## ПЕДАГОГИЧЕСКИЕ НАУКИ

РАДИОВОЛНОВЫЕ МЕТОДЫ РЕШЕНИЯ НЕКОТОРЫХ КОНТРОЛЬНО-ИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ ЗАДАЧ В ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ.

> Москалев И.Н., Семенов А.В, Косарев В.И., Хапов Д.А.

Ключевые слова: резонатор, гигрометр, природный газ, температура точки росы

### Введение

При добыче природного газа, подготовке его к транспорту собственно транспортировке, И возникает множество задач. Например, при добыче газа из скважины поступает сырой и грязный газ, который надо очистить, осушить, а только потом можно подать в магистральный (МГ) трубопровод. При этом должны быть выполнены определенные стандарты (например, температура точки росы (ТТР) по влаге для холодного пояса должны быть не выше минус 20°С). Несоблюдение этих стандартов грозит частичным или полным нарушением работы МГ, что совершенно недопустимо. Отсюда требуется техника умеренного измерения ТТР по влаге конденсационными приборами. Олнако применяемая сегодня отечественная техника (приборы типа «КОНГ-Прима») не может считаться совершенной, т.к. помимо влаги на охлаждаемое конденсируются зеркало пары высших углеводородов, диэтиленгликоля и компрессорного масла, и она начинает сбиваться.

Другой задачей является задача контроля состава продукта, получаемого из скважины. Скважина является дорогим И хрупким инженерным сооружением, которое нуждается в постоянном гидрологическим контроле продуктов добычи, и легко может выйти из строя при неправильной ее эксплуатации. Существующие классические методы определения содержания в продукте добычи газа, воды и углеводородного конденсата требуют сепаратора являющегося крайне дорогим устройством. Отсюда сейчас развиваются безсепарационные методы измерения покомпонентных расходов — многофазные (в частности двухфазные) расходомеры — МФР, ДФР. Как показал анализ, для успешного решения многих застаревших задач В газовой промышленности успехом быть с могут могущественные использованы методы современной радиотехники.

Эти методы успешно развивались в советское время в специализированных НИИ, таких как Московский радиотехнический институт (МРГИ РАН), Нижегородский Научно-исследовательский институт измерительных систем (НИИИС) и многие другие. В последнее время развитию этого направления уделяет внимание и Университет им. С.Ю. Витте (г. Москва), поддерживающий некоторые из этих проектов. Ниже кратко описана часть из набора контрольно-измерительных приборов и методов, развитых в Университете, которые демонстрируют широкие возможности радиоволновых методов с использованием разных частотных диапазонов от дециметровых (СВЧ диапазон) до миллиметрового (КВЧ диапазон).

Основным, базовым средством анализа параметров добычи газоконденсатных скважин природного газа и газоконденсата – является цилиндрический открытый резонатор. Он цилиндр, представляет собой пустотелый возбуждаемый на волнах сантиметрового или миллиметрового диапазонов. В некоторых случаях в качестве резонатора может использоваться отрезок трубопровода, по которому идет продукт добычи. При этом поток подвергается зондированию радиоволнами. Излучается реакция резонатора на появление в его полости газожидкостного потока: определяется сдвиг собственной частоты  $\Delta\omega/\omega_0$ и изменение добротности  $\Delta(1/Q)$ . В расчете используется разница в диэлектрических постоянных газа (є<sub>СН4</sub>≈1,0008·Р/Р<sub>0</sub>, здесь Р – рабочее давление, Р<sub>0</sub> – нормальное давление (1атм.)), углеводорода (ε<sub>ву</sub>≈2,0) и воды (ε<sub>н20</sub>≈80...20). Дополнительным фактором, отличающим эти компоненты, является то обстоятельство, что  $\epsilon_{CH4}$  и  $\epsilon_{BY}$  не зависят от частоты зондирующего поля, в то время как є<sub>Н20</sub> от нее существенно зависит:  $\varepsilon_{H2O} = \varepsilon_{H2O}(\omega)$ , т.е.  $\varepsilon_{H2O}$ испытывает дисперсию. Разница в ДП и наличие дисперсии являются теми физическими факторами, помощью которых решаются различные с диагностические задачи, перечисленные выше.

