

# Проблемы и решения по модернизации АГЗУ типов «Спутник» и «Мера» в нефтедобывающей промышленности

Борис Андрейчиков

Современный этап развития технологии в нефтедобывающей отрасли характеризуется разработкой путей модернизации находящихся в эксплуатации и вновь выпускаемых автоматических групповых замерных установок (АГЗУ) посредством оснащения их влагомерами. В статье делается оценка точности измерения расхода и относительного содержания нефти в продукции нефтедобывающих скважин с помощью разработанного для этой цели радиоволнового влагомера «Сател-РВВЛ». Описываются структура и алгоритм его работы, приводятся его технические характеристики и результаты сертификационных испытаний.

## Актуальность поставленной задачи и обоснование выбранного метода

Находящиеся в эксплуатации и выпускаемые в настоящее время автоматические групповые замерные установки (АГЗУ) типов «Спутник» и «Мера» не удовлетворяют требованиям, конкретизированным в национальном стандарте ГОСТ Р 8.615-2005.

В АГЗУ «Спутник» поступающая из скважины трёхкомпонентная смесь (нефть с растворённым в ней нефтяным газом, свободный нефтяной газ и вода) разделяется в газожидкостном сепараторе на два потока – жидкостный и газовый каналы соответственно. В жидкостном канале установлен объёмный расходомер-счётчик жидкости, а в газовом канале – объёмный расходомер газа. Таким образом, в АГЗУ «Спутник» измеряется расход жидкости (смеси нефти с растворённым в ней газом и воды) и расход свободного газа, но не определяется собственно расход нефти, содержащейся в смеси.

В АГЗУ типа «Мера» также используется сепарационная измерительная ёмкость и производится разделение измеряемой смеси на жидкостный и газовый потоки. Но благодаря использова-

нию гидростатического метода одновременно определяется плотность жидкостной смеси. Имея априорные знания плотности воды и нефти, а также измеренную плотность их смеси, вычисляют относительное массовое содержание нефти и воды. Расход газа измеряется отдельно. Но, к сожалению, применённый гидростатический метод не обеспечивает необходимой точности, когда значения плотности воды и нефти близки друг к другу.

В принципе, радикальное решение задачи измерения всех трёх компонентов смеси (нефти, воды и газа) может быть получено в процессе дальнейшего развития технологии нефтяной расходомерии за счёт перехода к созданию бессепарационных многокомпонентных расходомеров. Разработкой таких измерительных систем под приведённым наименованием многокомпонентных расходомеров, многофазных и трёхфазных расходомеров занимается на протяжении уже более двадцати лет ряд зарубежных и отечественных фирм.

Однако разработанные к настоящему времени трёхкомпонентные расходомеры не удовлетворяют требованиям по точности и экологической чистоте.

Кроме того, трёхкомпонентные расходомеры, предлагаемые рядом зарубежных фирм, таких как Agar Corporation, Schlumberger, Roxar и других, очень дороги – порядка двухсот тысяч долларов за один образец, что делает их нерентабельными для установки не только на каждую скважину, но даже на каждую АГЗУ.

В результате как в России, так и за рубежом в развитии метрологии добывающих нефтяных скважин родилось направление, имеющее целью преобразование выпускаемых и находящихся в эксплуатации двухфазных сепарационных АГЗУ, которые фактически являются технологическими устройствами, в измерительные устройства, определяющие с достаточной точностью расход каждого из трёх компонентов в добываемой сырой нефти. Ряд предприятий, разрабатывающих и выпускающих АГЗУ, предлагает направляющееся решение данной проблемы посредством использования в этих установках влагомеров и массовых расходомеров.

Однако решение такой задачи оказалось очень сложным, и предложенные на сегодняшний день варианты модернизации АГЗУ «Спутник» не удовлетворяют заданным требованиям. Это

обусловлено наличием целого ряда проблем, встающих перед разработчиками АГЗУ и разработчиками входящих в АГЗУ измерительных приборов, в особенности влагомеров.

Приведём основные из этих проблем.

1. Проблемой является неполная сепарация свободного газа в гравитационном сепараторе, особенно проявляющаяся при большой производительности. Остающееся в жидкости после сепарации количество свободного газа может достигать до 20% по объёму, не считая растворённого в жидкости газа.
2. В газовом канале имеется часть капельной жидкости, унесённой с собой газом. В результате этого при использовании в газовом канале массовых расходомеров наблюдаются большие погрешности в их работе, так как они интенсивно реагируют на капли жидкости, плотность которой в пятьдесят раз больше плотности газа при рабочем давлении 20 атмосфер.
3. Проблемы создаёт и сама нефть, являющаяся частью отсепарированной жидкости, собственно, не нефть, а нефть с растворённым в ней газом.
4. Структура потока при циклическом методе работы упомянутых АГЗУ после сепаратора в жидкостном канале не стационарна (прямая или обратная эмульсия из нефти и воды, просто перемешанная смесь из воды и нефти с содержанием пузырькового газа, последовательное вытекание из сепаратора воды, эмульсии, нефти с газом).
5. Соленость пластовой воды в скважинах различна и может меняться со

временем. Это требует от используемых влагомеров и расходомеров нечувствительности к изменению солёности воды.

6. Из-за неполной сепарации свободного газа устанавливаемые в жидкостном канале счётчики, расходомеры и влагомеры вынуждены измерять не жидкость, а двухфазную смесь жидкости со свободным и растворённым газом, на что они не рассчитаны. Однако погрешность в измерении массового расхода в жидкостном канале массовыми расходомерами может быть невелика благодаря незначительности массы неотсепарированного свободного газа по сравнению с массой жидкости.
7. Большой проблемой также является представительность зондируемого объёма измеряемой смеси для всего её объёма. Применяемый в некоторых влагомерах и трёхкомпонентных расходомерах метод локального зондирования приемлем только для хорошо перемешанных смесей.

В данной статье описывается решение этой проблемы, предлагаемое ООО «ИНГА» на основе применения разработанного им совместно с ОАО «Нефтемаш» влагомера «Сател-РВВЛ». На рис. 1, 2 и 3 приведены блок-схемы модернизированных по этому предложению АГЗУ типа «Спутник», а на рис. 4 – структурная схема АГЗУ типа «Мера» с влагомером «Сател-РВВЛ». Жёлтым цветом выделены добавленные для модернизации измерительные приборы. Эти схемы показывают весь путь прохождения измеряемого потока от переключателя скважин многоходового (ПСМ) до выхода в коллектор.

Проведём оценку погрешностей измерения, обусловленных собственно сепаратором и используемыми комплектующими приборами.

В штатных АГЗУ типа «Спутник» погрешности в измерении объёмного содержания жидкости и газа равны доле содержания газа в жидкостном канале и доле содержания капельной жидкости в газовом канале, которые могут достигать 20% и более.

В штатных АГЗУ типа «Мера» при работе в жидкостном цикле достаточно точно измеряется объёмный и массовый расход смеси жидкости со свободным и растворённым в ней газом, а затем вычисляется плотность этой смеси. При работе в газовом цикле достаточно точно измеряется объёмный расход свободного газа с содержащейся в нём объёмной долей капельной жидкости в условиях измерения. Последующий пересчёт на нормальные условия производится с учётом реальных значений давления  $P$ , объёма  $V$  и температуры  $T$  (метод  $PVT$ ), измеряемых одновременно с расходом газа. Положительным фактором по сравнению с АГЗУ типа «Спутник» является то, что упомянутое точное измерение массового расхода жидкости при наличии свободного газа в жидкостном цикле работы осуществляется естественным путём в силу особенности самого гидростатического метода без установки дополнительного проблемного массового расходомера кориолисового типа. Однако погрешность в измерении полного массового расхода жидкости и **полного** объёмного расхода свободного газа также достигает доли капельной жидкости в газе и доли газа в жидкости, то есть 20% и более.

