

## По вопросам продаж и поддержки обращайтесь:

Архангельск (8182)63-90-72 Астана +7(7172)727-132 Белгород (4722)40-23-64 Брянск (4832)59-03-52 Владивосток (423)249-28-31 Волгоград (844)278-03-48 Вологда (8172)26-41-59 Воронеж (473)204-51-73 Екатеринбург (343)384-55-89 Иваново (4932)77-34-06 Ижевск (3412)26-03-58 Казань (843)206-01-48	Калининград (4012)72-03-81 Калуга (4842)92-23-67 Кемерово (3842)65-04-62 Киров (8332)68-02-04 Краснодар (861)203-40-90 Красноярск (391)204-63-61 Курск (4712)77-13-04 Липецк (4742)52-20-81 Магнитогорск (3519)55-03-13 Москва (495)268-04-70 Мурманск (8152)59-64-93 Набережные Челны (8552)20-53-41	Нижний Новгород (831)429-08-12 Новокузнецк (3843)20-46-81 Новосибирск (383)227-86-73 Орел (4862)44-53-42 Оренбург (3532)37-68-04 Пенза (8412)22-31-16 Пермь (342)205-81-47 Ростов-на-Дону (863)308-18-15 Рязань (4912)46-61-64 Самара (846)206-03-16 Санкт-Петербург (812)309-46-40 Саратов (845)249-38-78	Смоленск (4812)29-41-54 Сочи (862)225-72-31 Ставрополь (8652)20-65-13 Тверь (4822)63-31-35 Томск (3822)98-41-53 Тула (4872)74-02-29 Тюмень (3452)66-21-18 Ульяновск (8422)24-23-59 Уфа (347)229-48-12 Челябинск (351)202-03-61 Череповец (8202)49-02-64 Ярославль (4852)69-52-93
---	--	---	---

Единый адрес для всех регионов: [arg@nt-rt.ru](mailto:arg@nt-rt.ru) || <http://agar.nt-rt.ru/>

## Каталог оборудования Корпорация Агар

### MPFM серии 50

*Многофазный расходомер (нефть/вода/газ)*

AGAR серии MPFM-50 – самое последнее поколение многофазных расходомеров (на 2011 год), анонсированное на мировом рынке, продолжает лучшие традиции предыдущих поколений расходомеров, выпущенных компанией АГАР за последние 15 лет.

#### ПРЕИМУЩЕСТВА AGAR MPFM-50

- Применяется для потоков с содержанием газа 0-100%, с содержанием воды - 0-100%;
- Высокая точность измерений. Предел допускаемой погрешности по воде и по нефти 2%, по газу 5%;
- Межповерочный интервал - 4 года;
- Не теряет точности при измерении любых режимов многофазного потока, при изменении минерализации, кислотности, вязкости и плотности потока;
- Не требует настроек, автоматическое измерение в тяжелых полевых условиях и на оффшоре;
- Обеспечивает непрерывное измерение в реальном времени без сепарации;
- Расходомер полнопроходной;
- Не содержит источников радиоактивного излучения;
- Полностью заменяет дорогостоящий и громоздкий сепаратор с клапанами и насосами;
- Компактный, переносной, легко перевозится и устанавливается на трубопровод;
- Не требует ремонта, следует проводить только основную инструментальную поверку.



*MPFM-50 Стандартный  
поточный на трубопровод 2"*



*MPFM-50 на раме*



*MPFM-50 Стандартный  
поточный с высокой  
пропускной способностью*



Использование расходомера AGAR MPFM-50 позволяет отказаться от использования такого дорогостоящего и громоздкого комплекса оборудования, в который входят сепаратор, клапаны и насосы, используемые для замера многофазного потока. MPFM-50 – это компактный расходомер, предназначенный для эксплуатации в тяжелых полевых условиях и на оффшорных платформах в автоматическом режиме. Небольшой размер расходомера позволяет его монтировать на прицеп или шасси для замера нескольких

кустов скважин. Расходомер MPFM-50 представляет собой полностью переработанный и адаптированный расходомер Кориолиса с запатентованным высокоточным влагомером на диапазон от 0 до 100% воды. При наличии в потоке более 95% газа расходомер переходит в режим измерения влажности газового потока.

#### **AGAR MPFM-50 включает в себя четыре основных подсистемы:**

**Для измерения массы и плотности потока** используется полностью переработанный расходомер Кориолиса и датчики давления. Инженерные достижения позволяют AGAR расширить диапазон их обычного применения. Полученная в реальном времени информация о массе и плотности потока отсылается в Систему Анализа Данных (DAS), которая определяет общий расход газа и общий расход фракций жидкости.

**Влагомер AGAR (OW-201 или OW-301)** применяется для точного измерения содержания воды по всему диапазону 0-100% в обеих фазах, нефтяной и водной. Изменения скорости потока, солёности, pH, вязкости, температуры или плотности потока не влияют на точность показаний. Информация от влагомера поступает в DAS и используется для определения отдельных расходов нефти и воды.

**Система Анализа Данных (DAS)** осуществляет поточный анализ данных, полученных от описанных выше подсистем, для определения расходов нефти, воды, газа, и общего потока жидкости. Кроме этого система пересчитывает данные полученные при условиях измерения на данные при стандартных условиях; система может использовать алгоритм пересчета введенный заказчиком.