## 1 Расходомер «Газ-Конденсат-Вода»

Расходомер относится к классу расходомеров двухфазных потоков и предназначен для гидрогеологического контроля состояния газовых и газоконденсатных скважин. Сориентирован для установки на скважинах с объемным содержанием жидкости в рабочих условиях не выше 6%.

При эксплуатации скважин газоконденсатных месторождений (ГКМ) знание компонентного состава продуктов добычи, а также динамики этого состава необходимо для поддержания оптимального режима добычи; прогнозирования состояния скважины на ближайшую перспективу; грамотного управления технологической схемой подготовки газа на пунктах УКПГ, УППГи установках осушки газа на СПХГ; разработки схемы автоматизации процессов добычи и подготовки газа к дальнейшему транспорту.

достоверной информации Наличие об объемном или массовом содержании в добываемом на ГКМ продукте углеводородного конденсата и воды позволяет судить об эффективности пласта, рентабельности эксплуатации скважины. В условиях постепенного обводнения скважины подошвенной водой и вторжения воды в залежь знание абсолютной величины конденсатогазового фактора (КГФ) и водогазового фактора (ВГФ) и их динамики позволяет своевременно принимать обоснованные решения о начале обработки призабойной зоны продуктивного пласта, ремонте скважины, производить оценку эффективности применения новых технологий и т.д. Эти данные служат также основой текущего гидрогеологического контроля продуктовой залежи и динамики геофизических характеристик района добычи в целом.

Особенно актуальны эти задачи для скважин ПХГ, режим работы которых носит сезонный характер и где в силу ряда геологических особенностей состав газа, а также значения  $B\Gamma\Phi$  и КГ $\Phi$  могут заметно изменяться от начала сезона отбора к его концу, т.е. в течение нескольких месяцев.

Принцип действия следующий. Полный расход продукта ГК скважины представляется в виде трех комплектов: расхода газа  $Q_r$ , расхода конденсата  $Q_{\kappa}$  и расход воды  $Q_{\rm B}$ . Скорость потока измеряется по перепаду давления  $\Delta P$  на сужающем устройстве, плотность потока – по его диэлектрической проницаемости  $\varepsilon$ , определяемой с помощью объемного открытого резонатора, возбуждаемого на миллиметровых волнах. Доля

воды в жидкой фазе находится по затуханию, вносимому в сигнал, поступающий от резонатора.

К настоящему времени предложено достаточно много конструкций расходомеров газожидкостных смесей, однако мы ограничиваемся сравнением лишь с двумя типами подобных расходомеров:

• Расходомер «Phase Tester» фирмы Schlumborger (США).

• Расходомер РГЖ-001-02 ФГУП «ФНПЦ НИИИС им.Ю.Е.Седакова» (Россия, Нижний Новгород).

Наш расходомер отличается от расходомера «Phase Tester» тем, что в нем плотность потока, вместо использования этой для пели радиоактивного измеряется изотопа. зондированием его электромагнитными волнами диапазона крайне высоких частот (f~30...40ГГц). От расходомера РГЖ-001-02 он отличается тем, что вместо доплеровского локатора для измерения скорости потока используется сужающее устройство.

Следствием этого является третье отличие: расходомер РГКВ *стоит в 3-5 раз ниже* расходомеров РГЖ-001-02 и Phase Tester, что влечет за собой *существенное расширение области применения*: его можно устанавливать *на каждую отдельную скважину*.

Для измерения *плотности* потока используются КВЧ открытые цилиндрические резонаторы. Один из них представлен на рисунке 1. *Скорость* измеряется по перепаду давления на сужающем устройстве.



Рисунок 1 – Открытый бочкообразный резонатор (ОБР) диаметром 68мм (диапазон 30-40ГГц)

Варианты конструкции расходомера: резонатор органически вписывается в сужающее устройство (рисунок 2, 3); резонатор установлен

сразу после измерительной диафрагмы (рисунок 4), при этом зондирующее поле «перехватывает» поток, не препятствуя его распространению.



Рисунок 2 – Расходомер двухфазного потока на основе сопла: 1 – стенка трубопровода, 2 – сопло, 3 – ОБР, 4 – кольцевые волноводы систем распределительной связи, 5 и 6 – питающий и приемный волноводы, 7 и 8 – камеры отбора со стороны высокого и низкого давления, 9 и 10 – отверстия подсоединения дифманометра, 11 – диэлектрическая радиопрозрачная вставка,

12 — область, занятая микроволновым полем, 13 — отверстия связи.