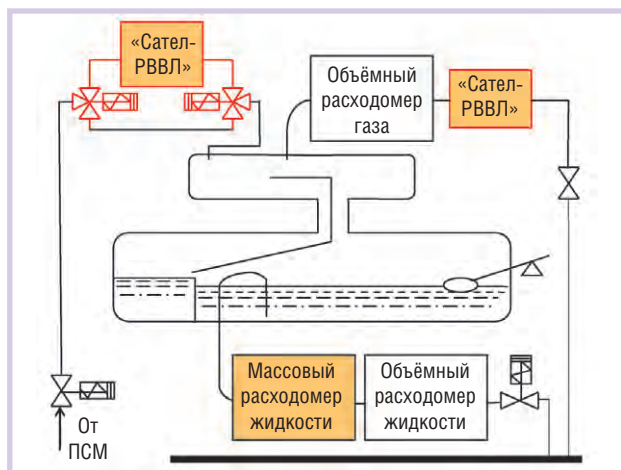


Рис. 1. Блок-схема модернизированной АГЗУ типа «Спутник» с влагомером «Сател-РВВЛ» на входе сепаратора и в газовом канале, массовым расходомером в жидкостном канале и объёмными расходомерами в обоих каналах

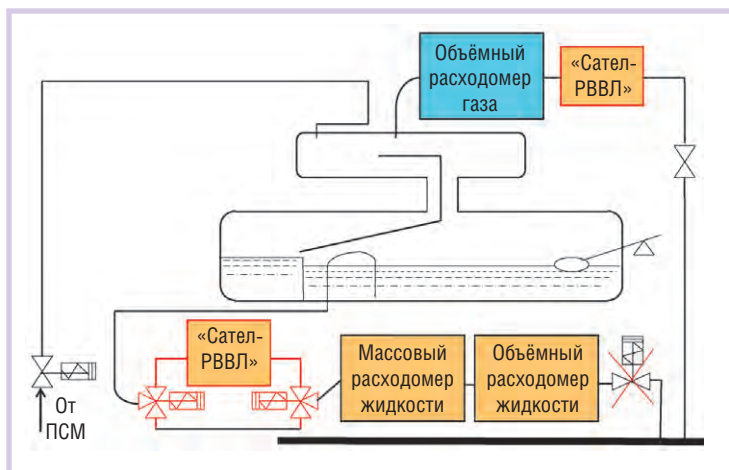


Рис. 2. Блок-схема модернизированной АГЗУ типа «Спутник» с влагомером «Сател-РВВЛ» в жидкостном канале и в газовом канале, массовым расходомером в жидкостном канале, объёмными расходомерами в обоих каналах и с непрерывным сливом

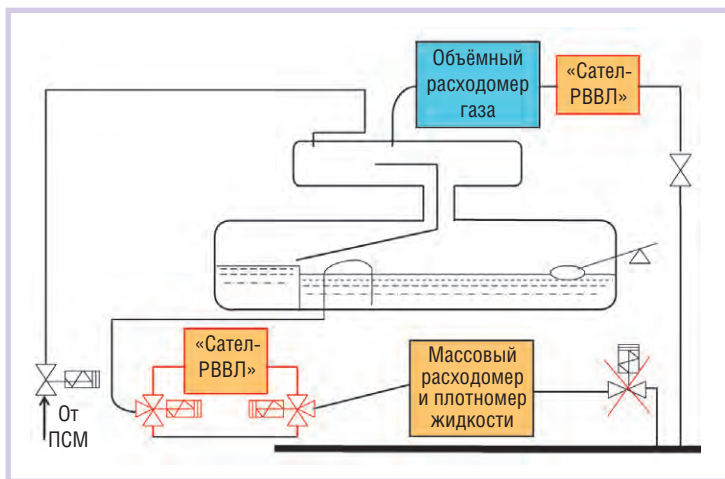


Рис. 3. Блок-схема модернизированной АГЗУ типа «Спутник» с влагомером «Сател-РВВЛ» в жидкостном канале и в газовом канале, массовым расходомером и плотномером в жидкостном канале, объёмным расходомером в газовом канале и с непрерывным сливом

Естественно, указанные погрешности в измерении полного массового расхода жидкости и полного объёмного расхода свободного газа приводят к погрешности вычисления массового расхода нефти и воды даже при значительном отличии их плотностей.

Значительное улучшение качества сепарации, то есть устранение проникновения газа в жидкостный канал и захвата капельной жидкости в газовый канал, — задача очень трудная и, можно даже сказать, в настоящее время невыполнимая. Поэтому необходима разработка эффективного метода, который обеспечил бы точное измерение параметров выходного потока сепаратора при наличии жидкости в газе и газа в жидкости. Одно из таких решений под названием «Технология контроля SONARtrac» на принципе ультразвукового зондирования предложено корпорацией FMC Technologies. Но это решение очень сложное, дорогое и с ограниченными условиями применения.

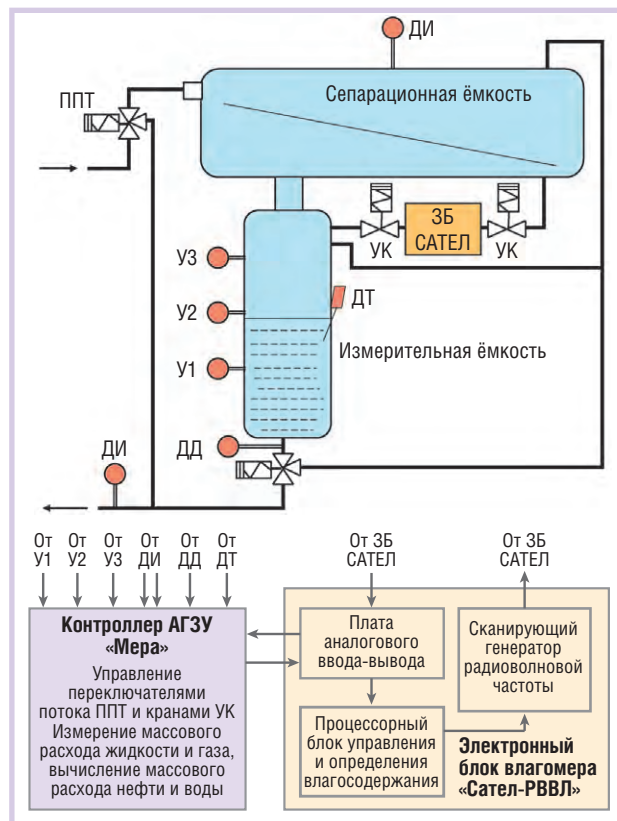
Далее в статье описывается разработанная нами идеология построения измерительного процесса на основе адекватной структуры, правильного подбора типа используемой измерительной аппаратуры — объёмных и массовых расходомеров и в особенности влагомера, нечувствительного к содержанию газовой фазы.

Отметим, что определение относительного содержания нефти и воды в нефтеводной и тем более в нефтегазоводной смеси без измерения относительного содержания воды практически невозможно. А если, как в нашем случае, газожидкостная смесь содержит помимо свободного газа ещё и

растворённый газ, то влагомер должен измерять влагосодержание жидкости со свободным газом независимо от содержания последнего.

На сегодня таким прибором является разработанный нами радиоволновой влагомер «Сател-РВВЛ». Его характеристики будут приведены далее, а пока остановимся на оценке того, какие преимущества даёт возможность измерять влагосодержание в трёхкомпонентной смеси.

