сумматора для включения контрактных сумматоров приложения APM*



# Приложение А

## Данные и параметры приложения АРМ

### Темы данного приложения:

- *Параметры конфигурации приложения АРМ*
- *Modbus интерфейс конфигурационных параметров*
- *Modbus интерфейс данных процесса*

## А.1 Параметры конфигурации приложения АРМ

Преобразователь 5700 может конфигурироваться различными способами, в зависимости от варианта выходов, выбранных при заказе. В данном разделе представлена информация о конфигурировании параметров приложения АРМ для каждого из следующих средств конфигурирования: Дисплей, ProLink III, Полевой Коммуникатор, расширенный хост FF (FOUNDATION™ fieldbus), базовый хост FF и WEB браузер.

### Где найти параметры конфигурации

Параметры АРМ обычно находятся:

- Дисплей: Menu > Configuration > Process Measurement > Adv Phase Measurement.
- ProLink III: Device Tools > Configuration > Process Measurement > Advanced Phase Measurement.
- Полевой коммуникатор или расширенный FF-хост: Configure > Manual Setup > Advanced Phase Measurement.
- Базовый FF-хост: блок преобразователя АРМ.
- Web Браузер: Configuration > Process Measurement > Advanced Phase Measurement.

---

### Примечание

Информация о конфигурировании параметров не связанных исключительно с ПО АРМ содержится в руководстве по конфигурированию и использованию преобразователя.

---

## А.2 Modbus интерфейс конфигурационных параметров

В этом разделе приведена информация по регистрам Modbus, которые используются при конфигурировании ПО АРМ.

---

### Полезный совет

Обычно конфигурирование приложения АРМ проводится с помощью ПО ProLink III или с помощью дисплея. Эта информация приведена для полноты картины.

---

### Ограничение

В этом разделе упоминаются только те регистры Modbus, которые используются для конфигурации приложения АРМ, или определяются иначе для конфигурирования приложения АРМ. Чтобы использовать Modbus для конфигурирования других параметров, воспользуйтесь инструментом интерфейса Modbus (Modbus Interface Tool), доступном на продуктовой страничке Модели 5700 (<https://www.emerson.ru/ru-ru/automation/measurement-instrumentation/micro-motion/micro-motion-model-5700-coriolis-transmitter>).

---

Таблица А-1: Параметры конфигурации Modbus ПО АРМ

Параметр	Вариант измерений			Modbus		
	Жидкость с газом	Нетто объем нефти	Газ с жидкостью	Адрес	Тип данных	Числовые коды / Единицы измерения (диапазон)
Тип выхода Output Type	✓	✓	✓	3940	U16	<ul style="list-style-type: none"> <li>0 = Без коррекции</li> <li>1 = Жидкость с газом, постоянный расход</li> <li>2 = NOC с газом, постоянный расход</li> <li>3 = Жидкость с газом, переменный поток</li> <li>4 = NOC с газом, переменный поток</li> <li>5 = Газ с жидкостью</li> </ul>
Плотность газа <sup>(1)</sup> Gas Density	✓	✓	✓	3935	Float - плав. т.	Сконфигурированные единицы измерения
Действие по коррекции плотности Density Corrective Action		✓		4450	U16	<ul style="list-style-type: none"> <li>0 = Использовать последнее значение</li> <li>1 = Плотность нефти при рабочих условиях (Density Oil @ Line)</li> </ul>
Температура приведения Reference Temperature		✓		319	Float - плав. т.	Сконфигурированные единицы измерения
Приведенная плотность чистой нефти Dry Oil Density @ Ref		✓		1959	Float - плав. т.	г/см <sup>3</sup> -g/cm <sup>3</sup> (0,2 – 1,5)
Приведенная плотность воды Water Density @ Ref		✓		1831	Float - плав. т.	г/см <sup>3</sup> -g/cm <sup>3</sup> (0,2 – 1,5)
Период для подсчета среднего значения до появления жидкости Pre-Mist Averaging Period			✓	619	U16	секунды (2 -128)
Задержка коррекции значений после исчезновения жидкости Post-Mist Adjustment Delay			✓	620	U16	секунды (2 -128)
Интервал для средних значений - Average Reporting Interval	✓	✓	✓	3900	U16	минуты (1 -1440)
Время начала контракта Contract Start Time	✓	✓	✓	3966	U16	часы (0 -23)
Контрактный сумматор 1 Contract Tota 1	✓	✓	✓	3967	U16	<ul style="list-style-type: none"> <li>4 = Инвентаризатор 1</li> <li>7 = Инвентаризатор 2</li> <li>18 = Инвентаризатор 3</li> <li>64 = Инвентаризатор 4</li> <li>25 = Инвентаризатор 5</li> <li>28 = Инвентаризатор 6</li> <li>31 = Инвентаризатор 7</li> </ul>
Контрактный сумматор 2 Contract Total 2	✓	✓	✓	3968	U16	
Контрактный сумматор 3 Contract Total 3	✓	✓	✓	3969	U16	
Контрактный сумматор 4 Contract Total 4	✓	✓	✓	3970	U16	

