



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, а также трёхкомпонентных 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.

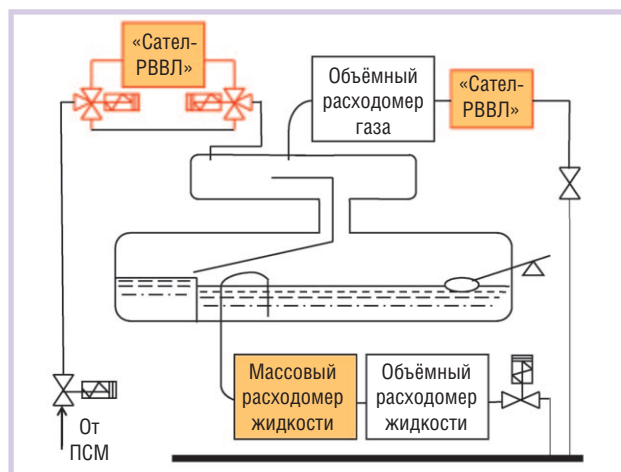


Рис. 1. Блок-схема модернизированной АГЗУ типа «Спутник» с влагомером «Сател-РВВЛ» на входе сепаратора и в газовом канале, массовым расходомером в жидкостном канале и объёмными расходомерами в обоих каналах

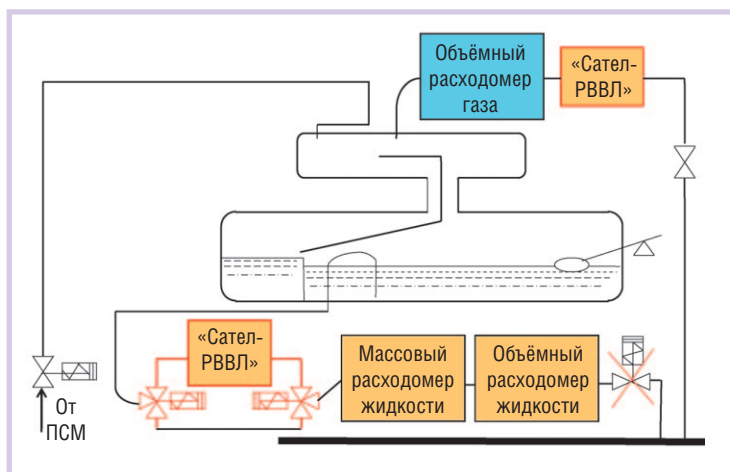


Рис. 2. Блок-схема модернизированной АГЗУ типа «Спутник» с влагомером «Сател-РВВЛ» в жидкостном канале и в газовом канале, массовым расходомером в жидкостном канале, объёмными расходомерами в обоих каналах и с непрерывным сливом

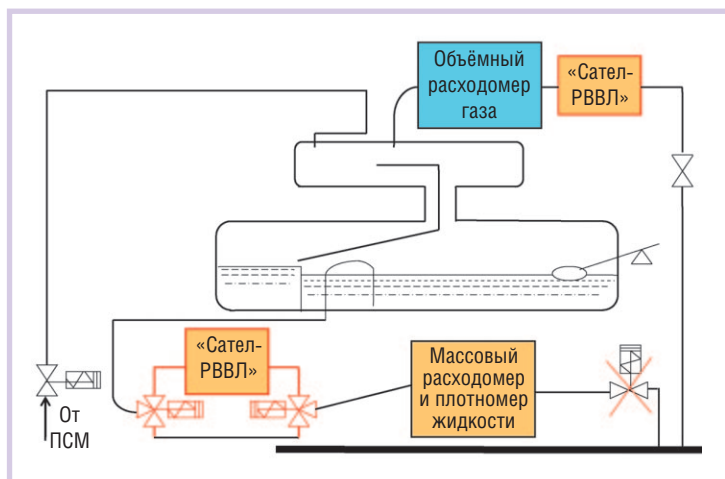


Рис. 3. Блок-схема модернизированной АГЗУ типа «Спутник» с влагомером «Сател-РВВЛ» в жидкостном канале и в газовом канале, массовым расходомером и плотномером в жидкостном канале, объёмным расходомером в газовом канале и с непрерывным сливом

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.