Рисунок 3 – Расходомер двухфазного потока на основе короткого сопла Вентури, выполненного в виде тонкостенной трубной секции, вваренной в трубопровод. Обозначения: 1 – стенка трубопровода, 2 – сопло, 3 – ОБР, 4 – кольцевые волноводы систем распределительной связи, 5 и 6 – питающий и приемный волноводы, 7 и 8 – камеры отбора со стороны высокого и низкого давления, 9 и 10 – отверстия подсоединения дифманометра, 11 – диэлектрическая радиопрозрачная вставка, 12 – область, занятая микроволновым полем, 13 – отверстия связи.



Рисунок 4 – Расходомер двухфазного потока на основе сужающего устройства в виде диафрагмы: 1 – трубопровод, 2 – диафрагма, 3 и 4 – плюсовая и минусовая камеры отбора, 5 – ОБР, 6 – волноводы связи, 7–радиопрозрачное диэлектрическое окно выравнивания сечения трубопровода, 8 – уплотнения, 9 – отверстия связи, 10 – область, занятая микроволновым полем

Существенным достоинством такой конструкции является использование *типовых сужающих устройств* (диафрагм и сопел), что значительно удешевляет стоимость расходомера.

**2** Измеритель температуры точки росы по влаге  $T_p^{H_2O}$  в сложных условиях эксплуатации

Важнейшим параметром, отвечающим за надежность работы магистрального газопровода является температура (MΓ), точки росы транспортируемого газа, разделяющая температурную границу однофазного транспорта (по трубе идет только газ) от двухфазного (помимо газа по трубе движется газожидкостный поток или гидратный снег). Двухфазный поток совершенно не допустим в МГ ввиду снижения пропускной способности последнего, возрастания потерь давления, а также образования гидратного льда на внутренних элементах газовой запорной арматуры, приводящих к ее быстрому износу и выходу из строя.

Несмотря на большое количество приборов для регистрации TTP, основанных на различных принципах, ни один из них до конца не удовлетворяет персонал газовых предприятий, ввиду *недостаточной надежности* их работы и, по-видимому, проблема до сего времени сохраняется<sup>\*</sup>.

Как показывает анализ, она (проблема) связана, в первую очередь, с наличием в транспортируемом газе, помимо паров воды, паров технологических жидкостей (метанола, ДЭГа) и высших углеводородов, имеющие близкие коэффициенты преломления. Однако, если явление конденсации паров воды «рассматривать» не в оптическом диапазоне, как это принято в классических приборах для измерения TTP, а например, с помощью радиолуча с длиной волны 8 мм, то в этой области диэлектрические свойства воды резко отличаются от свойств углеводородного конденсата, и задача регистрации ТТР в «грязных» газах уверенно решается. В 2003 г. на Степновской СПХГ на установке осушки газа в течение всего сезона отбора работал макет микроволнового гигрометра природного газа в его простейшем, волноводном варианте (гигрометр ГММ-01), который практически доказал, что задача определения ТТР в газах ПХГ может быть безусловно решена.

## Разработаны три варианта гигрометра

**Гигрометр** «Степное» - для измерения ТТР только по влаге в условиях высокого уровня пород высших углеводородов, диэтиленгликоля, метанола, компрессорного или турбинного масла. Предназначен: - для станций ПХГ; - для измерения ТТР после абсорберов гликолевой осушки на УППГ (рисунок 5).

природного газа и методы расчета оборудования» М.: Недра, 2000

<sup>&</sup>lt;sup>\*</sup> См. книгу Ланчакова Г.А., Кулькова Н.Н., Зиберта Г.К. «Технологические процессы подготовки

## волноводный датчик ТТР



Рисунок 5 – Состав гигрометра ГММ-01: 1 – термоохлаждающий элемент; 2 – диэлектрический волновод; 3 – датчик температуры; 4 – КВЧ генератор на диоде Ганна; 5, 6 – передающий и приемный рупоры; 7 – детекторная секция; 8 – регистрирующий прибор; 9 – потенциометр; 10 – источник питания схемы компенсации; 11 – корпус высокого давления; 12 – радиопрозрачное окно

Основные особенности:

- устойчивая работа;

- невысокая стоимость (не выше 180 тыс.руб). Гигрометр «Ямбург» - для измерения ТТР по влаге и высшим углеводородам (ВУ). Предназначен – для установки на замерных узлах и технических линиях газодобывающих, газотранспортных и газоперерабатывающих предприятий (рисунок 6).