(1) При рабочих условиях

Таблица А-2: Значения сумматоров и инвентаризаторов ПО АРМ по умолчанию

Сумматор / инвентаризатор	Вариант измерений		
	Жидкость с газом	Газ с жидкостью	Нетто объем нефти
1	Массовый расход (скорректированный)	Массовый расход (скорректированный)	Массовый расход
2	Объёмный расход (скорректированный)	Объёмный расход (скорректированный)	Объёмный расход
3	Приведённый объём	Приведённый объём	Net Oil @ Ref – приведённый нетто объём нефти
4	Стандартный объёмный расход газа	Стандартный объёмный расход газа	Net Oil @ Line – нетто объём нефти при раб. условиях
5	Стандартный объём	Стандартный объём	Net Water @ Ref – приведённый нетто объём воды
6	Масса нетто	Масса нетто	Net Water @ Line – нетто объём воды при раб. условиях
7	Объём нетто	Объём нетто	Объём нетто

## А.3 Modbus интерфейс данных процесса

В этом разделе представлена информация о тех регистрах Modbus, которые содержат данные процесса ПО АРМ.

### Ограничение

В этом разделе упоминаются только данные процесса ПО АРМ. Чтобы использовать Modbus для просмотра других данных процесса воспользуйтесь инструментом интерфейса Modbus (Modbus Interface Tool), доступном на продуктовой страничке Модели 5700 <https://www.emerson.ru/ru-ru/automation/measurement-instrumentation/micro-motion/micro-motion-model-5700-coriolis-transmittermitter>

**Таблица А-3: Переменные процесса Modbus ПО АРМ**

Переменная процесса <sup>(1)</sup>	Вариант измерений			Modbus		
	Жидкость с газом	Нетто-объем нефти	Газ с жидкостью	Адрес	Тип данных	Единицы измерения
Объемное содержание газа - Gas Void Fraction	✓	✓		3907	Float – плав. точка	%
Плотность нефти при рабочих условиях Density Oil @ Line		✓		345	Float – плав. точка	SGU
Плотность нефти при рабочих условиях Density Oil @ Line		✓		347	Float – плав. точка	°API
Нетто-объем нефти при рабочих условиях Net Oil Flow @ Line		✓		1553	Float – плав. точка	Сконфигурированные
Приведенный нетто-объем нефти Net Oil Flow @ Ref		✓		1547	Float – плав. точка	Сконфигурированные
Сумматор нетто-объема нефти при рабочих условиях <sup>(2)</sup> Net Oil Total @ Line		✓		1665	Float – плав. точка	Автоматически выводятся из сконфигурированных
Сумматор нетто-объема нефти при рабочих условиях <sup>(3)</sup> Net Oil Total @ Line		✓		4240	Двойной точности	Автоматически выводятся из сконфигурированных
Сумматор приведенного нетто-объема нефти <sup>(2)</sup> Net Oil Total @ Ref		✓		1661	Float – плав. точка	Автоматически выводятся из сконфигурированных
Сумматор приведенного нетто-объема нефти <sup>(4)</sup> Net Oil Total @ Ref		✓		4236	Двойной точности	Автоматически выводятся из сконфигурированных
Нетто-объем воды при рабочих условиях Net Water Flow @ Line		✓		1561	Float – плав. точка	Сконфигурированные
Приведенный нетто-объем воды Net Water Flow @ Ref		✓		1549	Float – плав. точка	Сконфигурированные
Сумматор нетто-объема воды при рабочих условиях <sup>(2)</sup> Net Water Total @ Line		✓		1667	Float – плав. точка	Автоматически выводятся из сконфигурированных
Сумматор нетто-объема воды при рабочих условиях <sup>(5)</sup> Net Water Total @ Line		✓		4248	Двойной точности	Автоматически выводятся из сконфигурированных
Сумматор приведенного нетто-объема воды Net Water Total @ Ref		✓		1663	Float – плав. точка	Автоматически выводятся из сконфигурированных
Сумматор приведенного нетто-объема воды <sup>(6)</sup> Net Water Total @ Ref		✓		4244	Двойной точности	Автоматически выводятся из сконфигурированных

Таблица А-3: Особые переменные процесса в приложении APM (продолжение)

Переменная процесса <sup>(1)</sup>	Вариант измерений			Modbus		
	Жидкость с газом	Нетто-объем нефти	Газ с жидкостью	Адрес	Тип данных	Единицы измерения
Обводненность при рабочих условиях Watercut @ Line		✓		1555	Float – плав. точка	%
Приведенная обводненность Watercut @ Ref		✓		1557	Float – плав. точка	%
Общее время присутствия воды Total Mist Time <sup>(6)</sup>			✓	989	U32	Секунды Seconds
Коррекция APM Жидкость с Газом-remediation status				433, бит#12	U16	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 0 = Неактивно</li> <li>• 1 = Активно</li> </ul>
<b>Данные текущего периода (Выходы усредненных за период значений - Period Averaged Outputs (PAO))</b>						
PAO Массовый расход	✓	✓	✓	3949	Float – плав. точка	Сконфигурированные
PAO Плотность	✓	✓	✓	3941	Float – плав. точка	Сконфигурированные
PAO Объемный расход	✓	✓	✓	3953	Float – плав. точка	Сконфигурированные
PAO Нетто-объем нефти при рабочих условиях PAO Net Oil Flow @ Line		✓		3955	Float – плав. точка	Сконфигурированные
PAO Приведенный нетто-объем нефти PAO Net Oil Flow @ Ref		✓		3957	Float – плав. точка	Сконфигурированные
PAO Обводненность при рабочих условиях PAO Watercut @ Line		✓		3959	Float – плав. точка	Сконфигурированные
PAO Объемное содержание газа PAO Gas Void Fraction	✓	✓		3961	Float – плав. точка	Сконфигурированные
PAO Температура	✓	✓	✓	3963	Float – плав. точка	Сконфигурированные
<b>Контрактный период APM</b>						
Сегодняшний сумматор 1	✓	✓	✓	3972	Float – плав. точка	Автоматически выводятся из сконфигурированных
Сегодняшний сумматор 2	✓	✓	✓	3974	Float – плав. точка	Автоматически выводятся из сконфигурированных
Сегодняшний сумматор 3	✓	✓	✓	3976	Float – плав. точка	Автоматически выводятся из сконфигурированных
Сегодняшний сумматор 4	✓	✓	✓	3978	Float – плав. точка	Автоматически выводятся из сконфигурированных