Рассмотрим обоснование расположения измерительных приборов в составе АГЗУ при их модернизации. Использование массового расходомера и расположение его в жидкостном канале «Спутника» (как в предложении фирмы Argosy Technologies Ltd и МОАО «Нефтеавтоматика») функционально является оптимальным, так как погрешность измерения массового расхода жидкости меньше, чем массовый расход газа в жидкостном канале. Но возможность реализации с помощью массометров кориолисового типа проблематична, о чём подробнее будет рассказано в конце этого раздела. Для устранения погрешности, связанной с недоизмерением количества жидкости в газовом канале, нами предлагается устанавливать в нём зондирующий блок влагомера «Сател-РВВЛ», работающий с повышенной точностью при измерении малого содержания воды в газовом потоке. Второй зондирующий блок



#### Условные обозначения:

- ППТ — переключатель потока трёхходовой;
- ДИ — датчик избыточного давления;
- У1, У2, У3 — датчики уровня;
- ДД — датчик дифференциального давления;
- ДТ — датчик температуры;
- УК — управляемые краны;
- ЗБ САТЕЛ — зондирующий блок влагомера «Сател-РВВЛ».

Рис. 4. Структурная схема системы АГЗУ «Мера» с влагомером «Сател-РВВЛ»

влагомера в силу нечувствительности влагомера к содержанию газа в смеси может располагаться до сепаратора, после сепаратора перед накопительной ёмкостью и (в режиме непрерывного слива) в жидкостном канале. Поскольку все имеющиеся на сегодня влагомеры, в том числе «Сател-РВВЛ», измеряют **объёмное** относительное содержание воды, в жидкостном канале сохранён **объёмный** расходомер. Хорошим решением является также наличие в жидкостном канале вместо объёмного расходомера массового плотномера в дополнение к уже установленному там массовому расходомеру, особенно если функция измерения массового расхода и плотности смеси выполняется одним прибором одновременно. При этом обязательным требованием, как и упомянутым ранее в отношении влагомера, является работоспособность в условиях значительного содержания газа (до 30%) в измеряемой смеси.

В АГЗУ «Мера» достаточно использования влагомера «Сател-РВВЛ» с од-

ним зондирующим блоком после сепаратора перед измерительной ёмкостью.

Во всех представленных вариантах схем модернизированных АГЗУ проблема, связанная с измерением воды, решается с помощью влагомера «Сател-РВВЛ». Однако в отношении измерения массовых параметров ситуация неопределённая.

К сожалению, обоснованных данных о точностных характеристиках используемых в модернизированных АГЗУ типа «Спутник» кориолисовых расходомеров и плотномеров при наличии газа в измеряемой жидкости и воды в измеряемом газе к настоящему времени нет. Указываемые документально их разработчиками и производителями малые погрешности являются основными, то есть имеющими место в нормальных условиях, и справедливы для жидкостей, жидкостных эмульсий и газов. Устные утверждения насчёт полных погрешностей весьма противоречивы. Называются максимальные значения допустимого содержания объёмного пузырькового газа, когда происходит срыв в работе массомера и плотномера, в пределах от 5 до 30%. При этом не указывается, каковы дополнительные погрешности для меньших значений содержания газа. О погрешностях в измерении массового расхода газа при наличии в нём капельной жидкости вообще не идёт речи. Некоторые соображения насчёт проблем, связанных с использованием кориолисовых массовых расходомеров и плотномеров, высказаны в статьях [1] и [2].

Ясно из самого принципа действия, что использование кориолисовых массовых расходомеров в газовом канале, где имеется капельная жидкость, нецелесообразно из-за больших в этих условиях погрешностей в измерении расхода газа. Использование кориолисовых массовых расходомеров и плотномеров в жидкостном канале возможно при тщательном подборе модификаций, работающих при значительном содержании газа в смеси.

Следует отметить, что проблемы, связанной с неопределённостью работоспособности массовых расходомеров и плотномеров при наличии свободного газа в смеси, при модернизации АГЗУ типа «Мера» нет, так как нет потребности в их использовании.

Дальнейшее содержание настоящей статьи при сравнительной оценке точностей с использованием и неисполь-

зованием влагомера «Сател-РВВЛ» при модернизации АГЗУ предполагает правильный подбор применённых массометров и плотномеров.

### **Функциональные возможности АГЗУ типов «Спутник» и «Мера», модернизированных путём применения влагомера «Сател-РВВЛ»**

Описанные структуры модернизированных АГЗУ типов «Спутник» и «Мера» позволяют **точно определить полный массовый и объёмный расход нефти, воды и свободного газа в общем потоке измеряемой смеси**. При этом с **малой погрешностью** определяются:

- массовый расход жидкости,
- массовый расход нефти с растворённым газом,
- объёмный расход нефти с растворённым газом,
- объёмный расход жидкости,
- объёмный расход свободного газа в рабочих и в нормальных условиях,
- массовый расход свободного газа,
- объёмная и массовая обводнённость нефти с растворённым газом.

Перечисленные функциональные возможности реализуются благодаря размещению влагомера как в жидкостном, так и в газовом каналах (циклах), на участках непрерывного потока смеси до её расслоения в измерительных ёмкостях и благодаря работоспособности влагомера «Сател-РВВЛ» при большом содержании свободного газа. Указанное свойство влагомера «Сател-РВВЛ» обусловлено его принципом работы на основе диэлькометрического метода и реализацией в конструктивном исполнении в виде радиоволнового датчика (РВД).

Сам диэлькометрический метод является адекватным для данной задачи благодаря тому, что диэлектрическая проницаемость воды, особенно солёной, в радиоволновом диапазоне волн намного больше, чем у нефти и газа. Это во-первых. Во-вторых, исполнение в виде радиоволнового датчика по сравнению с используемым в ряде случаев ёмкостным датчиком имеет преимущества по части неинтрузивного характера применения и обеспечения большей представительности измеряемого объёма смеси. В-третьих, резонансная частота радиоволнового датчика зависит не только от диэлектрических свойств измеряемой смеси, но и от параметров возбуждающей об-

мотки, а также её входных и выходных частотнозависимых цепей. Соответствующим выбором конструктивных параметров РВД и электрических параметров возбуждающей обмотки с её входной и выходной цепями можно достигать различных желаемых свойств, в частности, независимости результатов измерения влагосодержания от газосодержания смеси и солёности воды.

Отметим также следующее. Предусмотренный режим работы влагомера «Сател-РВВЛ» с остановкой потока при измеряемой смеси типа «нефть в воде» обеспечивает независимость результатов измерения от структуры потока, в частности, от изменения его скорости, сопровождаемого изменением степени гомогенизации смеси. Сам факт остановки потока в зондирующем блоке изделия никак не сказывается на общем потоке, так как при этом он перекрывается на байпас. Тем более это не существенно при использовании влагомера в измерительных установках циклического действия, таких как «Спутник» и «Мера».

Предлагаемый влагомер «Сател-РВВЛ» является измерительным прибором и может быть использован в качестве автономного устройства для измерения относительного объёмного содержания воды (влагосодержания) в нефтегазоводной смеси из нефтяной скважины. Также он может быть применён в измерительных системах, технологических установках и других устройствах, измеряющих расход и количество нефти с растворённым газом (далее – нефти) и свободного газа (далее – газа) в продукции нефтяной скважины.

В табл. 1 и на рис. 5 приведены точностные характеристики для различных вариантов структуры гидродинамических схем, качества сепарации АГЗУ и погрешностей используемых комплектующих приборов. Там же представлены допустимые по ГОСТ Р 8.615-2005 погрешности измерения массового расхода нефти.

Данные приведены для четырёх случаев:

- 1) сепарация в АГЗУ идеальная, и используемые комплектующие приборы не имеют погрешностей;
- 2) сепарация в АГЗУ идеальная, используемые комплектующие приборы имеют погрешности;
- 3) сепарация реальная с объёмным содержанием газа в жидкостном канале

10% и объёмным содержанием капельной жидкости в газовом канале также 10%, используемые комплектующие приборы не имеют погрешностей;

4) сепарация реальная с параметрами, как в предыдущем пункте, но комплектующие приборы тоже с реальными погрешностями (основная погрешность влагомера в жидкостном канале 1%, в газовом канале минус 0,5%, погрешность массового расходомера 0,1% и плотномера минус 0,1%).