**Замер потоков с высокой пропускной способностью.** В случае, если диаметр трубопровода превышает 100 мм и имеется большой расход, то применяется версия расходомера с увеличенной пропускной способностью, представляющая собой сплит-систему из расходомера MPFM-50 с диаметром 50 мм и основного трубопровода с дополнительным измерительным устройством. Такой подход позволяет снизить стоимость расходомера, применяемого на большие расходы потока при сохранении точности измерения.

#### **ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ**

*Напряжение питания 110, 220 В переменное однофазное, 24 В постоянное (по заказу)*

*Мощность потребления 36 Ватт (в стандартном исполнении)*

#### **ВЗРЫВОЗАЩИТА**

ATEX: Ex ia IIB T4, Ex II 1G – влагомер OW

Ex is IIC T6-T1, Ex II 1G – Кориолис

Ex d ia IIB T4, Ex II 2G – система анализа данных DAS

CSA: Class 1, Div 1 and 2, Groups C & D

Ростехнадзор, ГОСТ Р, Утверждение типа средств измерений (Метрология)

## **ПЕРЕДАЧА ДАННЫХ (СТАНДАРТ И ОПЦИИ)**

Стандартный: 5 x 4-20 мА (расход нефти, расход воды, расход газа, температура, давление)

Стандартный: 3 x импульсов 0-5 В квадратной формы (расход нефти, расход воды, расход газа)

Стандартный: RS485 или RS232 по протоколу MODBUS

Стандартный: RS232 для ноутбука, или другого компьютера, использующего программу Agar WINDOWS

По выбору: HART протокол

По выбору: модем или беспроводная связь

## **РАЗМЕРЫ**

*Примерный вес стандартной 2-х дюймовой модели 200 кг*

*Примерные размеры 76 см X 51 см X 127 см*

Каждый заказ индивидуален. Габариты и вес модели зависит от характеристик измеряемой среды.



*Высокотемпературные модели для тяжелой нефти*

## **ПОГРЕШНОСТЬ**

На точность показаний прибора не влияют изменения солености, вязкости, плотности, температуры, давления или pH.

Пределы допускаемой погрешности показаний и выходного сигнала, приведенной к верхнему пределу измерений: измерение воды – 2%, измерение нефти - 2%.

Пределы допускаемой относительной погрешности измерителя при измерении объема и объемного расхода нефтяного газа - 5 % ( на испытаниях в потоке 0 – 95% газа погрешность 0,5%; в потоке 95 – 100% газа погрешность 2%)

## **Автоматический сброс воды из резервуара**

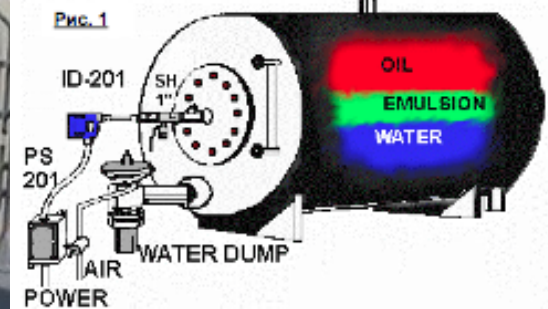
Автоматический сброс воды из резервуара может быть организован двумя способами, каждый из которых имеет свои достоинства и недостатки:

1. С помощью датчика раздела фаз типа Agar ID-201, расположенного в резервуаре и определяющего уровень раздела фаз и концентрацию.
2. С помощью поточного влагомера Agar серии OW-200, установленного на дренажной трубе.

### 1. Датчик раздела фаз внутри резервуара



Преимуществом этого метода является то, что он позволяет контролировать уровень раздела фаз



в резервуаре вблизи сливного отверстия и не допускает какого-либо присутствия нефти в сливной воде

(рис. 1). В обычном случае единственный датчик раздела фаз с помощью патрубка, входящего в комплект, устанавливается около сливного клапана. Когда детектор определяет присутствие чистой воды, он открывает выпускной клапан. Вода вытекает из резервуара, при этом уровень раздела фаз опускается. Как только детектор регистрирует эмульсию, он генерирует сигнал на закрытие клапана. Это может быть сигнал 4-20 мА, переключение реле или пневматический импульс.

Большинство компаний

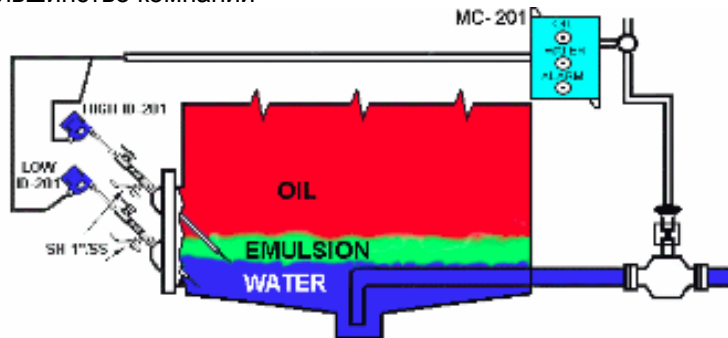


Рис. 2а

предпочитают использовать два детектора (Рис. 2а и 2б). Они работают по двум схемам. Первая показана на рисунке 2а. Это контрольная система, фиксирующая высокий и низкий уровни.