**Таблица А-3: Особые переменные процесса в приложении APM (продолжение)**

Переменная процесса <sup>(1)</sup>	Вариант измерений			Modbus		
	Жидкость с газом	Нетто объем нефти	Газ с жидкостью	Адрес	Тип данных	Единицы измерения
Вчерашний сумматор 1	✓	✓	✓	3980	Float – плав. точка	Автоматически выводятся из сконфигурированных
Вчерашний сумматор 2	✓	✓	✓	3982	Float – плав. точка	Автоматически выводятся из сконфигурированных
Вчерашний сумматор 3	✓	✓	✓	3984	Float – плав. точка	Автоматически выводятся из сконфигурированных
Вчерашний сумматор 4	✓	✓	✓	3986	Float – плав. точка	Автоматически выводятся из сконфигурированных
Нескорректированный Массовый Расход				3943	Float – плав. точка	Автоматически выводятся из сконфигурированных
Нескорректированная Плотность				3945	Float – плав. точка	Автоматически выводятся из сконфигурированных
Нескорректированный Объемный Расход				3947	Float – плав. точка	Автоматически выводятся из сконфигурированных

(1) В преобразователях fieldbus версии 1.x только значения четырех переменных процесса и двух сумматоров/инвентаризаторов могут быть представлены через блоки аналоговых входов (AI Blocks).

(2) Унаследованный регистр NOC

(3) Инвентаризатор 4 (только при использовании конфигурации по умолчанию)

(4) Инвентаризатор 3 (только при использовании конфигурации по умолчанию)

(5) Инвентаризатор 6 (только при использовании конфигурации по умолчанию)

(6) Инвентаризатор 5 (только при использовании конфигурации по умолчанию)

(7) Автоматически обнуляется при выключении-включении питания

# Приложение В

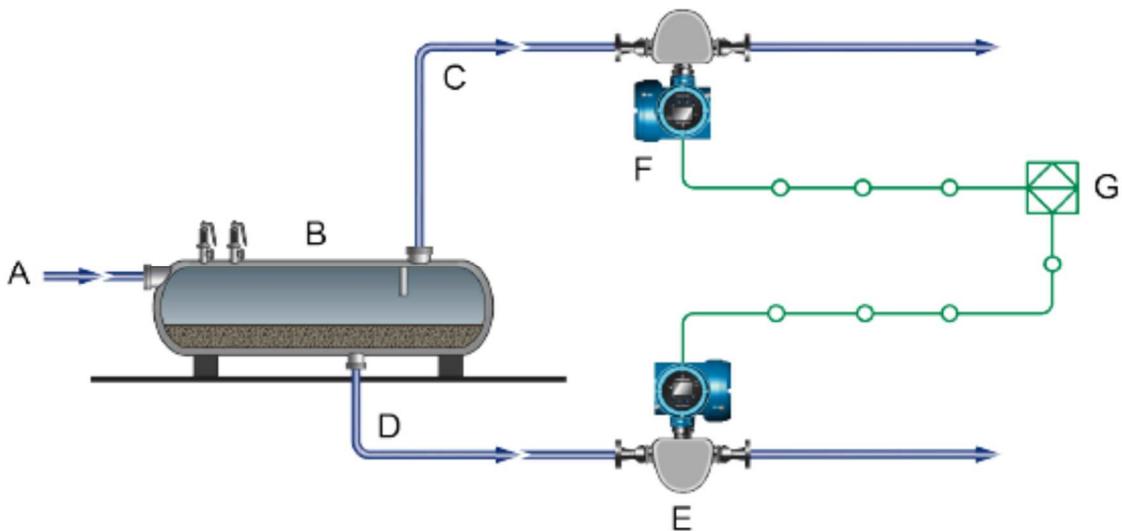
## Стандартные приложения и другая информация

### Темы данного приложения:

- АРМ с двухфазным сепаратором
- АРМ с трёхфазным сепаратором
- АРМ на устье скважины
- Определение порогового значения уровня сигнала на возбуждающей катушке