Рисунок 6 – Гигрометр «Ямбург»: резонаторный датчик ТТР

Основные особенности:

- устойчивая работа;

- умеренная стоимость (не выше 240 тыс.руб).

Гигрометр «Саратов-8К» - для измерения ТТР по водной фазе ( по воде, по гидратам, по водометанольному раствору), ВУ, диэтиленгликолю, компрессорному маслу. Основные особенности: устойчивая работа;

-умеренная цена (не выше 320 тыс.руб);

- непрерывный контроль ТТР.

Предназначен – для работы в схемах автоматических систем управления абсорберов гликолевой осушки.

На рисунке 7 изображен гигрометр «Ямбург».



Рисунок 7 – Гигрометр «Ямбург». Предназначен для определения точки температуры росы (TTP) по влаге и по высшим углеводородам(BV) в природных газах, при наличии высокой концентрации паров BV и технологических примесей – паров метанола, компрессорного масла, паров и аэрозолей диэтеленгликоля (ДЭГ)

3 Измеритель ДЭГа, уносимого из абсорбера гликолевой осушки в паровой и аэрозольной фазах

При гликолевой осушке газа в абсорбере часть абсорбента (далее для определенности будем говорить о ДЭГе) уносится в паровой и аэрозольной фазах. В нормально работающем абсорбере унос ДЭГа составляет 5-10 г/тыс.м<sup>3</sup>; в случае нештатных ситуаций эта цифра может многократно возрастать.

Измеритель уноса ДЭГа предназначен для контроля уровня ДЭГа уносимого из абсорбера в аэрозольной и паровой фазах.

Датчик уносимого ДЭГа построен по схеме, приведенной на рисунке 8.



Рисунок 8 – Измерительная ячейка КВЧ гигрометра как датчик потока аэрозоля: 1 – открытый цилиндрический резонатор (ОЦР); 2 – стенка ОЦР; 3, 4 – волноводы связи с генератором и детектором; 5 – отверстия для выхода газа; 6 – термоэлектрическое охлаждающее устройство; 7 – слой аэрозоля, осажденного на торце ОЦР.

Работа датчика происходит следующим образом. При подаче газа в резонатор 1 капли аэрозоля из-за инерционности следуют по первоначальному направлению потока и попадают либо на торец резонатора, либо на его боковую поверхность; газ же выходит через отверстия 5.

При осаждении аэрозоля на резонатор, ввиду того, что пленка ДЭГ'а заметно поглощает радиоволны миллиметровых размеров, форма сигнала с детектора меняется: частота резонанса  $f_0$ уменьшается и становится равной  $f_1$ , амплитуда падает:  $A_0 \to A_1$ , а полуширина кривой  $\Delta F$  – возрастает:  $\Delta F_0 \to \Delta F_1$ ; то есть выполняются соотношения  $f_1 < f_0, A_1 < A_0$  и  $\Delta F_1 > \Delta F_0$ . Измеряя величины  $\delta f = f_0 - f_1$ ,  $\Delta A = A_0 - A_1$ и  $\delta(\Delta F) = |\Delta F_0 - \Delta F_1|$ , можно количественно характеризовать степень насыщенности осушенного газа аэрозолем или, что то же самое, оценить плотность аэрозольного потока (разумеется, предварительно прокалибровавшись по весовому методу).

Структурная электронная схема вторичного прибора приведена на рисунке 9 и понятна из подрисуночной подписи. Добавим лишь, что на индикаторной панели БУИ в цифровом виде (в коде) можно было регистрировать величины A,  $\Delta f$ , f, а также температуру торца резонатора.



Рисунок 9 – Структурная схема прибора: 1 – генератор пилообразного напряжения; 2 – КВЧ генератор качающейся частоты; 3 – ферритовый вентиль; 4 – КВЧ резонатор; КВЧ детектор; 6 – блок обработки, блок индикации; 7 – блок питания термохолодильником; 8- термохолодильник; 9 – датчик температуры.