Эта система работает по следующему алгоритму:

Верхний датчик-вода-нефть-нефть-вода  
Нижний датчик-вода-вода-нефть-нефть.

Действие контроллера: клапан открывается ожидание клапан закрывается аварийный сигнал. В такой конфигурации сливной клапан срабатывает только тогда, когда в резервуаре накопилось достаточное количество воды. На рисунке 2б

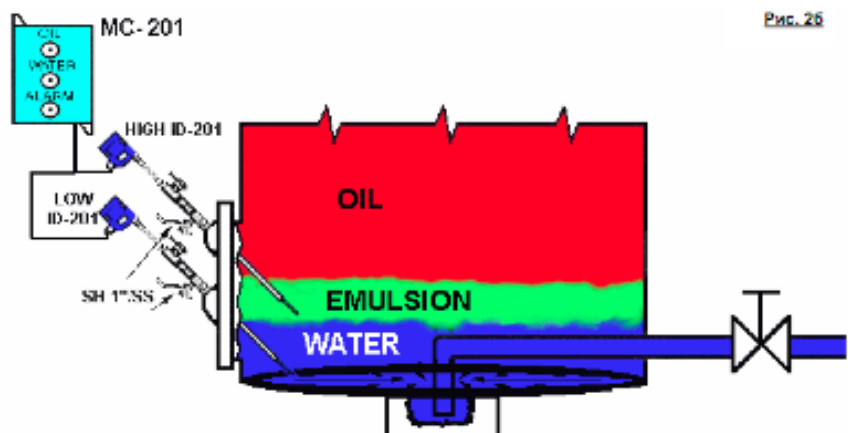


Рис. 2б

показана принципиально другая схема работы, когда верхний детектор управляет дренажным клапаном, а нижний датчик является вспомогательным (контролирующим). В этом случае при отказе основного (верхнего) зонда утечки нефти не произойдет. Чтобы избежать осаждения грязи и донных отложений на детекторах, их рекомендуется по возможности помещать над грязеотстойником.

## 2. Поточный влагомер на дренажной трубе



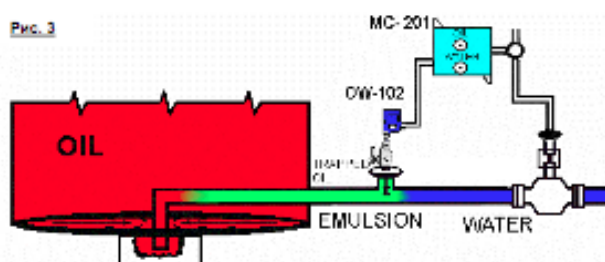
Преимущество этого метода состоит в том, что такой прибор не надо устанавливать внутри резервуара. Он выпускает из резервуара лишь чистую воду, при этом нет необходимости думать о грязевых отложениях на дне резервуара.

*Недостатки метода:*

1. Какое-то количество углеводородов все равно вытекает с чистой водой до того как влагомер регистрирует их присутствие.
2. Необходимо изменение конструкции дренажной

трубы, чтобы избежать запираания в ней углеводородов.

Рис. 3



На рисунке 3 зеленым цветом показано то место, в котором обычно скапливаются углеводороды (эмульсия). Предположим случай, при котором углеводороды и вода полностью разделились, и в резервуаре существует абсолютно четкая граница раздела фаз. Влагомер, зарегистрировав чистую воду, открывает клапан, из которого вытекает чистая вода. Как только влагомер определяет присутствие

нефти, он закрывает клапан. Однако из-за изгиба трубы в этом месте нефть задержится. В резервуаре продолжает происходить разделение фаз и образование на дне чистой воды. Нефть, запертая в трубе, будучи легче воды, играет роль пробки. Для того чтобы вновь открыть дренажный клапан и вывести чистую воду, необходимо избавиться от нефти, запертой в трубе. Время, затраченное для отведения из трубы нефти,

зависит от вязкости нефти и скорости ее отвода. Из этого следует, что труба должна быть сконструирована таким образом, чтобы избежать запираания в ней нефти. Желательно расположить ее под небольшим наклоном и предотвратить образование воронки, чтобы в клапан не засасывалась нефть вместе с водой. Рисунок 4 показывает как происходит засасывание нефти в трубу, потому что ничто не предотвращает завихрения потока.

Рис. 4

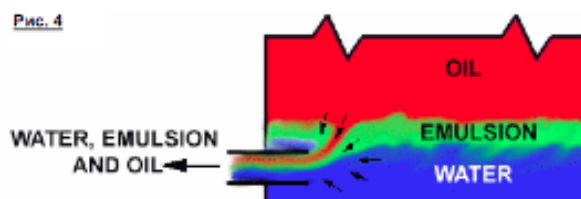


Рисунок 4 показывает как происходит засасывание нефти в трубу, потому что ничто не предотвращает завихрения потока.