## В.1 АРМ с двухфазным сепаратором

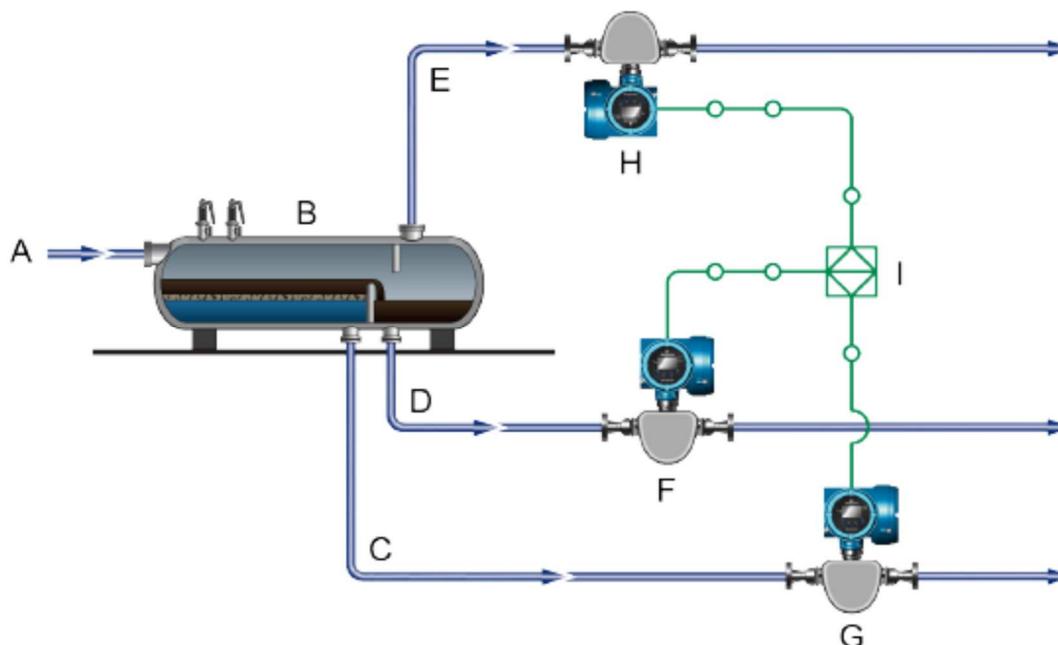
Рисунок В-1: АРМ с двухфазным сепаратором



- A. Из устья скважины  
 B. Сепаратор  
 C. Газовый отвод  
 D. Нефтяной/водяной отвод  
 E. Кориолисовый сенсор и преобразователь с приложением АРМ (NOC с газовыми включениями)  
 F. Кориолисовый сенсор и преобразователь с приложением АРМ (газ с включениями жидкости)  
 G. Хост Modbus (компьютер расхода)

## В.2 АРМ с трехфазным сепаратором

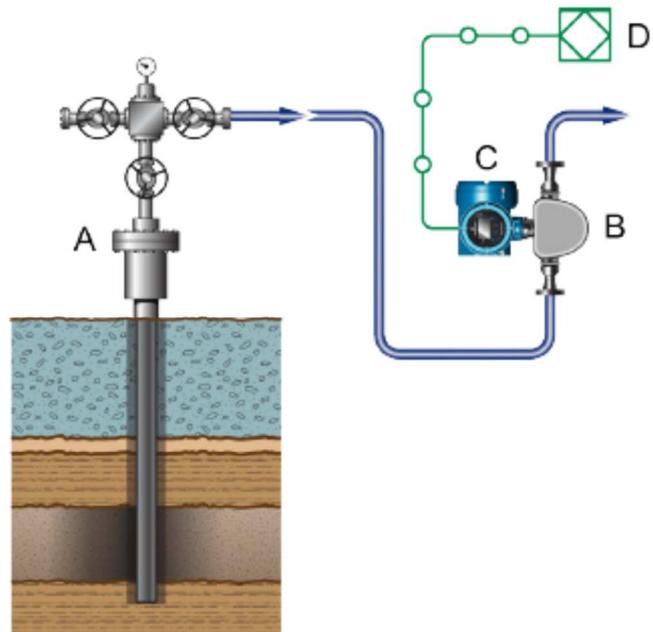
Рисунок В-2: АРМ с трехфазным сепаратором



- A. Из устья скважины
- B. Сепаратор
- C. Водяной отвод
- D. Нефтяной отвод
- E. Газовый отвод
- F. Кориолисовый сенсор и преобразователь с приложением АРМ (жидкость с газовыми включениями, переменный расход)
- G. Кориолисовый сенсор и преобразователь с приложением АРМ (жидкость с газовыми включениями переменный расход)
- H. Кориолисовый сенсор и преобразователь с приложением АРМ (газ с включениями жидкости)
- I. Хост Modbus (компьютер расхода)