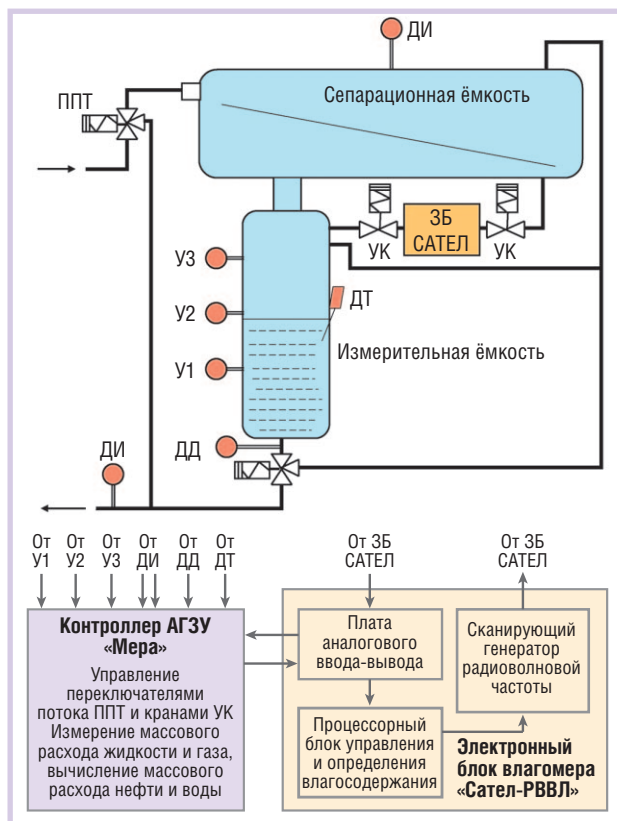
Далее в статье описывается разработанная нами идеология построения измерительного процесса на основе адекватной структуры, правильного подбора типа используемой измерительной аппаратуры — объёмных и массовых расходомеров и в особенности влагомера, нечувствительного к содержанию газовой фазы.

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 переключается 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 нефтегазовой 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 плотногомера 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	Идеальный 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	
$V_{в/ж}$	$\delta M_{нж}$	$\delta M_{нжг}$	$\delta M_{нж}$	$\delta M_{нжг}$	$\delta M_{нж}$	$\delta M_{нжг}$	$\delta M_{нж}$	$\delta M_{нжг}$	$\delta_{доп+}$	$\delta_{доп-}$
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.