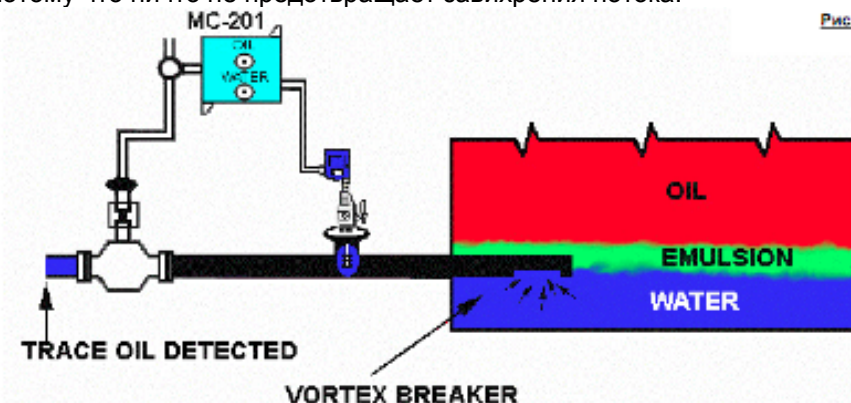


Рис. 5

На рисунке 5 показана правильно установленная отводная труба. Обратите внимание на то, что поперечное сечение входного разреза, предотвращающего

образование воронки, должно быть по меньшей мере в десять раз больше диаметра трубы. Можно сделать не разрез, а множество небольших отверстий, так чтобы их общая площадь превышала диаметр дренажной трубы примерно в 10 раз. Если нефть обладает высокой вязкостью, следует подумать о том, как предотвратить прилипание нефти к зонду влагомера и внутренней поверхности трубы. В этом случае количество углеводородов, попадающих в сточные воды, определяется вязкостью нефти и смывающей способностью дренажной воды.

## Система Агар №3 - Контроль концентрации при обессоливании нефти на установках ЭЛОУ

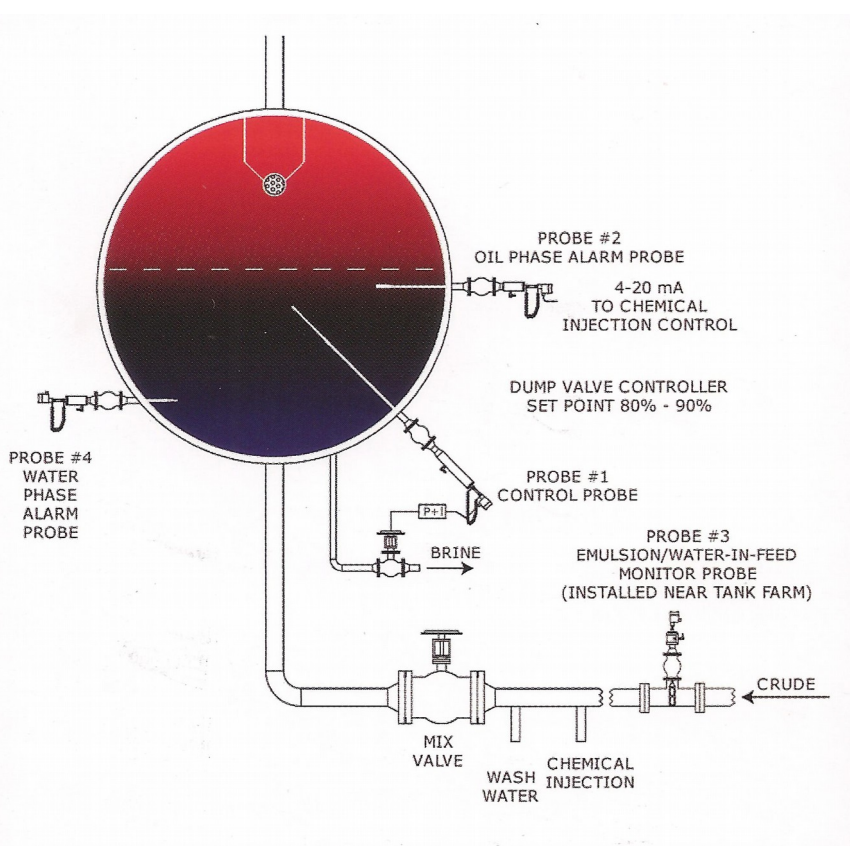
Основная задача установки ЭЛОУ по обессоливанию нефти это удаление неорганических хлоридов и прочих растворимых в воде соединений. Не нужно быть специалистом по коррозии, чтобы представлять, какой огромный вред для нефтеперерабатывающего оборудования могут причинить кислоты, образующиеся из-за этих компонентов. Не менее важным фактором является состояние промывной воды, содержание в ней углеводородов и вопросы, связанные с попаданием паров нефти из промывной воды в окружающую среду.

Как любая многокомпонентная система, процесс обессоливания нефти представляет собой комплекс компромиссных решений. Необходимо поддерживать постоянное равновесие между качеством и расходом промывной воды, подачей деэмульгаторов, а также контролировать другие параметры для достижения оптимального удаления солей и своевременного разделения водо-нефтяных эмульсий. Теперь к этой задаче добавляется ряд природоохранных требований по контролю качества дренажной воды, что делает ее еще сложнее.