## В.3 АРМ на устье скважины

Рисунок В-3: АРМ на устье скважины

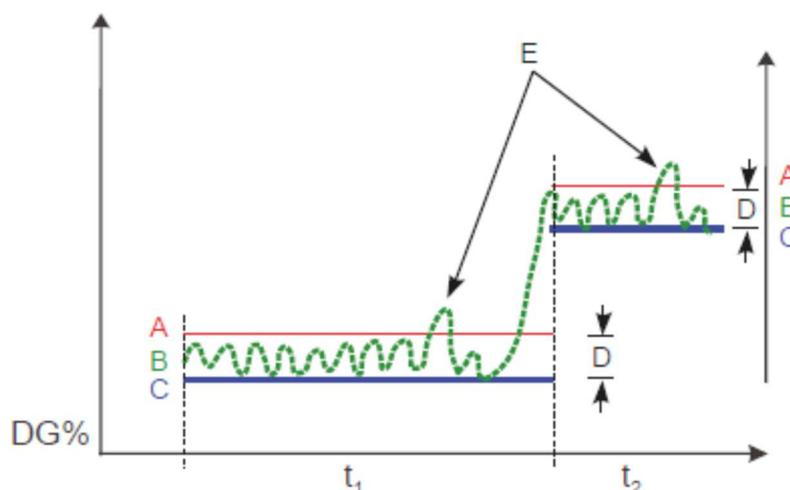


- A. Устье скважины
- B. Кориолисовый сенсор
- C. Преобразователь с приложением АРМ (NOC с газовыми включениями)
- D. Хост Modbus (компьютер расхода)

## В.4 Определение порогового значения уровня сигнала на возбуждающей катушке

Важнейшей функцией ПО АРМ является отслеживание уровня сигнала на возбуждающей катушке и дальнейшее использование этих данных для определения и подстройки его порогового значения, которое, в конечном итоге, определяет время и метод необходимой коррекции измерения.

**Рисунок В-4: Определение порогового значения уровня сигнала на возбуждающей катушке**



- $DG\%$  = Уровень сигнала на возбуждающей катушке, %
  - $t_1$  = Интервал 1 порогового значения уровня сигнала на возбуждающей катушке
  - $t_2$  = Интервал 2 порогового значения уровня сигнала на возбуждающей катушке
- A. Пороговое значения уровня сигнала на возбуждающей катушке (измерение будет скорректировано при превышении этого значения)
- B. Индикация значения уровня сигнала на возбуждающей катушке
- C. Минимальное зафиксированное значение уровня сигнала на возбуждающей катушке в начале каждого интервала порогового значения.
- D. Допуск порогового значения уровня сигнала на возбуждающей катушке (конфигурируется). Это значение добавляется к минимальному значению (C) для создания небольшого буфера с тем, чтобы ПО корректировало значения переменных только при превышении нормальных отклонений уровня сигнала на возбуждающей катушке для каждого конкретного процесса.
- E. ПО APM корректирует значения плотности в эти интервалы времени.

На рисунке показано как ПО определяет пороговое значения уровня сигнала на возбуждающей катушке (A) в реальных условиях. Зелёная пунктирная линия показывает реальное значение уровня сигнала на возбуждающей катушке (B) по времени (t). ПО постоянно анализирует самые последние реальные значения уровня сигнала на возбуждающей катушке (в течение времени, установленного интервалом порогового значения) для определения минимального значения уровня сигнала на возбуждающей катушке, характерного для конкретного процесса. <sup>(1)</sup> Реальное значение уровня сигнала на возбуждающей катушке для большинства применений незначительно колеблется при нормальных рабочих условиях в узком диапазоне, несвойственном двухфазному потоку или другим нарушениям потока. Для исключения коррекции во время этих незначительных колебаний, небольшое значение допуска (D) прибавляется к минимальному значению уровня сигнала на возбуждающей катушке (C). Новое установленное пороговое значение уровня сигнала на возбуждающей катушке (A) представляет собой минимальное значение плюс значение допуска. В течение оставшейся части интервала порогового значения, при превышении порогового значения уровня сигнала на возбуждающей катушке (A), преобразователь соответствующим образом корректирует значения расхода и/или плотности. <sup>(2)</sup> По завершению интервала порогового значения процесс начинается сначала.

- (1) Заводское значение по умолчанию для интервала порогового значения составляет 60 минут, что подходит для большинства непрерывных процессов. Однако, при необходимости, оно может быть укорочено или удлинено. Обратитесь за поддержкой к Micro Motion.
- (2) Корректируемые APM переменные конфигурируются в зависимости от типа лицензии, ПО и конфигурации выходов.

# Приложение С

## Оптимальные условия при измерении двухфазного потока

### Темы данного приложения:

- *Измерение расхода жидкости при газовых включениях*
- *Измерение расхода газа при включениях жидкости*
- *Определение плотности*

## С.1 Измерение расхода жидкости при газовых включениях

Точность измерения расхода жидкости при газовых включениях является сложной зависимостью от объёмного содержания газа (GVF), вязкости, скорости, геометрии сенсора, частоты колебания трубок сенсора и его ориентации.