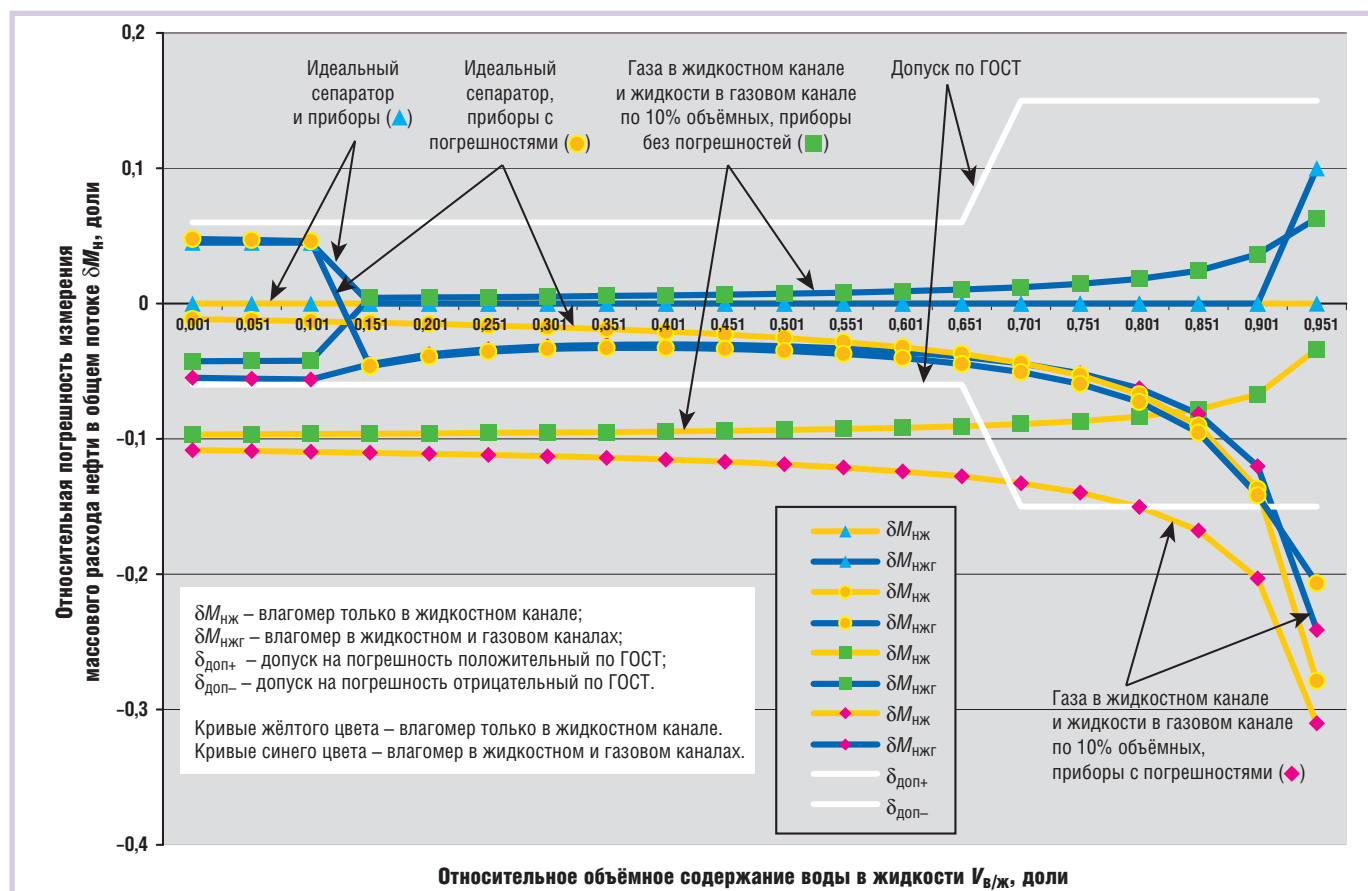


Рис. 5. Зависимость погрешности измерения массового расхода нефти в общем потоке смеси от содержания воды в жидкости для различных вариантов модернизации АГЗУ «Спутник»

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:

$$Q_n^M = Q_{cm}^M \left(1 - V_B^{отн} \frac{\rho_B}{\rho_{cm}} - V_G^{отн} \frac{\rho_G}{\rho_{cm}} \right), \quad (1)$$

где Q — массовый расход нефти;
 Q_{cm}^M — массовый расход смеси из нефти, воды и остаточного свободного газа;
 $V_B^{отн}$ — объёмное относительное содержание воды в смеси;
 $V_G^{отн}$ — объёмное относительное содержание газа в смеси;
 ρ_B — плотность воды;
 ρ_G — плотность газа;
 ρ_{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%.