Фотография прибора по показанной структурной схеме приводится на рисунке 10.



Рисунок 10 – Внешний вид выполненного варианта прибора

4 Датчик плотности жидких углеводородов. Связь между плотностью жидкого углеводорода ρ и его диэлектрической проницаемостью ε дается соотношениями

$$\rho={\rm K}_{{\rm K}-{\rm M}}\frac{\varepsilon-1}{\varepsilon+2}$$
, где  ${\rm K}_{{\rm K}-{\rm M}}=\frac{3\varepsilon_0{\rm M}}{N_A\,\alpha}$ 

Измеряя є по смещению частоты резонатора  $\frac{\Delta \omega}{\omega}$  определяют плотность  $\rho$  в рабочих условиях.

Коэффициент К<sub>к-м</sub> при этом либо вычисляют, либо находят, проводя калибровку по плотномеру более высокой точности.

На рисунке 11 показан датчик такого диэлектрического плотномера, работающий в условиях давлений не ниже 5МПа и температур – не ниже 200 °С. Рабочая частота 8-12 ГГц.



Рисунок 11 – Датчик плотномера жидких углеводородов.

Диапазон рабочих частот 8-12 ГГц. Хорошо видны радиопрозрачные окна.

5 Датчик наличия малых количеств воды в моторных топливах.

Этот датчик похож на предыдущий, но рабочая частота смещена в область 30-35 ГГц (рисунок 12).



Рисунок 12 – Датчик наличия воды в моторных топливах; контроль на потоке. Диапазон 30-40 ГГц.

Помимо смещения частоты  $\frac{\Delta\omega}{\omega}$  измеряется изменение обратной величины добротности резонатора  $\Delta(\frac{1}{Q})$ . Поскольку tg $\delta$  для воды на этих частотах близок к 1, то эта техника может чувствовать крайне низкие объемные доли воды (~1...0,01%).

6 Определение воды в шлейфовом или магистральном (МГ)

## трубопроводе

Появление в МГ жидкости, в особенности, воды в сколько-нибудь значительных количествах, является совершенно не допустимым, так как она сужает сечение газопровода, что ухудшает его пропускную способность со всеми вытекающими отсюда последствиями. Появившаяся в трубопроводе вода в жидкой фазе, в зависимости от ее количества, будет либо более или менее

равномерно растекаться по всей внутренней поверхности трубопровода, образуя пленку или тонкий слой, прижатый к внутренней стенке трубопровода, либо скапливаться внизу. В любом случае нижняя часть трубопровода, где размещено радиопрозрачное окно, будет покрыта либо тонкой пленкой воды (доли – единицы либо мм), толстым слоем сравнительно ee (единицы – десятки мм).

Радиоволновый луч миллиметрового диапазона, проходя этот слой воды, испытывает сильное затухание. Так, на частоте 35 ГГц ( $\lambda = 8$  мм) пленка воды толщиной в 1,0 мм вызывает затухание такого луча ~ на 20 дБ, т. е. ~ в 100 раз.

В связи с этим целесообразно измерять не изменение фазы прошедшей волны, а изменение ее амплитуды E (или мощности  $P \sim E^2$ ). Измерение толщины пленки или слоя воды в МГ может

проводиться с помощью устройства, схематично представленного на рисунке 13.



Рисунок 13 – Измерение толщины пленки или слоя воды в магистральном трубопроводе: 1 – генератор; 2, 7 – вентили; 3, 6 – передающий и приемный рупоры; 4, 5 – радиопрозрачные окна; 8, 11 – детекторные секции; 9, 12 – микроамперметры; 10 – направленный ответвитель; 13 – вода, ВМР; 14 – газ

Для шлейфового трубопровода диаметра ~70мм может быть использована секция, показанная на рисунке 12. Возможно также

использовать резонаторный датчик (рисунок 14) возбудив его на модах шепчущей галереи (m>>1, n=1).



Рисунок 14 – Открытый резонатор диаметром 68мм для работы в 8мм диапазоне длин волн; может быть использован для обнаружения воды в трубопроводе.