В каждом из рассматриваемых случаев приведены характеристики для вариантов структур с использованием влагомера «Сател-РВВЛ» как в жидкостном, так и в газовом каналах (правые колонки бирюзового цвета в табл. 1 и кривые синего цвета на рис. 5) и для варианта без влагомера в газовом канале (левые колонки жёлтого цвета в табл. 1 и кривые жёлтого цвета на рис. 5).

Анализ представленных точностных характеристик показывает следующее:

- для компенсации погрешностей, обусловленных неидеальной сепарацией в самих АГЗУ, необходима информация о количестве капельной жидкости в газовом канале, получаемая, например, с применением в нём влагомера, работающего при сколь угодно больших содержаниях газа, в частности, описываемого в данной статье влагомера «Сател-РВВЛ»;
- без использования информации о жидкости в газовом канале относительная погрешность измерения массового расхода нефти практически равна доле жидкости, уносимой газом в газовый канал даже при нулевых погрешностях применяемых комплектующих приборов (для приведённых данных это 10%);
- при структуре АГЗУ с использованием влагомера «Сател-РВВЛ» (допускающего любое содержание газа в измеряемой смеси) как в жидкостном, так и в газовом каналах (это может быть один влагомер с двумя зондирующими и одним электронным блоками) компенсируется неидеаль-



Рис. 6. Общий вид технологического блока АГЗУ «Мера»

ность сепарации в АГЗУ, и погрешности измерения массового расхода нефти хорошо укладываются в требования ГОСТ Р 8.615-2005, кроме одной крайней точки при обводнённости 95%;

- удовлетворение требованиям ГОСТ по **полной относительной** погрешности при обводнённости, равной 95% и более, **проблематично**.

### ПРИМЕНЕНИЕ ВЛАГОМЕРА «САТЕЛ-РВВЛ» В АГЗУ ТИПА «МЕРА»

На заводе «Нефтемаш» (г. Тюмень) разработаны и изготовлены несколько образцов АГЗУ типа «Мера» гидростатического принципа действия с двумя вариантами установки в них влагомера «Сател-РВВЛ»:

- в сливном трубопроводе из нижней части измерительной ёмкости (с заполнением зондирующего блока влагомера начальной порцией поступающей в эту ёмкость продукции нефтяной скважины до её расслоения);
- в трубопроводе, соединяющем сепарационную ёмкость с измерительной ёмкостью, где постоянно идёт отсепарированный поток смеси.

На рис. 6 представлен общий вид технологического блока АГЗУ типа «Мера», а на рис. 7 показан крупным планом зондирующий блок влагомера, обранный кранами для запиравания в нём измеряемой смеси и установленный в трубопроводе из нижней части измерительной ёмкости. Фотография для рис. 7 сделана во время проведения предварительных промысловых испытаний на кусте № 13 Северо-Покурского месторождения ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз».

Функционирование измерительной системы, состоящей из АГЗУ типа



Рис. 7. Установка зондирующего блока влагомера «Сател-РВВЛ» в сливном трубопроводе из измерительной ёмкости АГЗУ «Мера»

«Мера» с влагомером «Сател-РВВЛ», можно пояснить с помощью структурной схемы, представленной на рис. 4 и соответствующей варианту установки зондирующего блока между сепарационной и измерительной ёмкостями.

Заполняя последовательно во времени измерительную ёмкость сначала отсепарированной жидкостью, а затем газом, определяют массовый расход жидкости и газа. При заполнении измерительной ёмкости в моменты достижения жидкостью нижнего, а затем верхнего уровней, фиксируемых датчиками уровня У1 и У2 (или У1 и У3), измеряются с помощью дифференциального датчика давления ДД приращение массы и посредством контроллера соответствующее приращение времени. Путём деления приращения массы на известный между двумя уровнями объём измерительной ёмкости получают плотность жидкости с остатками газа, а делением приращения массы на время заполнения между указанными уровнями определяют массовый расход жидкости с остатками в ней газа. Во время газового цикла выполняется вытеснение газом жидкости из измерительной ёмкости, а затем вычисляется объёмный расход газа с остатками капельной жидкости в нём при рабочем давлении. Полученные в рабочих условиях значения объёмного расхода газа пересчитываются на нормальные условия с использованием измеренных в рабочих условиях значений давления и температуры, а также известного объёма (метод *PVT*).

Таблица 1

Точностные характеристики для различных структур АГЗУ и качества комплектующих (массовая погрешность в долях)

| Содержание воды в жидкости | Идеальные сепаратор и приборы |                 | Идеальный сепаратор, приборы с погрешностью |                 | Газа в жидкостном канале и жидкости в газовом канале по 10% объёмных, приборы точные |                 | Газа в жидкостном канале и жидкости в газовом канале по 10% объёмных, приборы с погрешностью |                 | Допуск на погрешность |                 |
|----------------------------|-------------------------------|-----------------|---|-----------------|--|-----------------|--|-----------------|-----------------------|-----------------|
|                            | $V_{в/ж}$                     | $\delta M_{нж}$ | $\delta M_{нжг}$                            | $\delta M_{нж}$ | $\delta M_{нжг}$   | $\delta M_{нж}$ | $\delta M_{нжг}$   | $\delta M_{нж}$ | $\delta M_{нжг}$      | $\delta_{доп+}$ |
| 0,001                      | 0                             | 0,045           | -0,0115                                     | 0,0478          | -0,0967  | -0,0426         | -0,1084  | -0,0549         | 0,06                  | -0,06           |
| 0,051                      | 0                             | 0,045           | -0,0123                                     | 0,047           | -0,0966  | -0,0424         | -0,1089  | -0,0555         | 0,06                  | -0,06           |
| 0,101                      | 0                             | 0,045           | -0,0131                                     | 0,0461          | -0,0964  | -0,0422         | -0,1095  | -0,0561         | 0,06                  | -0,06           |
| 0,151                      | 0                             | 0               | -0,0140                                     | -0,0463         | -0,0962  | 0,0043          | -0,1102  | -0,0448         | 0,06                  | -0,06           |
| 0,201                      | 0                             | 0               | -0,0150                                     | -0,0392         | -0,0959  | 0,0045          | -0,1110  | -0,0376         | 0,06                  | -0,06           |
| 0,251                      | 0                             | 0               | -0,0161                                     | -0,0355         | -0,0957  | 0,0048          | -0,1119  | -0,0337         | 0,06                  | -0,06           |
| 0,301                      | 0                             | 0               | -0,0175                                     | -0,0336         | -0,0954  | 0,0052          | -0,1128  | -0,0315         | 0,06                  | -0,06           |
| 0,351                      | 0                             | 0               | -0,0190                                     | -0,0328         | -0,0950  | 0,0056          | -0,1140  | -0,0305         | 0,06                  | -0,06           |
| 0,401                      | 0                             | 0               | -0,0207                                     | -0,0328         | -0,0946  | 0,006           | -0,1153  | -0,0302         | 0,06                  | -0,06           |
| 0,451                      | 0                             | 0               | -0,0228                                     | -0,0336         | -0,0941  | 0,0066          | -0,1169  | -0,0306         | 0,06                  | -0,06           |
| 0,501                      | 0                             | 0               | -0,0254                                     | -0,0350         | -0,0935  | 0,0072          | -0,1188  | -0,0316         | 0,06                  | -0,06           |
| 0,551                      | 0                             | 0               | -0,0284                                     | -0,0372         | -0,0928  | 0,008           | -0,1211  | -0,0333         | 0,06                  | -0,06           |
| 0,601                      | 0                             | 0               | -0,0323                                     | -0,0402         | -0,0919  | 0,0091          | -0,1240  | -0,0358         | 0,06                  | -0,06           |
| 0,651                      | 0                             | 0               | -0,0372                                     | -0,0445         | -0,0907  | 0,0103          | -0,1278  | -0,0393         | 0,06                  | -0,06           |
| 0,701                      | 0                             | 0               | -0,0438                                     | -0,0506         | -0,0891  | 0,0121          | -0,1328  | -0,0442         | 0,15                  | -0,15           |
| 0,751                      | 0                             | 0               | -0,0531                                     | -0,0593         | -0,0869  | 0,0145          | -0,1397  | -0,0515         | 0,15                  | -0,15           |
| 0,801                      | 0                             | 0               | -0,0670                                     | -0,0727         | -0,0837  | 0,0181          | -0,1502  | -0,0627         | 0,15                  | -0,15           |
| 0,851                      | 0                             | 0               | -0,0902                                     | -0,0955         | -0,0782  | 0,0242          | -0,1678  | -0,0817         | 0,15                  | -0,15           |
| 0,901                      | 0                             | 0               | -0,1369                                     | -0,1417         | -0,0672  | 0,0365          | -0,2030  | -0,1203         | 0,15                  | -0,15           |
| 0,951                      | 0                             | 0,1             | -0,2789                                     | -0,2068         | -0,0337  | 0,063           | -0,3102  | -0,2412         | 0,15                  | -0,15           |