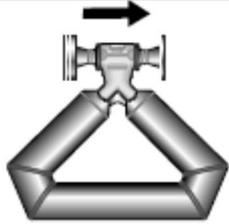
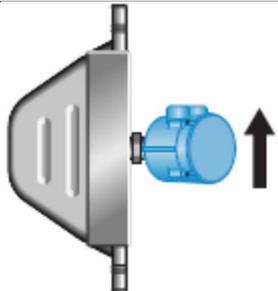
### Типичные источники непреднамеренных газовых включений

- Большое расстояние от точки налива до уровня жидкости в ёмкости
- Мешалки и миксеры
- Протечки в уплотнениях и насосах
- Откачка из почти пустой ёмкости
- Падение давления при измерении летучих жидкостей
- Прокачка через незаполненный трубопровод

### Способы минимизации ошибок измерения

- Используйте ELITE® сенсоры (низкая частота колебаний трубок) при возможности. Использование сенсоров F-Серии и H-Серии допустимо, однако они менее точны.
- Не используйте сенсоры T-Серии или сенсоры Модели F300 или H300 из-за высокой частоты колебаний трубок.
- Используйте усовершенствованный базовый процессор (Модель 800) или преобразователь Модели 5700: они обладают лучшими характеристиками в приложениях с вовлечённым газом.
- Используйте правильную ориентацию сенсора:

**Таблица С-1: Предпочтительная ориентация сенсора для измерения расхода жидкости с газовыми включениями**

Процесс	Предпочтительная ориентация сенсора
Сенсоры с дельта-образной формой трубок (CMF010, CMF025, CMF050, CMF100)	
Сенсоры F-Серии или сенсоры CMFS, CMF200 и большего типоразмера (поток должен быть направлен снизу-вверх)	

- Обеспечьте как можно более быструю наполненность сенсора продуктом. Необходимо, чтобы сенсор оставался заполненным во время измерений:
  - Для горизонтальных трубопроводов поддерживайте минимальную скорость потока в 1 м/с для вымещения воздуха из пустого трубопровода.
  - Для вертикальных трубопроводов поддерживайте расход снизу-вверх и минимальную скорость потока в 1 м/с для предотвращения оседания твёрдых частиц.
- Повысьте противодействие или увеличьте давление для минимизации размера газовых пузырей в потоке.
- Обеспечьте хорошее смешивание жидкости. При необходимости, установите “Т-образную” диафрагму и/или статический миксер непосредственно перед сенсором выше по потоку для равномерного распределения газовых пузырей по обеим трубкам сенсора. При использовании “Т-образной” диафрагмы, установите её в той же плоскости, что и трубки сенсора.
- При необходимости калибровки нуля в полевых условиях, во избежание ошибки проводите её на чистой жидкости без газовых пузырей. Если это невозможно, используйте заводское значение нуля.
- Выбирайте типоразмер сенсора так, чтобы работать как можно ближе к номинальному расходу. Чем выше скорость, тем лучше эксплуатационные характеристики.
- Для снижения задержек электроники, уменьшайте значение демпфирования выходов.
- Не останавливайте сумматор сразу после завершения партии; позвольте ему стабилизироваться в течение, приблизительно, 1 секунды.
- Чтобы избежать суммирования в условиях отсутствия расхода, если пузыри газа остаются в сенсоре, установите значение отсечки (Flow Cutoff) в наибольшее разумное значение.

**Примечание**

Информация о конфигурировании, а также другая информация, связанная с ПО измерения концентрации содержится в документе Micro Motion Enhanced Density Application Manual 20002315

## С.2 Измерение расхода газа при включениях жидкости

Точность измерения газов при включениях жидкости в основном связана с массой капелек жидкости в сравнении с соответствующим объёмом газа той же массы. Геометрия сенсора, частота колебаний трубок сенсора, а также его ориентация могут явиться причиной ошибок и ухудшения характеристик.

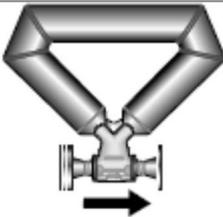
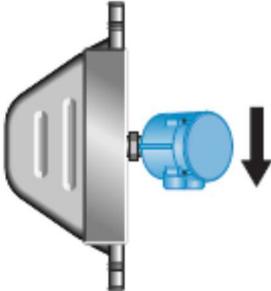
### Типичные источники непреднамеренных включений жидкости

- Падение температуры (конденсация)
- Повышение давления
- Некачественное регулирование уровня в сепараторах различного типа
- Неисправность или переполнение отделителей жидкости

### Способы минимизации ошибок измерения

- Используйте ELITE® сенсоры (низкая частота колебаний трубок) при возможности. Использование сенсоров F-Серии и H-Серии допустимо, однако они менее точны.
- Не используйте сенсоры T-Серии или сенсоры Модели F300 или H300 из-за высокой частоты колебаний трубок.
- Используйте усовершенствованный базовый процессор (Модель 800) или преобразователь Модели 5700: они обладают лучшими характеристиками в приложениях с вовлечённым газом.
- Используйте правильную ориентацию сенсора:

**Таблица С-2: Предпочтительная ориентация сенсора для измерения расхода газа с включениями жидкости**

Процесс	Предпочтительная ориентация сенсора
Сенсоры с дельта-образной формой трубок (CMF010, CMF025, CMF050, CMF100)	
Сенсоры F-Серии или сенсоры CMFS, CMF200 и большего типоразмера (поток должен быть направлен сверху-вниз)	

- Обеспечьте как можно более быструю продувку сенсора. Необходимо, чтобы сенсор оставался сухим во время измерений.