# Мониторинг состояния трубопровода на каком-либо участке длиной *l*

Длина l может иметь значения от десятков метров до десятков километров. В точке l = 0устанавливают генератор метровых или дециметровых волн с возбуждающим устройством, а в точке l располагают приемную антенну, детектор и регистрирующий прибор (в простейшем случае – микроамперметр, рисунок 15).

Эта схема предназначена, в основном, для диагностики постоянства пропускной способности участка трубопровода. При появлении в трубопроводе воды, песка, окалины или сугубо посторонних предметов, частично перекрывающих трубопровод, часть мощности отразится от них или поглотится. При этом ток, показываемый микроамперметром 4, начнет спадать. В случае использования импульсных методов, по времени возвращенного сигнала можно определить место расположения «пробки» (в том числе и гидратной), частично закупоривающей трубопровод.

Чтобы оценить, насколько такое предложение реально, выполним следующий простой расчет – определим затухание для какого-нибудь распространенного размера трубопровода, скажем, диаметром 420 мм. Тип волны выберем  $TE_{01}$ . При этом типе волны имеет место непрерывное падение затухания с ростом частоты, что является крайне ценным ее свойством.



Рисунок 15 – Простейшая схема контроля состояния участка газопровода, использующая газопровод в качестве круглого волновода: 1 – трубопровод; 2 – генератор метровых (или дециметровых) радиоволн; 3 – детекторная секция; 4 – регистрирующий прибор; 5, 6 – возбуждающий и приемный штыри. Тип волны – TE<sub>11</sub>; l – длина контролируемого участка

Затухание волны (мнимая часть продольного волнового числа) для волны  $TE_{01}$  рассчитывается по формуле

$$\alpha = \frac{1}{D} \frac{1}{\sqrt{\gamma(\gamma^2 - 1)}}$$

где 
$$\gamma = \frac{f}{f_0}, f$$
 – частота волны,

$$D = 2a \sqrt{\frac{\sigma}{f_0}},$$

 $\sigma$  – проводимость стенок трубы; для стальных труб примем  $\sigma = = 0.89 \cdot 10^{17} c^{-1}$ .

Результаты расчета затухания волны при приведенных выше параметрах волновода для нескольких значений частоты распространяющейся волны представлены в таблице 1.

Таблица 1

<i>f</i> , ГГц	$\alpha$ , Km $^{-1}$
0,90	0,883
0,95	0,516
1,00	0,388
1,05	0,318
1,10	0,271
1,15	0,237
1,20	0,211

Затухание волны TE<sub>01</sub> в стальном трубопроводе диаметром 420 мм

На практике из-за шероховатостей и других несовершенств внутренней поверхности трубы затухание будет несколько выше.

Отсюда видно, что на частоте 1.2 ГГц постоянная затухания составляет ~0,2 км<sup>-1</sup>, т.е. поле спадает в ~3 раза на расстоянии 5 км.

Помимо мониторинга состояния трубопровода можно использовать подобную схему и для разрушения гидратных пробок. При достаточно больших мощностях генератора 2 (~10...100 кW) за счет поглощения СВЧ волны гидратная пробка начинает таять и через некоторое время разрушается. Соответствующие эксперименты описаны в литературе. Если подобная задача окажется востребованной, то работы в этом направлении будут продолжены.

## Совершенствование описанных и создание новых образцов контрольно-измерительных приборов, относящихся к абсорбционной осушке природного газа

Несмотря на солидную испытательную практику, КВЧ гигрометры ГМК-01 «Ямбург» и ГММ-01 «Степное» не доведены до уровня, когда их можно было бы внести в список средств измерения. Отсюда первоочередной задачей будет совершенствование их конструкций, а также использование более современной электроники в схемах обработки информации. Ожидается также создание «абсолютного оружия» - гигрометра «Саратов 8К» - позволяющего с двойным запасом надежности решать все задачи, связанные с определением ТТР по влаге, ВУ и ДЭГу.