Примечание. Жёлтый тон соответствует использованию влагомера только в жидкостном канале, бирюзовый – его использованию в жидкостном и газовом каналах. Красный тон означает, что погрешность измерения массового расхода нефти не удовлетворяет требованиям ГОСТ.

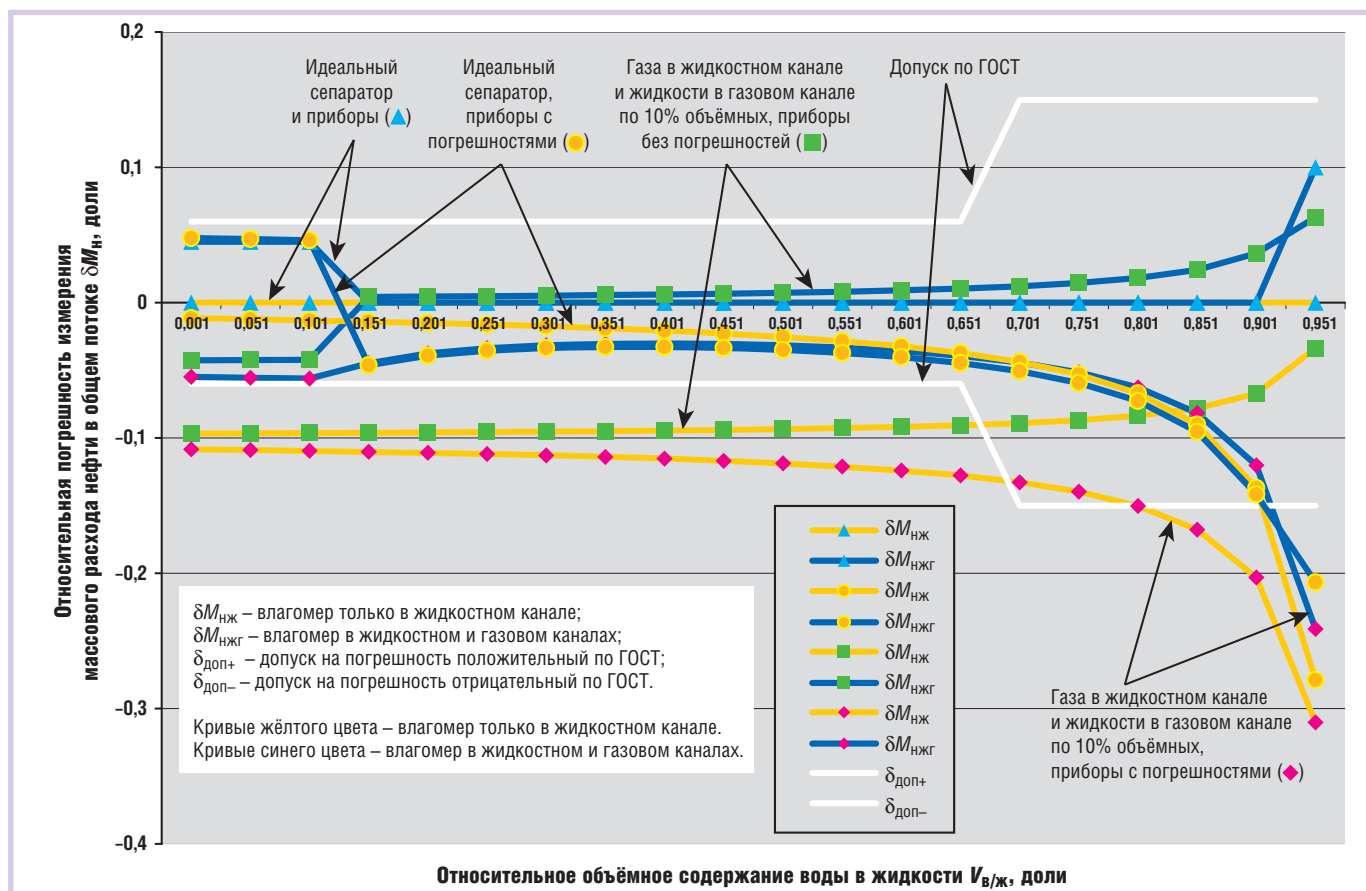


Рис. 5. Зависимость погрешности измерения массового расхода нефти в общем потоке смеси от содержания воды в жидкости для различных вариантов модернизации АГЗУ «Спутник»

Далее при отсутствии влагомера с помощью известного в гидростатическом методе алгоритма вычисляется массовый расход нефти на основе измеренного значения плотности жидкости с остатками газа и априорных знаний о значениях плотности воды и нефти. Проблема здесь заключается в том, что наличие свободного газа в жидкостном цикле и капельной жидкости в газовом цикле приводят к большим погрешностям вычисления массового расхода нефти и воды даже при небольшой разнице плотностей воды и нефти.

Наличие информации от влагомера об относительном объёмном содержании воды в жидкости с остатками газа в ней позволяет определить массовый расход нефти и воды по известному алгоритму, в основе которого лежит следующая формула:

$$Q_H^M = Q_{CM}^M \left( 1 - V_B^{OTH} \frac{\rho_B}{\rho_{CM}} - V_G^{OTH} \frac{\rho_G}{\rho_{CM}} \right), \quad (1)$$

где  $Q$  – массовый расход нефти;  
 $Q_{CM}^M$  – массовый расход смеси из нефти, воды и остаточного свободного газа;  
 $V_B^{OTH}$  – объёмное относительное содержание воды в смеси;  
 $V_G^{OTH}$  – объёмное относительное содержание газа в смеси;  
 $\rho_B$  – плотность воды;  
 $\rho_G$  – плотность газа;  
 $\rho_{CM}$  – плотность смеси.

Как видно из формулы (1), методическая погрешность здесь практически отсутствует, поскольку массовый расход смеси и её плотность получаются из данных измерения одного и того же объёма смеси, а третье слагаемое в скобках мало. Действительно, плотности газа и смеси отличаются примерно в 50 раз (при рабочем давлении 20 атмосфер), и при объёмном содержании газа величиной 10% внесённая погрешность составит величину всего около 0,2%.

Подчеркнём, что вычисляемая в АГЗУ «Мера» плотность – это не плотность чистой нефти или жидкости, а плотность смеси жидкости со свободным и растворённым в ней газом. Но это именно та плотность, которая нужна для точного вычисления массово-

го расхода нефти, что видно из формулы (1).

Количество капельной жидкости, уносимой газом, измеряется тем же влагомером «Сател-РВВЛ», пересчитывается пропорционально в количество нефти в жидкости, и этот массовый расход нефти в газовой составляющей потока приплюсовывается к вычисленному расходу в жидкостной составляющей.