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



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 РС-28 (фирма APLISENS) с маркировкой взрывозащиты 0ExiaIICT6 X и датчик температуры 9 типа ТСР Метран-256 (100П) с маркировкой взрывозащиты IExdIICT6 X или IExdIICT5 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

фирмы Analog Devices или фирмы FASTWEL;

- блок питания серии NLP65 фирмы Artesyn или TXL 060-0534T1 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 производится 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-

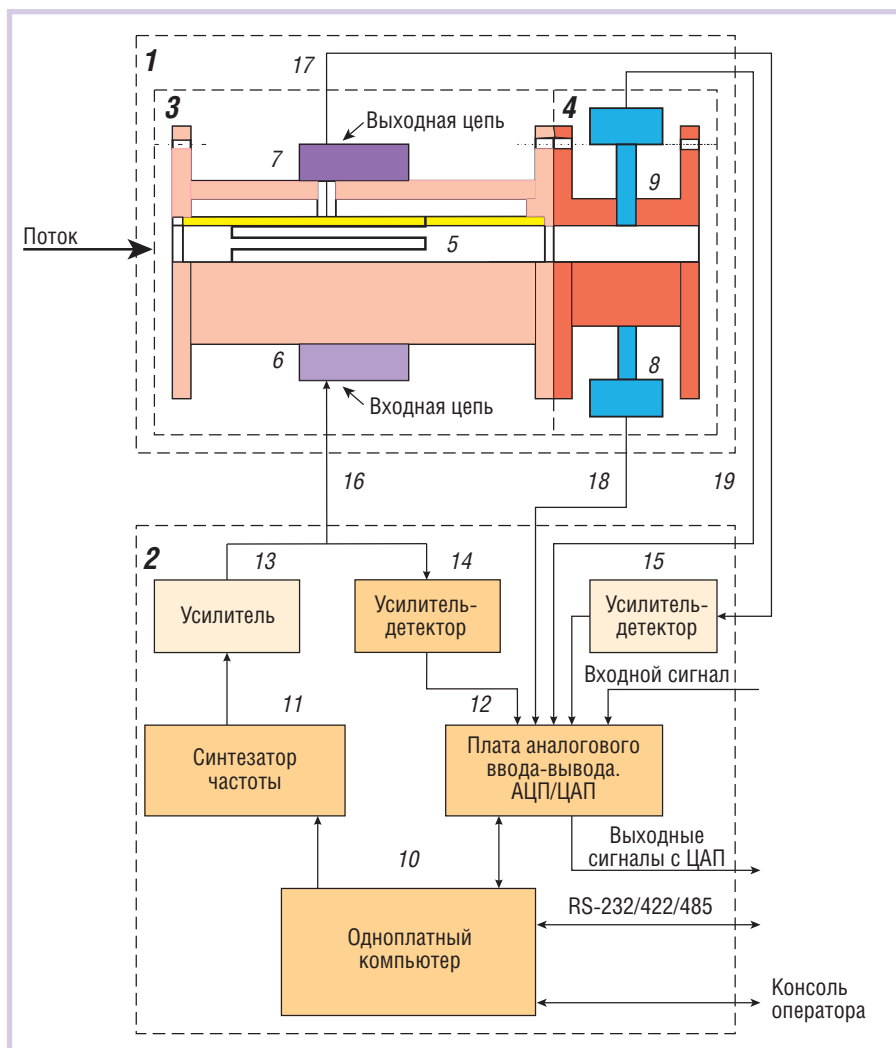
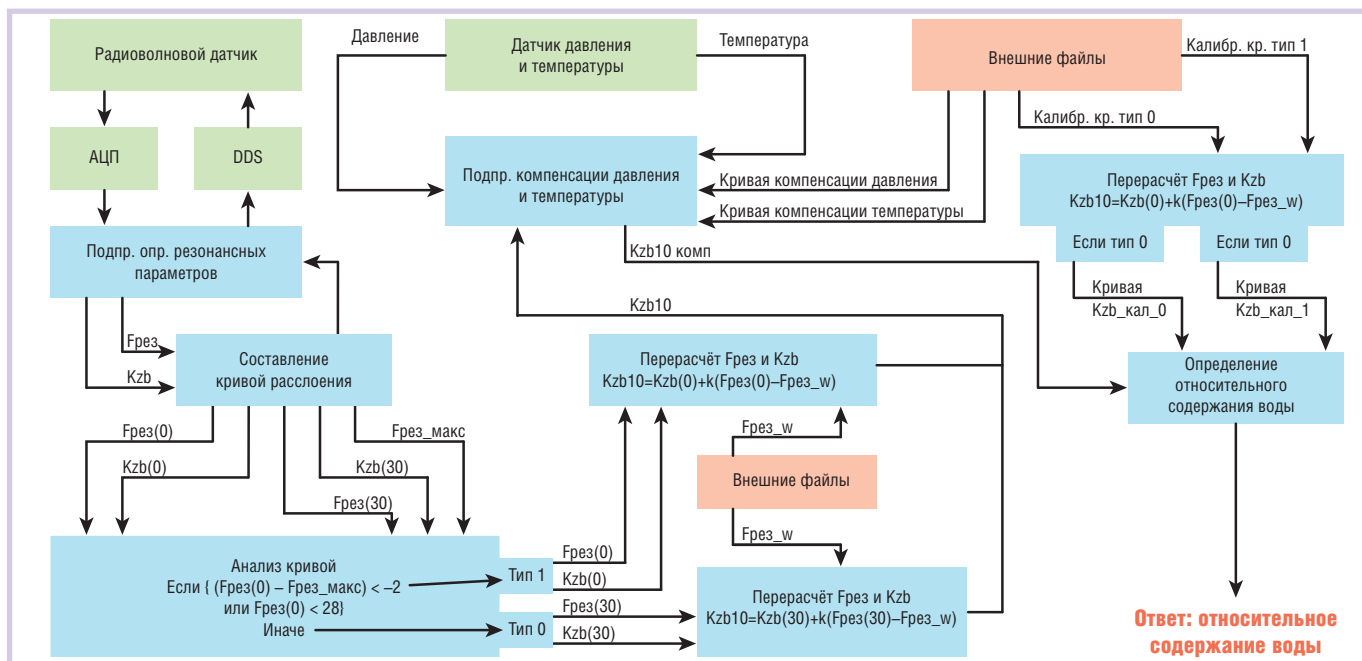