Центральной проблемой в оптимизации процесса обессоливания является наиболее рациональное использование электричества на стадии электростатического разделения эмульсии. Процесс разделения, проходящий вблизи электродов позволяет наиболее эффективно удалять соль благодаря вторичному перемешиванию в этой зоне и отличному коалесцированию.

Геометрические характеристики электродегидратора (объем, высота электродов и входного распределителя потока) постоянны, поэтому наиболее критичными переменными величинами являются положение и состояние

эмульсионного слоя. Необходимо отметить, что традиционные методы управления были основаны на фундаментально неверном предположении о существовании четкого "уровня раздела фаз".



Эксперименты показали, что четкой границы с определенным уровнем не существует; вместо этого следует говорить о переходной зоне с непрерывным изменением объемной концентрации водо-нефтяной смеси. Понимание природы этого процесса ведет к выводу о том, что эффективное управление процессом определяется контролем за этими концентрациями, а не за воображаемым уровнем.

**Система Агар №3** является первой и единственной системой контроля за эмульсионным слоем, которая основана на измерениях концентрации. Система включает от двух до четырех микроволновых датчиков Агар. Три из них устанавливаются на электродегидраторе, и один - на линии подачи нефти. Датчики оборудованы выходным сигналом 4-20 мА, пропорциональным концентрации воды в точке измерения.

#### **Датчик 1**

Нижний датчик концентрации серии Агар ID-200 управляет дренажным клапаном и предотвращает сброс углеводородов с вытекающей промывной водой. Он устанавливается на максимально допустимый уровень содержания нефти в дренажной воде, что гарантирует, что нефть не будет сливаться с водой, а также то, что эмульсионный слой не опустится ниже уровня этого датчика. Этот датчик должен быть установлен под углом к горизонту или вертикально.

**Датчик 2** Этот датчик устанавливается в зоне примерно 30-50 см под нижней решеткой электродегидратора и позволяет непрерывно контролировать производительность обессоливающей установки, следя за концентрацией воды в нефтяной фазе. Этот замер показывает состояние и динамику эмульсионного слоя, который, благодаря работе датчика №1 может расти только вверх. Эта информация используется для обследования и оптимизации работы элементов системы, воздействующих на концентрацию воды: количество деэмульгатора, положение смешивающего клапана, кислотность, время прохождения нефти через резервуар, а также ток и напряжение на решетке электродов. Выход 4-20 мА с этого датчика может непосредственно управлять системой подачи деэмульгатора. Опыт эксплуатации наших систем доказывает, что автоматический контроль подачи деэмульгатора позволяет добиться его существенной экономии. Датчик №2 предотвращает создание опасной концентрации воды в зоне электродов, которая может привести к замыканию и отключению трансформаторов. Комплект из датчиков 1 и 2 составляет минимальную (базовую) конфигурацию системы Агар №3.

**Датчик 3** Монитор водосодержания нефти Агар OW-102 дает оператору представление о входящем потоке нефти. Его желательно установить максимально близко к нефтехранилищу, чтобы дать оператору максимальное время для подготовки к возможному разладу в системе при получении сигнала о подходе порции воды или эмульсии, что может происходить при переключении подачи нефти с различных танков нефтехранилища, или при поступлении нефти из отстойников.

**Датчик 4** Этот датчик типа Агар ID-200 служит для контроля за состоянием воды ниже уровня датчика №1, аварийной сигнализации, а также для мониторинга концентрации твердых примесей и осадка. Он выдает аварийный сигнал при наличии нефти в сливной воде. При работе с тяжелыми нефтями, содержащими большое количество парафинов, возможна ситуация, когда твердые углеводороды (асфальтены и др.) находятся в виде трудноразделимой суспензии и осаждаются на дне аппарата. Датчик 4 предупреждает оператора о накоплении этих мягких углеводородных коагулянтов. Оператор в этом случае может изменить pH и добавить растворимых реагентов для разрушения этой смеси.



**К основным достоинствам системы Агар №3 можно отнести следующее:**

1. Кардинальное снижение или прекращение уноса нефти с промывной водой.
2. Оператор своевременно получает реальную информацию о состоянии водяной и нефтяной фаз в резервуаре и на подводящем трубопроводе.
3. Нарушения в режиме работы обнаруживаются задолго до возникновения критических ситуаций, а аварийные выходные сигналы дают возможность автоматического реагирования (например, включение или увеличение подачи деэмульгаторов).
4. Эмульсионный слой поднимается на уровень электродов, что увеличивает КПД использования

электроэнергии и в некоторых случаях позволяет уменьшить или вообще отказаться от использования деэмульгаторов.

5. Возможность анализа причин нарушения нормального режима (например, качество промывной воды, вода в нефти и т.п.)

**Заключение** Система Агар обеспечивает большой объем информации и широкие возможности управления процессом, несравнимые с традиционным методом измерения уровня. Измерения концентрации воды в определенных точках в электродегидраторе и на подводящем трубопроводе дают полную картину протекающих процессов и позволяют оптимизировать работу установки по обессоливанию нефти.