- Избегайте снижения температуры; если следствием снижения температуры является образование конденсата, настоятельно рекомендуется соответствующая изоляция.
- Избегайте повышения давления в системе; обеспечьте правильное функционирование регуляторов давления.
- При невозможности избежать вовлечения жидкости, постарайтесь обеспечить хорошее перемешивание процесса.
- Избегайте изгибов трубопровода, клапанов или других компонентов, которые могут повлиять на профиль потока по одной трубке (например, вращательное движение на входе расходомерных трубок)
- При необходимости калибровки нуля в полевых условиях, во избежание ошибки проводите её на чистом газе без жидкости. Если это невозможно, используйте заводское значение нуля.
- Правильно выбирайте типоразмер сенсора для измерения газа. Избегайте сильного снижения расхода, при котором чувствительность сенсора также может снизиться.
- Для снижения задержек электроники, уменьшайте значение демпфирования выходов.
- Не останавливайте сумматор сразу после завершения партии; позвольте ему стабилизироваться в течение, приблизительно, 1 секунды.
- Чтобы избежать суммирования в условиях отсутствия расхода, если капельки жидкости остаются в сенсоре, установите значение отсечки (Flow Cutoff) в наибольшее разумное значение.

## С.3 Определение плотности

При использовании приложения APM NOC для измерения нетто объема нефти Вы должны знать плотность воды из скважины при температуре приведения и плотность чистой нефти из скважины при температуре приведения.

---

### Важно

Micro Motion рекомендует проводить лабораторные исследования для получения наиболее точных значений. Точность данных о нетто объеме нефти зависит от точности этих двух значений плотности.

---

### С.3.1 Определение плотности

Для конфигурирования приложения APM NOC для измерения нетто объема нефти Вы должны знать приведённую плотность чистой нефти и приведённую плотность получаемой воды. Вы можете получить эти значения в нефтяной лаборатории.

---

### Примечание

Обычно, даже после сепаратора в нефти содержится некоторое количество межпоровой воды. Обводненность может быть от 1% до 3%. Для использования в этом приложении, такая нефть будет считаться чистой нефтью.

---

### Важно

Если вы используете трехфазный сепаратор, вы можете использовать пробы нефти и воды отдельно, после сепаратора, или же вы можете использовать пробу до сепаратора, и отправить ее в лабораторию для разделения.

Если вы используете двухфазный сепаратор, вам следует использовать пробу до сепаратора, и отправить ее в лабораторию для разделения.

---

### Предварительные требования

Отбор проб должен соответствовать следующим требованиям:

- Вы должны иметь возможность взять пробу, которая соответствует вашей рабочей жидкости.
- Пробу должен брать квалифицированный специалист с соблюдением всех соответствующих требований безопасности.
- Вы должны знать минимальный требуемый объем пробы. Он зависит от степени обводненности и объема емкости для пробы. Запросите конкретные цифры в лаборатории.
- Если в пробе содержится нефть, вы должны сохранить рабочее давление, чтобы нефть не потеряла давление и не произошла дегазация. Это изменит значение плотности, измеренное в лаборатории.
- Если вы берете пробу воды отдельно, вы должны защитить ее от загрязнения и испарения.

Вы должны знать температуру приведения, которую планируете использовать.

Нефтяная лаборатория должна соответствовать следующим требованиям:

- Плотномер в лаборатории должен сохранять рабочее давление в пробе нефти на всем протяжении измерения плотности.
- Емкость для пробы должна сохранять давление неизменным, и соответствовать составу водонефтяной эмульсии, и давлению пробы.
- Единицы измерения плотности нефти и воды должны вводиться в приложение АРМ в  $\text{г/см}^3$  ( $\text{g/cm}^3$ ) при температуре приведения.
- Отчет из лаборатории должен включать плотность нефти, плотность воды и температуру приведения.

### Процедура

1. Сообщите нефтяной лаборатории требования по обращению с пробами и требования к измерениям, а также температуру приведения.
2. Если вы берете одну пробу, в которой содержатся и нефть, и вода, определите место отбора пробы.

Рекомендации:

- Берите пробу там, где жидкость хорошо перемешана.
- Рабочее давление в месте отбора пробы должно быть близким к рабочему давлению в сенсоре.
- Рабочая температура в месте отбора пробы должна быть близкой к рабочей температуре в сенсоре.

3. Если вы используете трехфазный сепаратор и берете пробы нефти и воды отдельно:

- a. Определите места отбора проб.

Рекомендации:

- Место отбора пробы нефти должно быть на нефтяном отводе, как можно ближе к сенсору.
- Рабочее давление в месте отбора пробы нефти должно быть близким к рабочему давлению в сенсоре.

- Место отбора пробы воды должно быть на водяном отводе, как можно ближе к сенсору.
  - Рабочая температура в месте отбора пробы воды должна быть близкой к рабочей температуре в сенсоре.
- b. Дождитесь окончания процесса сепарации.
4. Возьмите пробу или пробы, соблюдая все требования по давлению и защите от загрязнения и испарения.
  5. Сделайте для проб табличку с указанием названия или номера скважины, даты и времени, типа пробы, рабочего давления и рабочей температуры.
  6. Доставьте пробы в лабораторию как можно быстрее, соблюдая меры безопасности.

#### **Дополнительная информация**

Если лабораторные измерения не были скорректированы для вашей температуры приведения, используйте калькулятор плотности нефти и воды (Oil & Water Density Calculator) для расчета плотности при температуре приведения. Он представляет собой таблицу, разработанную Micro Motion. Вы можете получить экземпляр на сайте <http://www.emersonoildensityref.com> или у представителя Micro Motion.