Таким образом, остающаяся случайная составляющая погрешности определяется погрешностью используемых комплектующих приборов – применительно к рассматриваемому варианту модернизации АГЗУ типа «Мера» это погрешность датчиков уровня, датчиков избыточного и дифференциального давления и влагомера. Все они должны правильно измерять соответствующие им параметры в условиях значительного содержания газа в жидкостной составляющей и содержания капельной жидкости в газовой составляющей общего расхода.

Вариант модернизации АГЗУ типа «Мера/2+» защищён патентом РФ [3].

Далее рассмотрим подробно устройство и характеристики описываемого в статье радиоволнового влагомера «Сател-РВВЛ».

### АППАРАТНАЯ ЧАСТЬ И ОСОБЕННОСТИ КОНСТРУКЦИИ ВЛАГОМЕРА «САТЕЛ-РВВЛ»

Рассмотрим состав изделия, используя внешний вид зондирующего блока (рис. 8), внешний вид электронного блока (рис. 9) и блок-схему влагомера (рис. 10), на которой представлены все его элементы за исключением устройств электропитания, барьеров искрозащиты между зондирующим и электронным блоками, а также переключателей потока (отсечных клапанов), показанных на схемах АГЗУ типов «Спутник» и «Мера» (рис. 1–4).

Устройство состоит из зондирующего блока 1 и электронного блока 2.



Рис. 9. Электронный блок влагомера «Сател-РВВЛ» с открытой крышкой

Зондирующий блок, собственно являющийся первичным преобразователем, разделяется на две секции: секцию радиоволнового датчика 3 и секцию датчиков давления и температуры (ДДТ) 4. РВД представляет собой металлическую трубу с фланцами, в которой расположена диэлектрическая труба с обмоткой возбуждения 5. В металлических корпусах 6 и 7

смонтированы входная и выходная цепи обмотки возбуждения, а на их внешней поверхности расположены высокочастотные разъёмы. Секция ДДТ имеет в своём составе датчик давления 8 типа PC-28 (фирма APLISENS) с маркировкой взрывозащиты 0ExiaIICT6 X и датчик температуры 9 типа ТСП Метран-256 (100П) с маркировкой взрывозащиты 1ExdIICT6 X или 1ExdIICT5 X.

Электронный блок полностью выполнен из готовых покупных плат и модулей, включая металлический корпус – шкаф CONCEPTLINE (400×300×150 мм) фирмы Schroff, и рассчитан на отвёрточную технологию. Он содержит следующие основные комплектующие:

- модуль центрального процессора (одноплатный компьютер) 10, в качестве которого используется CPU686-CAN производства фирмы FASTWEL;
- синтезатор частоты 11 фирмы Analog Devices или фирмы FASTWEL, выполненный по технологии прямого цифрового синтеза DDS, например AD9850, AD9851, AD9854;
- плату аналогового ввода-вывода 12 с многоканальным аналого-цифровым преобразователем (АЦП) и многоканальным цифро-аналоговым преобразователем (ЦАП) типа AI8S-5A-2 с гальванической развязкой и возможностями параллельных измерений фирмы FASTWEL;
- усилитель 13 типа AD8011ARZ фирмы Analog Devices;
- логарифмические усилители-детекторы 14 и 15 типа AD8310-EVAL



Рис. 8. Общий вид зондирующего блока влагомера «Сател-РВВЛ» с датчиками температуры и давления

фирмы Analog Devices или фирмы FASTWEL;

- блок питания серии NLP65 фирмы Artesyn или TXL 060-0534TI фирмы Traco Electronic AG;
- преобразователи напряжения серии SHP5 фирмы Artesyn или TEN 12-24-10/11 фирмы Traco Electronic AG;
- барьеры искрозащиты с трансформаторной гальванической развязкой типа KFD2-STC4-Ex1 (для датчика температуры) и KFD0-TR-Ex1 (для датчика давления) производства компании Pepperl+Fuchs;
- клеммные платы, кабели, разъёмы и другие мелкие комплектующие.

Соединение между зондирующим и электронным блоками осуществляется двумя высокочастотными коаксиальными кабелями 16 и 17, через которые производятся подача и съём сигналов с обмотки возбуждения, а также двумя низкочастотными кабелями 18 и 19 для запитки и передачи сигналов датчиков давления и температуры.

Зондирующий блок должен устанавливаться на горизонтальный участок трубопровода.

Способ, применённый во влагомере «Сател-РВВЛ», и его устройство защищены патентом РФ [4].

Во влагомере предусмотрены три варианта выдачи результатов измерений на внешнее устройство. По окончании цикла измерения в рабочей программе производится кодировка выходных данных и формирование из них пакетов для передачи через интерфейс RS-232 либо по протоколу Modbus RTU через интерфейс RS-485 или RS-422. Цифровые результаты измерений также передаются на входы ЦАП для их преобразования в аналоговые сигналы. На рис. 10 передача цифровой информации показана двунаправленной стрелкой «RS-232/422/485» от одноплатного компьютера, а передача аналоговой информации (0–10 В) – стрелкой «Выходные сигналы с ЦАП» от платы аналогового ввода-вывода.

Кроме того, предусмотрен одноканальный порт аналогового ввода (0–10 В) для получения внешней информации в аналоговом виде. Этот порт используется, например, при работе влагомера в составе АГЗУ «Мера»

для приёма сигнала о запираании исследуемой смеси в рабочей зоне. На рис. 10 данный канал показан стрелкой к плате аналогового ввода-вывода с надписью «Входной сигнал».

Предусмотрена также возможность подключения влагомера «Сател-РВВЛ» к внешнему компьютеру через порты COM1 и COM2 для управления им и вывода на экран компьютера результатов работы влагомера в табличном и графическом видах во время отладочных работ. На рис. 10 это отражено двунаправленной стрелкой от одноплатного компьютера с надписью «Консоль оператора».

### АЛГОРИТМ РАБОТЫ И МАТЕМАТИЧЕСКОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ ВЛАГОМЕРА

Теоретические основы, на которых базируются принципы построения, функционирования и применения РВД, входящего в состав разработанного влагомера, изложены в книге [5] и статье [6].

Принцип действия влагомера «Сател-РВВЛ» заключается в зависимости резонансной частоты и амплитуды колебаний объёмного высокочастотного резонатора от значения комплексной диэлектрической проницаемости находящегося в нём вещества, которая, в свою очередь, зависит от относительного содержания компонентов в измеряемой смеси. В основе этого явления стоит закономерность задержки по фазе и затухания амплитуды высокочастотной радиоволны при её распространении в веществе или смеси веществ. Принципиальным обстоятельством является влияние на эти закономерности структуры измеряемой смеси, особенно если в состав смеси входит полярное вещество, обладающее электрической проводимостью. В смеси из добывающих нефтяных скважин это вода, которая может иметь изменяющуюся величину электропроводимости вследствие изменяющейся собственной солёности. Кроме того, вещественная и мнимая составляющие комплексной диэлектрической проницаемости смеси из нефти с водой различны для разных видов смеси, а именно для таких как «вода в нефти» или «нефть в воде». Большое влияние на комплексную диэлектрическую проницаемость смеси оказывает наличие в ней помимо жидких компонентов также и пузырькового попутного газа.