**Результаты оценки системы компании Агар доказали, что "приборы компании АГАР позволяют сэкономить миллионы долларов"** Недавно инженерное управление одной из крупнейших мировых нефтяных компаний провело проверку работы контрольных систем АГАР для оптимизации обессоливания нефти на нефтеперерабатывающих предприятиях. Целью такой проверки было выявить, действительно ли приборы компании АГАР дают такую экономию, о которой заявляют компании уже использующие их. В качестве испытательной площадки использовался один из крупнейших нефтеперерабатывающих заводов компании. Были получены поразительные результаты этих испытаний, краткое описание которых мы приводим в этой статье. Их суть компания выразила в следующем: "эти приборы позволили нам сэкономить миллионы долларов."

## **СИСТЕМЫ АГАР УЛУЧШАЮТ КОНТРОЛЬ ЗА ОБЕССОЛИВАНИЕМ И ПРИНОСЯТ БОЛЬШУЮ ЭКОНОМИЮ**

Электростатическое обессоливание является неотъемлемой частью нефтепереработки, во многом определяющим коррозия труб, коксование, состояние сточных вод. Соли, обычно существующие в форме рассола, находящегося во взвешенном состоянии в сырой нефти, вызывают коррозию оборудования, его загрязнение и коксование. В процессе обессоливания есть шесть параметров, от которых зависит правильность проведения операции: давление и температура в резервуаре, дифференциальное давление смесительного клапана, напряжение и ток в цепи, качество и скорость поступления воды, используемой для промывания, уровень раздела фаз. Из этих составляющих уровень раздела фаз является самым главным для измерения и контроля. Традиционно в промышленности применяются поплавковые и емкостные зонды. Опыт показывает что, из-за того, что показания поплавковых зондов зависят от плотности среды, в которой они находятся, они не дают надежных результатов при использовании в установках по обессоливанию, особенно если



поступающие партии сырой нефти различаются по составу. При работе с емкостными зондами часто возникают отказы электрических и механических узлов, а также ошибки из-за отложений твердых частиц. Предполагается, что зонд этого типа должен находиться в резервуаре до окончания операции, поэтому проходит долгое время, прежде чем его можно извлечь из резервуара и отрегулировать. Часто из-за ошибочных показаний имеют место повышенный расход воды и пониженный выход нефти. Кроме того, эти приборы не могут дать оператору представление о толщине и динамике водо-нефтяного эмульсионного слоя и не позволяют ему контролировать процесс образования эмульсии. Результаты проверки основаны на оценке системы контроля за уровнем раздела фаз, применяемой в установке по обессоливанию сырой нефти, производительность которой превышает 100 000 баррелей, установленной на одном из крупнейших нефтеперерабатывающих заводов этой компании. Результаты показали, что, хотя системы АГАР стоят дороже оборудования других компаний, они значительно надежнее в работе и со временем они позволяют компании сэкономить миллионы долларов.

#### **Сауди Арамко Джорнал оф Текнолоджи (ежеквартальное издание Нефтяной компании Саудовской Аравии) Лето 1997 Датчики Агар на НПЗ в Абу Али (Северный регион)**

В ходе программы модернизации нефтеперерабатывающего комплекса в Абу Али, на каждый аппарат обессоливания нефти был установлен комплект из трех датчиков раздела фаз Агар. С момента запуска этих систем в эксплуатацию работа аппаратов значительно улучшилась, что выразилось в более экономичном режиме работы электродов и лучшей сепарации воды и нефти. Кроме этого было значительно (на 35%) снижено потребление химических реагентов для разделения эмульсии, что позволило ежегодно экономить \$135,000.

#### **Hydrocarbon Processing magazine (Переработка Углеводородов - Американское подписное издание) Июнь 1998**

В статье представлены несколько примеров использования Агаровских микроволновых датчиков раздела фаз на нефтеперерабатывающих предприятиях компаний Амоко (з-д Мандан, США) и Шелл Интернешнл (з-д Райхштетт- Венденхайм, Франция) Перед заводом Мандан компании Амоко стояла задача сокращения сброса бензола до уровня менее 10 тонн в год для подтверждения своей классификации по природоохранному законодательству. Традиционный метод, направленный на расширение и модификацию сооружений по очистке сточных вод требовал капитальных вложений свыше \$70 млн. Однако комбинация метода уменьшения потерь с несколькими предложениями по повторному использованию воды позволила уменьшить сумму затрат до \$4 млн. При этом именно методы контроля и уменьшения потерь бензола в процессе переработки привели к сокращению сбросов с 17 т/год до 3 т/год (80% сокращение), позволив заводу значительно сократить опасные выбросы и успешно пройти переклассификацию.

