

# О технологическом контроле за дебитом нефтяных скважин в АО "Татнефть"

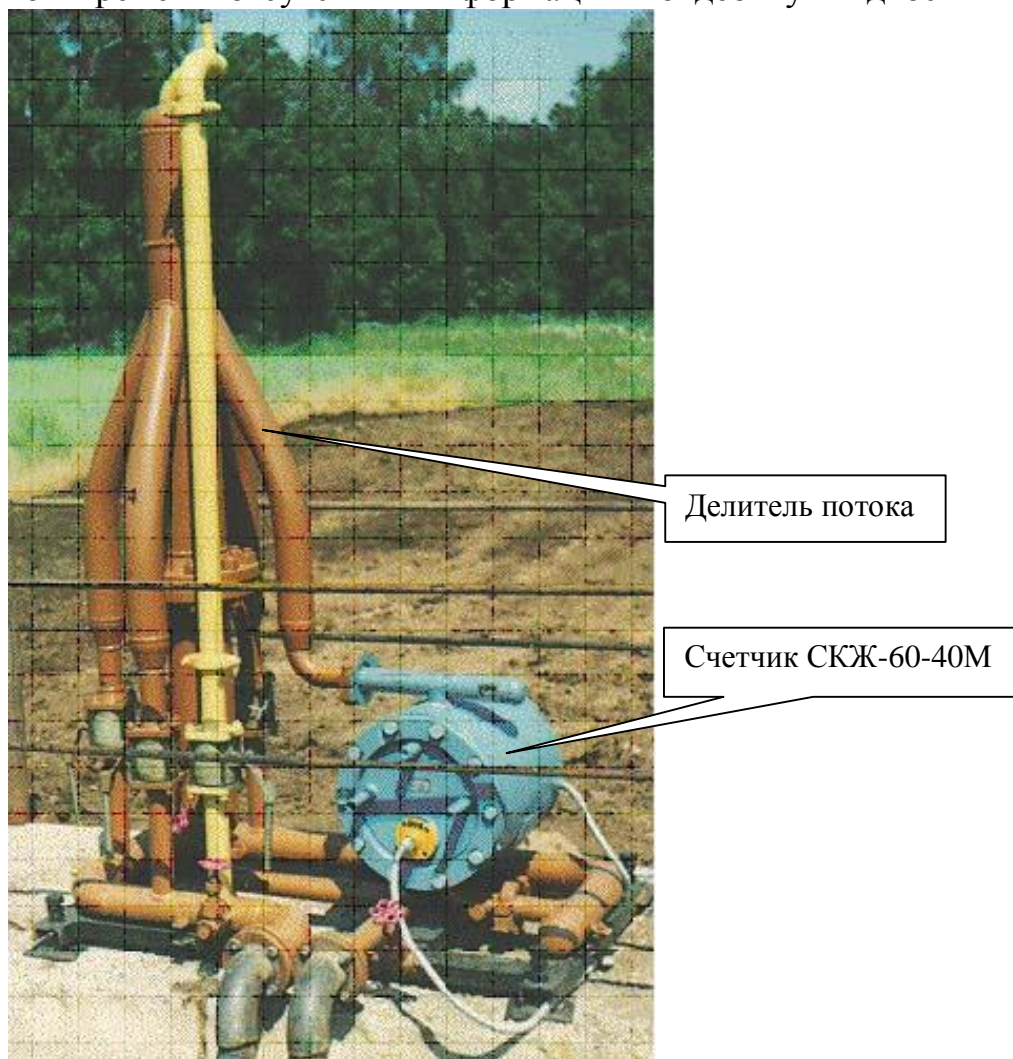
Жеребцов Е.П., Авраменко А.Н., Самойлов В.В. и Чудин В.И..