Важным обстоятельством, как уже было упомянуто, является то, что в ра-

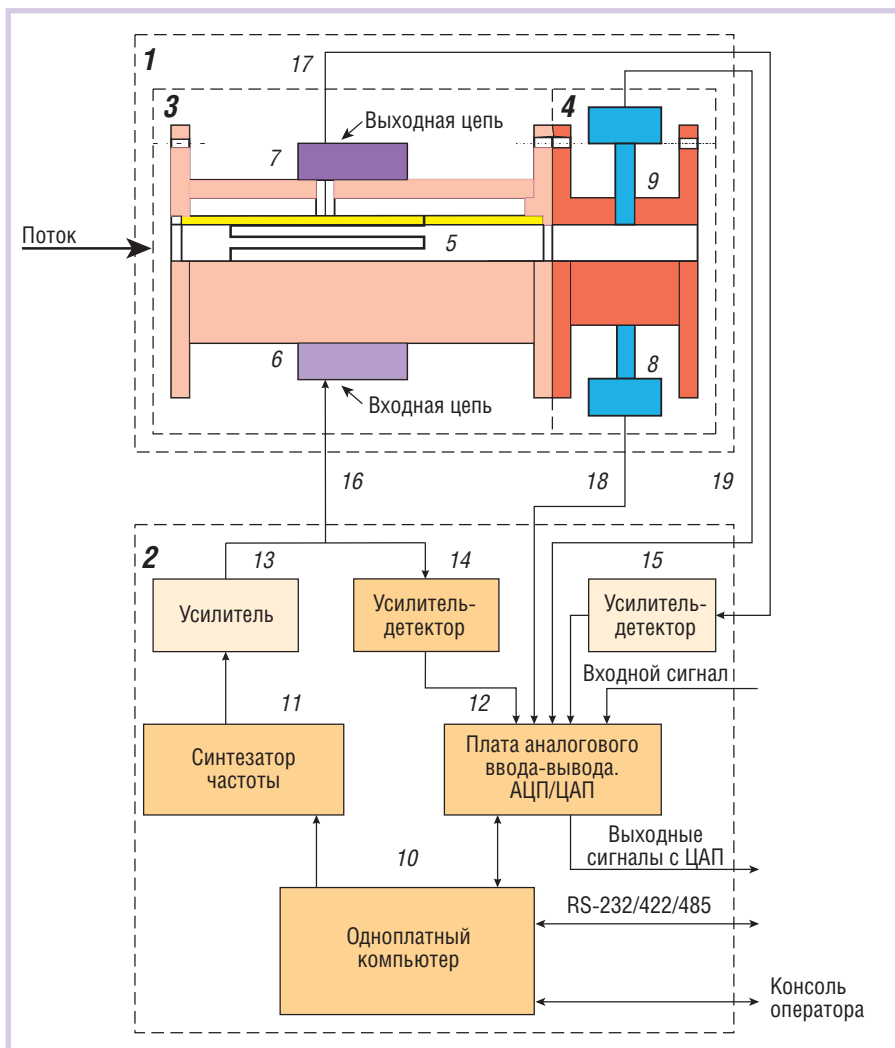
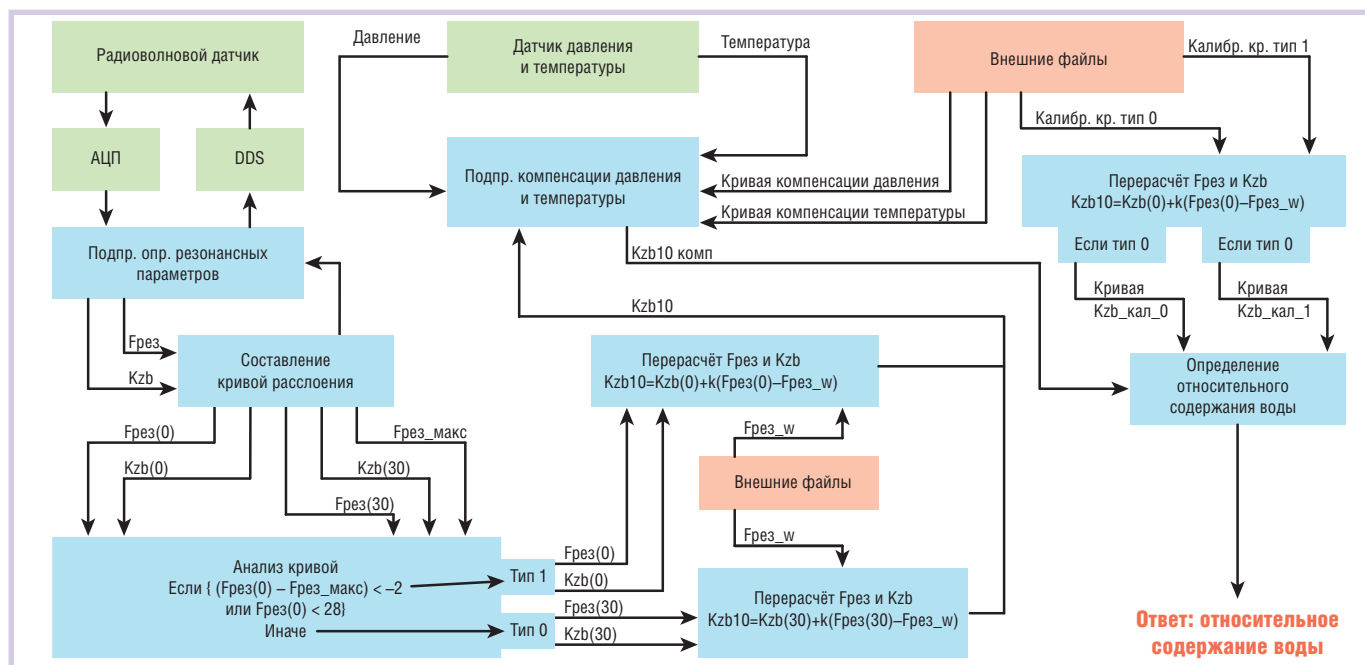


Рис. 10. Блок-схема влагомера «Сател-РВВЛ»





**Условные обозначения:** **Fрез** – резонансная частота; **Kzb** – коэффициент передачи на резонансной частоте; **Fрез(0)** – резонансная частота в момент времени ноль минут непосредственно перед запираем потоком; **Kzb(0)** – коэффициент передачи на резонансной частоте в момент времени ноль минут непосредственно перед запираем потоком; **Fрез(30)** – резонансная частота в момент времени через 30 минут после запираем потоком; **Kzb(30)** – коэффициент передачи на резонансной частоте в момент времени через 30 минут после запираем потоком; **Kzb10** – обобщённый коэффициент передачи на резонансной частоте, соответствующий виду измеряемой смеси (в момент времени ноль минут или через 30 минут после запираем потоком); **Kzb10 комп** – обобщённый коэффициент передачи на резонансной частоте, соответствующий виду измеряемой смеси (в момент времени ноль минут или через 30 минут после запираем потоком) с учётом температурной компенсации; **Fрез\_w** – резонансная частота для воды, заложена при калибровке; **Тип 0** – тип измеряемой смеси «нефть в воде»; **Тип 1** – тип измеряемой смеси «вода в нефти»; **Калибр. кр. тип 0** – калибровочная кривая для смеси типа «нефть в воде» (тип 0); **Калибр. кр. тип 1** – калибровочная кривая для смеси типа «вода в нефти» (тип 1); **Кривая Kzb\_кал\_0** – калибровочная кривая типа 0 после определения, что смесь принадлежит типу «нефть в воде»; **Кривая Kzb\_кал\_1** – калибровочная кривая типа 1 после определения, что смесь принадлежит типу «вода в нефти».

Рис. 11. Схема рабочего алгоритма влагомера «Сател-РВВЛ»

диоволновых датчиках резонансная частота и затухание сигнала зависят не только от названных характеристик измеряемых смесей, но также и от амплитудно-частотных характеристик обмотки возбуждения и её входной и выходной цепей. Данное обстоятельство позволило так подобрать параметры этих элементов, чтобы сделать результаты измерений влагосодержания независимыми от солёности воды и наличия пузырькового газа.