#### **Экономические выгоды**

Нефтеперерабатывающее предприятие на Гавайских островах использовало метод уменьшения потерь сырья для оптимизации процесса обессоливания, что сократило потребление деэмульгатора в среднем на 25%-33%. Это окупило затраты на установку оборудования за 2.5 месяца. Другой завод в Батон Руж окупил свои вложения в течение шести месяцев. З-д в Луизиане добился более 80% сокращения потерь нефти с промывной водой (ежегодная экономия порядка \$200,000). На заводе в Южном Техасе с помощью Агаровских датчиков раздела фаз было достигнуто снижение концентрации нефти в промывной воде с уровня 0.5%-1% до стабильных значений менее 500 ppm. НПЗ в Южной Калифорнии использует технологию уменьшения потерь сырья с 1987 г. и отмечает снижение потребления деэмульгатора более чем на 30% и минимальный уровень содержания нефти в промывной воде. Наконец, нефтеперерабатывающее предприятие в штате Миссиссипи достигло снижения концентрации нефти в воде с уровня 2-4% до уровня менее 0.5%. В каждом случае выгода

предприятия не ограничивалась только снижением уровня нефти в промывной воде. Дополнительным экономическим эффектом можно считать снижение затрат на повторную переработку нефти из сточных вод.

### **Повышение прибылей**

Исследования показали, что метод контроля и уменьшения потерь сырья приводит к повышению прибылей. Сравнение информации, полученной от нефтеперерабатывающих компаний, использующих микроволновую технологию, с показателями, существующими на сегодняшний день в отрасли, показывает, что применение общепринятого одноступенчатого обессоливателя приводит к тому, что в сточную воду попадает не менее 0.5-1.0% нефти. На некоторых нефтеперерабатывающих заводах этот уровень достигает 3.5-4.0 %, что составляет 0.025- 0.15% от общего количества перерабатываемой сырой нефти. С помощью очистительных сооружений из сточных вод можно восстановить до 20 % попадающей туда нефти. Оставшуюся нефть, находящуюся в состоянии эмульсии, восстановить очень сложно и дорого. В среднем восстановление нефти из эмульсии 20-процентной концентрации стоит 7 долларов за баррель эмульсии, или 35 долларов за баррель восстановленной нефти. Экономия за счет уменьшения расхода деэмульгаторов. На тех заводах, которые используют микроволновую технологию для контроля процесса обессоливания, снижаются расходы на деэмульгаторы. Проведенные исследования показали, на американском заводе в Мексиканском заливе возможно достичь экономии в 183 000 долларов в год за счет реализации ранее неиспользованных возможностей экономии и снижения затрат на деэмульгаторы и химические добавки, используемые в процессе обессоливания. (Это заключение основывается на предположении о том, что эффективность снижения потери нефти составляет 80%). Так как неиспользованные возможности и затраты на повторную переработку восстановленной нефти обходятся заводу в 9.64 доллара за баррель, достигая 80 % от снижения потерь углеводородов, попадающих в сточные воды из всех источников, что составляет 0.5% от общего количества перерабатываемой сырой нефти, на переработку, возможная экономия достигает 1.4 миллиона долларов в год. Контроль за потерями нефти, проведенный на всем процессе переработки, может значительно повысить экономию. Снижение выброса нефти в сточные воды позволит заводу соответствовать требованиям природоохранного законодательства без больших капиталовложений на установку оборудования очистки воды и защиты окружающей среды. Использование микроволновой технологии снизит затраты на обслуживание уже существующего оборудования по очистке воды. Нефтеперерабатывающие и нефтехимические отрасли находятся под давлением природоохранного законодательства. Микроволновые технологии являются хорошей альтернативой необходимости приобретать дорогостоящее оборудование, обеспечивающему защиту окружающей среды. Кроме того, они приводят к возможности окупить средства, вложенные в закупку оборудования за счет увеличения срока его использования.

### **Влагомеры АГАР - микроволновые модели**

Серия влагомеров OW-200 является вторым поколением поточных влагомеров, единственными микроволновыми влагомерами на мировом рынке, которые способны измерять углеводород/воду в диапазоне измерений от 0-100% с точностью до +/-1% в независимости от того, какая фаза является непрерывной. На точность измерения не влияет присутствие солей в смеси, плотность потока, вязкость, температура или скорость потока.

Влагомер АГАР OW-201 - многоцелевой двухфазный (жидкостно-жидкостной) монитор успешно работает уже более десяти лет. Предназначен для оперативных измерений водно-нефтяных смесей с обводненностью от 0 до 100%, и контроля за соотношением содержания органической и

неорганической фазы, поточного анализа содержания алкоголя в смеси..

АГАР OW-201 состоит из сенсора OW-201 и встроенной системы обработки данных (вторичного прибора). Сенсор смонтирован на фланцевой катушке, предназначенной для установки на трубу или байпас. В нем находится трансмиттер СВЧ, работающий на частоте 2.45 ГигаГерц и две приемные антенны. Сенсор измеряет объемные электрические свойства потока. Величины диэлектрической проницаемости углеводородов и воды анализируются и пересчитываются в объемные концентрации воды и нефти. Вся первичная и вторичная электроника находится внутри взрывозащищенного корпуса (маркировка Ex d ia IIB T4). Вторичный блок поставлен в пыле- и влагозащищенную оболочку. Данные от сенсора передаются на вторичный блок по кабелю (формат связи RS422) длиной до 1000 м. Возможны исполнения прибора, предназначенного для высоких температур до 230 град С.