В связи с развитием средств регистрации уноса ДЭГа в паровой и аэрозольной фазах, а также в методах регистрации воды в ДЭГе можно поставить задачу создания полного комплекта средств диагностики установки абсорбционной осушки, в который входили бы (рисунок 16):

- датчики жидкой фазы 4, показывающей объемное содержание жидкой фазы на входе в фильтр-сепаратор (4а), расход жидкости, отбитой

входным сепаратором 1 (46), расход жидкости, стекающей из кубовой части абсорбера (4в), расход жидкости дополнительно отбитой в самом абсорбере (4г) и выходном сепараторе 3 (4д);

- датчики температуры точки росы сырого газа по влаге (5а) и высшим углеводородам (6а);

- датчики температуры точки росы по влаге (56) и ВУ (66) осушенного газа;

- датчики ДЭГа, уносимого в аэрозольной фазе из абсорбера (7а), после фильтр-сепаратора (7б) и после устройства 8, улавливающего ДЭГ в аэрозольной фазе<sup>1</sup>;

- датчики процентного содержания воды в ДЭГе, поступающем в абсорбер (РДЭГ) (9а) и в ДЭГе, уходящим на регенерацию (НДЭГ) (9б);

- датчик плотности паров ДЭГа на верхней тарелке абсорбера (10);

- датчик ТТР по ДЭГу (11).

Кроме того, ввиду неустойчивых показаний величин ТТР по влаге и ВУ при гликолевой осушке (это относится к гигрометрам любых конструкций) эта схема должна быть дополнена оперативным поверочным устройством 12, дающим возможность проверять правильность регистрируемых величин  $T_p^{H_2O}$  и  $T_p^{By}$  без снятия датчиков (т.е. их на рабочем месте и в рабочих условиях).

На оснащенном таким образом абсорбере оператор мог бы уверенно контролировать процесс осушки газа, т.к. имел бы полную информацию о жидкой фазе, интенсивности процесса абсорбции, об опасности зависания ДЭГа на верхних тарелках абсорбера, об уносе ДЭГа в аэрозольной фазе, об эффективности работы фильтр-сепаратора и самого абсорбера и т.д. Работа на такой установке не только качественно отличалась бы от нынешней, но и позволяла бы в будущем легко автоматизировать процесс осушки, т.е. решить технологическую задачу, не завершенную до сего времени.

<sup>&</sup>lt;sup>1</sup> Это- электрофильтр для отделения аэрозольной фазы на основе патента РФ №2445581; он описан в главе 9 (п.9.10).



Рисунок 16 – Принципиальная схема абсорбционной осушки газа, обустроенная датчиками технологического процесса: 1 – сепаратор; 2- абсорбер; 3 – фильтр-сепаратор; 4а,б,в,г – датчики объемной доли жидкости; 5а,б – датчики TTP по влаге; 6а,б – датчики TTP по ВУ; 7а,б,в – датчики количества ДЭГ'а, уносимого в аэрозольном виде; 8 – фильтр, отбивающий аэрозольную фракцию ДЭГ'а; 9а,б – датчики концентрации воды в ДЭГ'е; 10 – датчик плотности паров ДЭГ"а на верхней тарелке абсорбера; 11 – датчик TTP по ДЭГ'у; 12 – оперативное устройство для поверки датчиков TTP 56 и 6б.

Добавим, что в качестве выходной продукции возможны также варианты готовых изделий - как в виде отдельно используемых датчиков или приборов, так и в виде микроволновых объектноориентированных программно-технических средств «нижнего уровня» для решения спектра специализированных задач с помощью выпускаемых в настоящее время некоторыми фирмами или институтами (например, НИИИС им. информационно-управляющих Ю.Е.Седакова) систем реального времени - ИУС РВ.

#### Заключение

Как видно из приведенного краткого обзора программа направления «Радиоволновые методы для нужд нефтегазового комплекса» достаточно общирна.

Область их применения — добыча (контроль продуктов добычи скважины), подготовка газа к

дальнему транспорту (осушке газа, контроль работы абсорбера), транспорт газа (измерение расхода, плотнометрия, контроль чистоты участка трубопровода), переработка жидких углеводородных продуктов (производство моторных топлив и контроль их качества) и др. («разное»).

Университет им. С.Ю. Витте заинтересован в развитии этого перспективного направления и приглашает заинтересовавшихся этими разработками к взаимовыгодному сотрудничеству. Форма сотрудничества может быть самая разнообразная — от обустройства работающей технологической установки датчиками контроля воды и плотности до участия в разработке в роли инвестора.