Решение проблемы технологического контроля за дебитом продукции нефтяной скважины представляет весьма сложную задачу. Идеальный вариант решения проблемы технологического контроля продукции нефтяной скважины – это получение непрерывной информации о количественном составе всех компонентов в составе продукции скважины, а именно: газе, нефти и воде, а также температуре, давлении, вязкости жидкости и плотности. Средство измерения, позволяющее измерять в потоке водогазонефтяной смеси количественный состав каждого составляющего компонента продукции, а также вязкость, плотность, температуру и давление, представляет сложную измерительную систему. К сожалению, в настоящее время промышленного образца такой измерительной системы не создано. В России и в других странах ведутся лишь опытные работы по созданию такого средства измерения. Поэтому нефтяникам пока предлагаются лишь опытные образцы измерительных систем, в которых информацию о составе в жидкости воды и нефти получают косвенным методом через измерение высоты гидростатического столба жидкости, затем, по этой величине вычисляется плотность жидкости и по заданным константам плотности воды и нефти вычисляется их соотношение. Понятно, что такой метод определения компонентного состава жидкости даёт большую ошибку, но он достаточно прост и для реализации этого метода имеются освоенные промышленные образцы таких измерительных систем.

Как видно, в силу сложившихся вышеизложенных обстоятельств на нефтяных промыслах вынуждены в основном вести контроль только за дебитом жидкости, находящейся в составе продукции скважины. О количественном же составе жидкой продукции скважины, а именно, воде и нефти судят по результатам периодически отбираемых проб, которые анализируются в лабораториях нефтепромысла. Объём попутно добываемого газа, как правило, не учитывается.

В последние годы специалисты ОАО "Татнефть" придают большое значение и внимание приборам и измерительным системам, способным осуществлять постоянный контроль за дебитом продукции скважины, так как периодический контроль реальную его оценки дать не в состоянии. Причиной же этому служит то, что при удалении от устья скважины течение газожидкостной смеси приобретает пробковый режим. В течение длительного времени на нефтепромыслах внедрялись установки технологического контроля дебита жидкой составляющей продукции скважины типа ГЗУ "Спутник" и другие модификации, которые работают на принципе периодического контроля за дебитом жидкости скважин. Даже если величина промежутка контроля дебита жидкости от скважины к скважине будет составлять 12 часов, например, для случая, когда к групповой замерной установке подключено 14 скважин, то периодичность контроля дебита жидкости каждой скважины составит 7 суток. Такой длительный промежу-

ток времени отсутствия информации по дебиту жидкости может привести к



**Рис. 1**

большим убытком. На практике, как правило, периодичность измерения дебита жидкости скважины задаётся 2 часа. Даже при таком небольшом промежутке времени между измерениями периодичность измерения каждой скважины составляет 28 часов, т. е. более суток. Понятно, что за такой промежуток времени невозможно получить реальную оценку дебита жидкости скважины.

С появлением такого средства измерения, как счетчик СКЖ, который по техническим параметрам и экономическим показателям способен в постоянном режиме измерять дебит жидкой части продукции скважины как непосредственно на устье скважины, так и в составе любой групповой замерной установки, позволил в ОАО "Татнефть" изменить систему сбора продукции скважины во внутри промысловых условиях. Внедрение новой системы сбора продукции скважины позволило сократить значительные затраты. Затраты сократить удалось за счет сокращения протяжённости коммуникаций, ликвидации промежуточных технологических объектов таких, как ГЗУ. Для полной реализации этой программы в НГДУ "Бавлынефть" успешно испытана и внедрена парциальная измерительная система, состоящая из счетчика СКЖ и делителя потока (см. рис. 1, поз.1 и 2). Внедрение такой измерительной системы позволило расширить верхний предел измерения дебита жидкости счетчиком СКЖ до 240 тонн в сутки.

В ОАО "Татнефть" в настоящее время находится в эксплуатации свыше 2000 групповых замерных установок. Из них 70 % полностью отработали свой срок, т. е. 8 лет, и соответственно требуют замены, да и у остальных 30 % ГЗУ срок эксплуатации уже истекает. В парке групповых замерных установок большую часть занимает типа "Спутник АМ", а остальную часть парка составляют другие установки, такие как: "Спутник ГМ", "Спутник ГМН" и другие, как правило, выпущенные в единичном экземпляре, например, "АСМА", "КВАНТ". Кроме того, на нефтепромыслах ОАО "Татнефть" сегодня находится в эксплуатации более 1000 счетчиков типа СКЖ. Этим счетчиком производится измерение дебита жидкости, как непосредственно на устье скважины, так и в составе групповой замерной установки модернизированной с помощью счетчика СКЖ.

В ОАО "Татнефть", для эксплуатации на тех месторождениях, где сохраняется система внутрипромыслового сбора и учета продукции скважин, разработана принципиально новая групповая измерительная установка на базе счетчика СКЖ, получившая наименование ГЗУ "Дельта". В мае 2000 года она успешно прошла приёмочные испытания. В настоящее время уже несколько единиц этой установки работают на узлах учёта технологического контроля продукции скважины. В настоящее время ведется разработка новых модификаций исполнений ГЗУ "Дельта".