### **С.3.2 Определение плотности с помощью трехфазного сепаратора**

Вы должны знать плотность чистой нефти при температуре приведения и плотность получаемой воды при температуре приведения, прежде чем конфигурировать приложение АРМ для измерения нетто объема нефти. Если вы используете трехфазный сепаратор, вы можете получить эти значения с помощью данных о плотности и калькулятора плотности нефти и воды (Oil & Water Density Calculator).

---

#### **Примечание**

Обычно даже после сепаратора в нефти содержится некоторое количество межпоровой воды. Обводненность может быть от 1% до 3%. Для использования в этом приложении, такая нефть будет считаться чистой нефтью.

---

#### **Предварительные требования**

Вам потребуется трехфазный сепаратор для этой процедуры. Вы можете использовать тестовый мобильный трехфазный сепаратор.

На нефтяном отводе должен быть установлен сенсор и преобразователь и на водяном отводе должен быть установлен сенсор и преобразователь.

Вы должны знать температуру приведения, которую планируете использовать.

У вас должен быть калькулятор плотности нефти и воды (Oil & Water Density Calculator) для расчета плотности при температуре приведения. Он представляет собой таблицу, разработанную Micro Motion. Вы можете получить экземпляр на сайте <http://www.emerson.ru/automation> или у представителя Micro Motion.

---

#### **Важно**

Точность данных нетто объема нефти зависит от точности данных плотности. Никогда не используйте нестабильные значения плотности или значения плотности, которым соответствует повышенный уровень сигнала на возбуждающей катушке.

---

## Процедура

1. Дождитесь окончания процесса сепарации.
2. Считайте показания плотности и температуры на преобразователе на нефтяном отводе, запишите эти значения.
3. Считайте показания плотности и температуры на преобразователе на водяном отводе, запишите эти значения.
4. Используйте калькулятор плотности нефти и воды (Oil & Water Density Calculator) для расчета плотности чистой нефти при температуре приведения и плотности воды при температуре приведения. Вы можете получить экземпляр на сайте <http://www.emerson.ru/automation> или у представителя Micro Motion.

---

### Полезный совет

Если нефть не в виде "light hot condensate", то в ней почти всегда содержится некоторое количество межпоровой воды. Для большинства применений это приемлемо. Однако если требуется большая точность, можно рассчитать обводненность и использовать ее в вычислениях. Чтобы определить или оценить обводненность, выберите одну из следующих проб:

- Текущий цикл расхода в момент наименьшей плотности
- Аналогичная нефть, полученная из того же пласта
- Резервуар или резервуары, в которые попадает нефть из сепаратора

Введите это значение обводненности в калькулятор плотности нефти и воды (Oil & Water Density Calculator) для расчета плотности чистой нефти при температуре приведения.

---







Emerson Ru&CIS



twitter.com/EmersonRuCIS



www.facebook.com/EmersonCIS



www.youtube.com/user/EmersonRussia

©2017 Emerson. Авторские права защищены. Логотип Emerson является торговой и сервисной маркой компании Emerson Electric Co. Micro Motion, ELITE, ProLink, MVD и MVD Direct Connect являются зарегистрированными торговыми марками семейства компаний Emerson Process Management. Все другие торговые марки являются собственностью соответствующих компаний.

#### Emerson Automation Solutions

Россия, 115054, г. Москва,  
ул. Дубининская, 53, стр. 5  
Телефон: +7 (495) 995-95-59 Факс:  
+7 (495) 424-88-50  
Info.Ru@Emerson.com  
[www.emerson.ru/automation](http://www.emerson.ru/automation)

Азербайджан, AZ-1025, г. Баку  
Проспект Ходжалы, 37  
Demirchi Tower  
Телефон: +994 (12) 498-2448  
Факс: +994 (12) 498-2449  
e-mail: Info.Az@Emerson.com

Казахстан, 050060, г. Алматы  
ул. Ходжанова 79, этаж 4 БЦ  
Аврора  
Телефон: +7 (727) 356-12-00  
Факс: +7 (727) 356-12-05  
e-mail: Info.Kz@Emerson.com

Украина, 04073, г. Киев  
Куреневский переулок, 12,  
строение А, офис А-302  
Телефон: +38 (044) 4-929-929  
Факс: +38 (044) 4-929-928 e-  
mail: Info.Ua@Emerson.com

#### Промышленная группа «Метран»

Россия, 454003, г. Челябинск,  
Новоградский проспект, 15  
Телефон: +7 (351) 799-51-52 Факс:  
+7 (351) 799-55-90  
Info.Metran@Emerson.com  
[www.emerson.ru/automation](http://www.emerson.ru/automation)

Технические консультации по выбору и применению  
продукции осуществляет Центр поддержки Заказчиков  
Телефон: +7 (351) 799-51-51  
Факс: +7 (351) 799-55-88

Актуальную информацию о наших контактах смотрите на сайте [www.emerson.ru/automation](http://www.emerson.ru/automation)

©2017 Emerson. Авторские права защищены. MMI-20030076, Версия. АВ

MICRO MOTION™

  
EMERSON™