Рис. 10. Блок-схема влагомера «Сател-РВВЛ»



Условные обозначения: **Fрез** – резонансная частота; **Kzb** – коэффициент передачи на резонансной частоте; **Fрез(0)** – резонансная частота в момент времени ноль минут непосредственно перед запирающим потоком; **Kzb(0)** – коэффициент передачи на резонансной частоте в момент времени ноль минут непосредственно перед запирающим потоком; **Fрез(30)** – резонансная частота в момент времени через 30 минут после записывания потока; **Kzb(30)** – коэффициент передачи на резонансной частоте в момент времени через 30 минут после записывания потока; **Kzb10** – обобщённый коэффициент передачи на резонансной частоте, соответствующий виду измеряемой смеси (в момент времени ноль минут или через 30 минут после записывания потока); **Kzb10 комп** – обобщённый коэффициент передачи на резонансной частоте, соответствующий виду измеряемой смеси (в момент времени ноль минут или через 30 минут после записывания потока) с учётом температурной компенсации; **Fрез_w** – резонансная частота для воды, заложенная 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»

диовольновых 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 **F_{рез}** 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 **rvvl102.exe** с входными файлами **danrvvl2.txt**, **rvvl102.txt** и программы для испытаний и исследований **mera+result.exe**. На рис. 11 представлена укрупнённая схема алгоритма, реализованного в рабочей программе. Входной файл **danrvvl2.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 **rvvl102.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 место рождения 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»

ханизация 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. Виктор 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 ³), %	±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