Рис. 2

Групповая замерная установка "Дельта" предназначена для непрерывного измерения количества жидкости (массовым методом) одновременно во всех подключенных скважинах и оперативного контроля за работой нефтяных скважин по их дебиту.

Область применения установки – системы сбора продукции нефтяных скважин и автоматизированные системы

управления технологическими процессами нефтедобычи.

На рис. 2 показан блок технологический ГЗУ "Дельта" на 8 скважин. Установка состоит из двух блоков (см. рис. 3) технологического и аппаратурного, соединённых между собой кабелем связи.

## Краткие технические характеристики

Рабочая (измеряемая) жидкость – нефть и попутно добываемая пластовая вода со следующими параметрами:

<ul style="list-style-type: none"> <li>• температура</li> <li>• кинематическая вязкость:</li> <li>• содержание сернистых соединений</li> <li>• газовый фактор:</li> </ul>	<p>от 0 до плюс 70 °С до <math>1 \cdot 10^{-4}</math> м<sup>2</sup>/с не более 35 мг/л от 0 до 50 нм<sup>3</sup>/т</p>
<p>Окружающий среда:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• температура для:</li> <li>• технологического блока</li> <li>• аппаратного блока</li> <li>• относительная влажность для установки</li> </ul>	<p>от минус 40 до плюс 40 °С от минус 40 до плюс 40 °С 95 % при 35 °С и более низких температурах без конденсации влаги</p>

Степень защиты датчика БИ от попадания пыли и воды – IP67, датчика давления по IP65 по ГОСТ 14254-80.

Блок аппаратный относится к электрооборудованию общего назначения и устанавливается вне взрывоопасной зоны.

Количество подключенных скважин, шт	до 14
Производительность скважин по жидкости, кг/с (т/сут)	от $1,2 \cdot 10^{-5}$ до 0,696 (от $1,0 \cdot 10^{-3}$ до 120)
Максимальное рабочее давление, МПа	4,0
Потеря давления в указанном диапазоне расхода не более, МПа	0,05
Диаметр условного прохода подводящих трубопроводов, мм	50
Диаметр условного прохода выкидного коллектора, мм	100
Относительная погрешность в диапазоне расхода, в пределах, %	± 2,5
Потребляемая мощность, ВА	1000
Питание аппаратного блока:	
• напряжение, В	(220 <sup>+22</sup> <sub>-33</sub> )
• частота, Гц	(50 ± 1)
Расстояние между технологическим и аппаратным блоками не менее, м	12
Габаритные размеры, мм технологического блока:	
• длина	4500
• ширина	2200
• высота	1700
аппаратного блока:	
• длина	320
• ширина	400
• высота	500
Масса, кг	
• технологического блока	2500
• аппаратного блока	30
Средний срок службы, год	12