Для учёта различия комплексной диэлектрической проницаемости от вида и структуры измеряемой смеси предусмотрено наличие в рабочем алгоритме влагомера двух градуировочных характеристик, используемых в зависимости от того, какого вида смесь идёт из скважины – «вода в нефти» или «нефть в воде». При этом в алгоритме заложен блок автоматического распознавания вида смеси по величине резонансной частоты. В силу изложенных физических закономерностей рабочий алгоритм влагомера в основном состоит из измерения двух главных информативных параметров – резонансной частоты **Fрез** и амплитуды сигнала на выходе радиоволнового датчика – и обработки

этих сигналов путём сравнения их с упомянутыми градуировочными характеристиками. Предварительно делением амплитуды измеренного выходного сигнала на амплитуду входного сигнала вычисляется коэффициент передачи зондирующего блока **Kzb**. Из резонансной частоты и коэффициента передачи формируется обобщённый измеренный параметр **Kzb10**, определяемый значениями обоих измеренных параметров с учётом значения резонансной частоты для воды из градуировочной характеристики. Дальнейшие операции в обработке полученного обобщённого параметра состоят в сопоставлении его с одной из градуировочных характеристик и в извлечении посредством этого сопоставления измеренного значения влагосодержания.

Программное обеспечение состоит из собственно рабочей программы **rvv1102.exe** с входными файлами **danrvv12.txt**, **rvv1102.txt** и программы для испытаний и исследований **mera+result.exe**. На рис. 11 представлена укрупнённая схема алгоритма, реализованного в рабочей программе. Входной файл **danrvv12.txt** предназначен для задания различных параметров

и режимов работы влагомера «Сател-РВВЛ», среди которых:

- работа в автономном режиме или в составе АГЗУ;
- режим градуировки;
- автоматический выбор типа градуировки, соответствующей виду смеси (непрерывный компонент вода или нефть);
- тестовые режимы;
- количество усредняемых значений и ряд других.

Во входном файле **rvv1102.txt** размещаются градуировочные кривые.

## СТЕНДОВОЕ ОБОРУДОВАНИЕ И РЕЗУЛЬТАТЫ ИСПЫТАНИЙ

Для обеспечения экспериментальной базы разработки влагомера «Сател-РВВЛ» и проведения испытаний на заводе «Нефтемаш» (г. Тюмень) были созданы два циркуляционных динамических стенда: испытательная установка «Сател-УИВ» и трёхкомпонентный стенд «Поток».

Испытательная установка «Сател-УИВ» представляет собой двухкомпонентный динамический стенд с циркуляционным трубопроводным контуром, по которому с задаваемой ско-



Рис. 12. Общий вид испытательной установки «Сател-УИВ» в процессе монтажа на ней зондирующего блока влагомера «Сател-РВВЛ»

ростью движется измеряемая смесь, перемешанная роliko-лопастным насосом. Установка позволяет создавать смеси с разной степенью гомогенизации и различных видов («нефть в воде» или «вода в нефти»). Общий вид установки в процессе монтажа на ней зондирующего блока влагомера показан на рис. 12. С помощью установки «Сател-УИВ» была проведена разработка изделия «Сател-РВВЛ» и выполнен весь комплекс необходимых испытаний. В табл. 2 представлены предельные значения погрешностей, установленные на основании результатов сертификационных испытаний.

Трёхкомпонентный двухфазный динамический стенд «Поток» также является установкой циркуляционного принципа действия с непрерывно движущейся по замкнутому контуру жидкостью и непрерывно подаваемым в контур потоком газа, который уходит из трёхкомпонентной смеси во входящем в состав стенда газовом сепараторе. Стенд может выставляться в любом наклонном положении от горизонтального до вертикального. На рис. 13 показана фотография стенда в вертикальном положении с установленным в нём зондирующим блоком влагомера

«Сател-РВВЛ» (стоит вертикально, покрашен в коричневый цвет). На стенде «Поток» был проведён ряд исследований при большом содержании газа в смеси. Этот стенд является уникальной испытательной установкой, позволяющей проводить экспериментальные исследования и различного рода испытания трёхкомпонентных изделий типа расходомеров, влагомеров и других.

### ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Разработанный радиоволновой трёхкомпонентный влагомер «Сател-РВВЛ», обеспечивающий точное измерение влагосодержания при большом содержании газа в измеряемой газожидкостной смеси, позволяет произвести модернизацию АГЗУ типа «Спутник» и типа «Мера» в полном объёме с учётом газовой составляющей в жидкостном канале (цикле) и водной составляющей в газовом канале (цикле).

Изготовлены и отправлены на месторождения несколько образцов АГЗУ «Мера/2+» с влагомером «Сател-РВВЛ» для опытной эксплуатации в нефтяных компаниях ОАО «Славнефть» и ОАО «Томскнефть».

*Автор выражает благодарность руководству ОАО «Нефтемаш» (г. Тюмень) в лице директора Н.С. Недосекова и зам. директора В.А. Эльзессера за финансирование разработки, а также сотрудникам предприятия, принимавшим участие в изготовлении образцов влагомера, в их испытаниях, в создании стендовых испытательных установок. ●*

### ЛИТЕРАТУРА

1. Абрамов Г.С., Надеин В.А. Внедрение ГОСТ Р 8.615-2005 – ситуация, проблемы и препятствия // Автоматизация, телеме-



Рис. 13. Общий вид трёхкомпонентного двухфазного динамического стенда «Поток» в вертикальном положении с установленным в нём зондирующим блоком влагомера «Сател-РВВЛ»

ханализация и связь в нефтяной промышленности. – 2009. – № 2.

2. Кравченко В., Риккен М. Измерения расхода с помощью кориолисовых расходомеров в случае двухфазного потока // Законодательная и прикладная метрология. – 2006. – № 4.
3. Устройство для измерения дебита продукции нефтяных скважин «МЕРА/2+»: пат. на полезную модель 55031 Рос. Федерация / Милютин Л.С., Андрейчиков Б.И., Котлов В.В., Гебель Т.А.; опубл. 27.07.2006, Бюл. № 21; приоритет 27.02.2006.
4. Способ измерения влагосодержания трёхкомпонентных смесей из добывающих нефтяных скважин и устройство для его осуществления: пат. на изобретение 2386953 Рос. Федерация / Андрейчиков Б.И., Печерская Е.Б., Попов И.С., Милютин Л.С., Гебель Т.А., Никулин С.Г., Котлов В.В.; опубл. 20.04.2010, Бюл. № 11; приоритет 09.10.2007.
5. Викторов В.А., Лункин Б.В., Совлуков А.С. Высокочастотный метод измерения неэлектрических величин. – М.: Наука, 1978.
6. Иванов А.В., Морозов Е.А. Датчик сплошности потока (методика выбора основных параметров и структуры вторичного преобразователя) / Радиоволновые датчики: сб. трудов. – М.: Институт проблем управления АН СССР, 1983.

Таблица 2

Характеристики погрешностей измерений влагосодержания влагомером

| НАИМЕНОВАНИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ   | ДИНАМИЧЕСКИЙ РЕЖИМ                                  | СТАТИЧЕСКИЙ РЕЖИМ                                   |
|---|---|---|
| Предел допускаемой основной абсолютной погрешности, %   | ±0,80   | ±1,00   |
| Предел допускаемой дополнительной погрешности от изменения скорости потока (от 0 до 4 м/с), %                             | ±0,55   | ±0,95   |
| Предел допускаемой дополнительной погрешности от изменения содержания солей (от 5 до 200 г/дм <sup>3</sup> ), %           | ±0,55   | ±0,90   |
| Предел допускаемой дополнительной погрешности от изменения температуры измеряемой среды, %                                | $-1,87 \times 10^{-2} \times (T - T_{\text{норм}})$ | $-3,28 \times 10^{-2} \times (T - T_{\text{норм}})$ |
| Предел допускаемой дополнительной погрешности от изменения содержания свободного газа (от 0 до 30%) в измеряемой среде, % | ±0,95   | ±1,30   |

E-mail: borisandreichikov@mail.ru