*АГАР OW-201 также применяется в составе многофазных расходомеров АГАР MPFM для измерений водосодержания в диапазоне от 0 до 100% в присутствии газовой фазы до 99.9%.*

*АГАР OW-202 - погружной влагомер предназначенный для больших трубопроводов. АГАР OW-300 применяется для измерения содержания воды в*

*нефти от 0% до 1%, до 5%, до 10% или до 20%.*



#### **Область применения:**

- Контроль водосодержания товарной нефти (с присутствием серы в нефти)
- Топочный мазут
- Дизельное топливо
- Содержание парафина в нефти
- Нефть - морская вода и пр.

### **Влагомер серии OW-300**

*Многоцелевой двухфазный (жидкость/жидкость)*

#### **ОПИСАНИЕ**








Влагомер серии OW-300 определяет концентрацию жидкости в жидкости, основываясь на измерении комплексной диэлектрической проницаемости посредством высокочастотного метода. Влагомер нашел массовое применение на поточном измерении содержания воды в сырой нефти, нефтепродуктах и гликоле, измерении соотношения водяной и органической фазы. Влагомер серии OW-300 – третье поколение микроволновых анализаторов жидкость/жидкость, разработанное Agar Corporation. Первый влагомер для потоков с содержанием воды 0-100% Agar Corp. представил на рынок в 1985 году. OW-300 применяется на трубопроводах сырой нефти и нефтепродуктов, для измерения воды в дренажной нефти, гликоля и воды, воды/органических продуктов.

#### **КОНФИГУРАЦИЯ**

Система OW-300 состоит из электронного датчика-зонда, электронного блока и вторичного прибора - системы обработки данных (DAS), которая может быть установлена дистанционно от датчика. По выбору заказчика датчик OW-300 может быть на фланцевой катушке или погружным.

Прибор калибруется с помощью специальной программы, работающей в среде Windows. Эта же программа используется для поиска неисправностей, просмотра трендов (графиков данных) и сохранения информации.

### ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

-  Контроль мехпримесей и воды в продуктах нефтепереработки
-  В трубопроводах сырой нефти
-  В электродегидраторах сырой нефти
-  Для тестирования скважин
-  На коммерческих узлах контроля нефти
-  Для контроля сепарации
-  На терминалах нефти и нефтепродуктов



### Детектор раздела фаз

Приборы серии АГАР ID-200 позволяет оператору с большой точностью контролировать уровень раздела фаз. Детектор раздела фаз ID-201 состоит из трех основных компонентов: датчика, антенны и преобразователя сигналов. Путем измерения поглощения генерируемого сигнала жидкостью, окружающей антенну, детектор измеряет концентрацию воды в эмульсии в независимости от плотности, вязкости, температуры или давления.



Высокочастотный сигнал антенны позволяет прибору правильно проводить измерения несмотря на грязь, прилипающую к антенне, что, как известно, часто выводит из строя емкостные зонды.

Выходной сигнал может быть простым сигналом ВКЛ./ВЫКЛ., который активизирует выходной клапан и/или аналоговым сигналом 4-20 мА, поступающим на контрольную систему.

В составе автоматических систем Агар (Система 1, 2, 3) детекторы раздела фаз могут применяться везде, где необходимо контролировать уровень раздела фаз, например, в обессоливателях, сепараторах воды и нефти, электродегидраторах, отстойниках, теплообменниках.

### По вопросам продаж и поддержки обращайтесь:

Архангельск (8182)63-90-72	Калининград (4012)72-03-81	Нижний Новгород (831)429-08-12	Смоленск (4812)29-41-54
Астана +7(7172)727-132	Калуга (4842)92-23-67	Новокузнецк (3843)20-46-81	Сочи (862)225-72-31
Белгород (4722)40-23-64	Кемерово (3842)65-04-62	Новосибирск (383)227-86-73	Ставрополь (8652)20-65-13
Брянск (4832)59-03-52	Киров (8332)68-02-04	Орел (4862)44-53-42	Тверь (4822)63-31-35
Владивосток (423)249-28-31	Краснодар (861)203-40-90	Оренбург (3532)37-68-04	Томск (3822)98-41-53
Волгоград (844)278-03-48	Красноярск (391)204-63-61	Пенза (8412)22-31-16	Тула (4872)74-02-29
Вологда (8172)26-41-59	Курск (4712)77-13-04	Пермь (342)205-81-47	Тюмень (3452)66-21-18
Воронеж (473)204-51-73	Липецк (4742)52-20-81	Ростов-на-Дону (863)308-18-15	Ульяновск (8422)24-23-59
Екатеринбург (343)384-55-89	Магнитогорск (3519)55-03-13	Рязань (4912)46-61-64	Уфа (347)229-48-12
Иваново (4932)77-34-06	Москва (495)268-04-70	Самара (846)206-03-16	Челябинск (351)202-03-61
Ижевск (3412)26-03-58	Мурманск (8152)59-64-93	Санкт-Петербург (812)309-46-40	Череповец (8202)49-02-64
Казань (843)206-01-48	Набережные Челны (8552)20-53-41	Саратов (845)249-38-78	Ярославль (4852)69-52-93

Единый адрес для всех регионов: [arg@nt-rt.ru](mailto:arg@nt-rt.ru) || <http://agar.nt-rt.ru/>