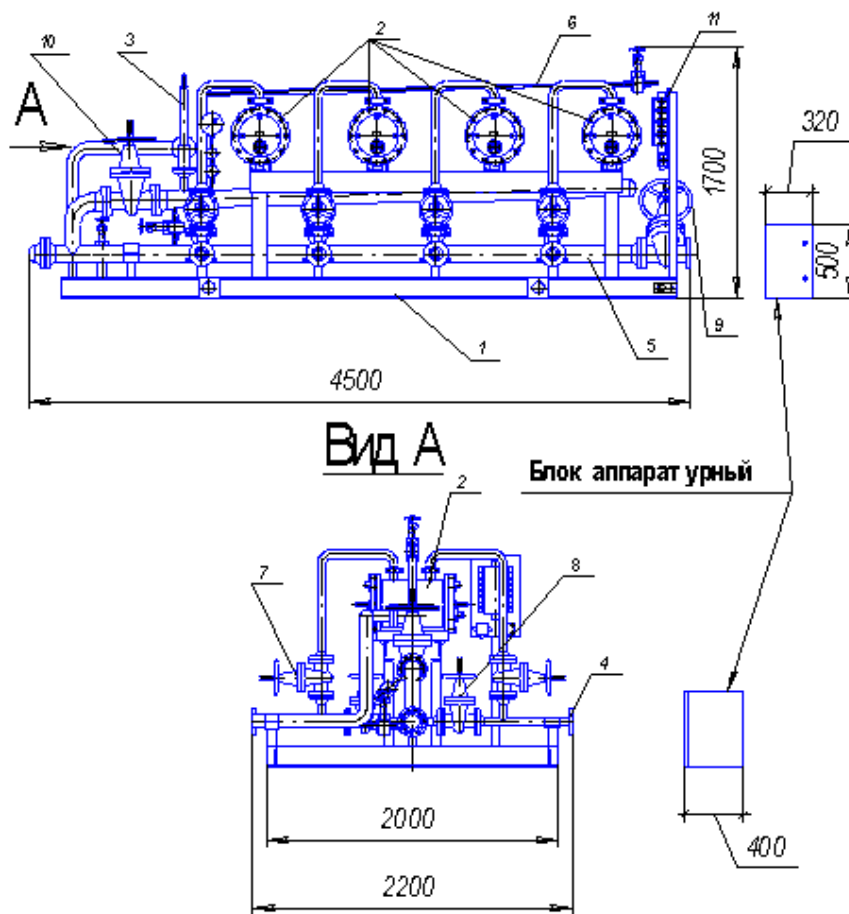


Рис. 3

Блок технологический ГЗУ "Дельта" состоит из следующих составных частей (см. рис. 3): рамы 1 с размещенными на ней модулем измерительных блоков 2, предохранительного клапана 3, фильтров (см. рис. 4), установленных на каждой подводящей линии. Трубопроводная обвязка включает в себя: подводящие трубопроводы 4, соединяющие модуль измерительных блоков с каждой подключенной скважиной; байпасные трубопроводы, служащие для переключения потока жидкости, идущего от скважин в выкидной коллектор 5, минуя модуль измерительных блоков; газовый коллектор 6, сообщающий между собой газовые полости корпусов модуля измерительных блоков; дренажный коллектор, соединяющий модуль измерительных блоков и трубопроводную обвязку с канализацией. Запорно-регулирующая арматура содержит: задвижки 7, установленные в подводящих линиях; задвижки 8, установленные в байпасных линиях; задвижки 9 и 10, установленные в выкидном коллекторе. Обратные клапаны (см. рис. 4 поз. 6), установлены на подводящих линиях. Преобразователь давления с дистанционным выходным сигналом и манометр показывающий (см. рис. 4 поз. 7 и 8) размещены, соответственно, на сборном коллекторе модуля блоков измерительных. Клеммная коробка 11 закреплена на раме технологического блока.

В свою очередь модуль измерительных блоков состоит из корпусов камерных преобразователей расхода, в которые установлены блоки измерительные СКЖ. Между собой корпуса соединены сборным и газовым коллектором.

Технологический блок установки обеспечивает непрерывное измерение и преобразование расхода газожидкостной смеси одновременно по всем подключенным скважинам в импульсные электрические сигналы и передает их по кабелю связи в блок аппаратный для дальнейшей обработки.

Принцип работы установки заключается в следующем.

Газожидкостная смесь поступает от скважин по подводящим трубопроводам вначале через фильтры, затем через обратные клапаны, задвижки, в модуль измерительных блоков и собирается в сборном коллекторе модуля, откуда затем

Блок технологический ГЗУ "Дельта" состоит из следующих составных частей (см. рис. 3): рамы 1 с размещенными на ней модулем измерительных блоков 2, предохранительного клапана 3, фильтров (см. рис. 4), установленных на каждой подводящей линии. Трубопроводная обвязка включает в себя: подводящие трубопроводы 4, соединяющие модуль измерительных блоков с каждой подключенной скважиной; байпасные трубопроводы, служащие для переключения потока жидкости, идущего от скважин в выкидной коллектор 5, минуя модуль измерительных блоков; газовый коллектор 6, сообщающий между собой газовые полости корпусов модуля измерительных блоков; дренажный коллектор, соединяющий модуль измерительных блоков и трубопроводную обвязку с канализацией. Запорно-регулирующая арматура содержит: задвижки 7, установленные в подводящих линиях; задвижки 8, установленные в байпасных линиях; задвижки 9 и 10, установленные в выкидном коллекторе. Обратные клапаны (см. рис. 4 поз. 6), установлены на подводящих линиях. Преобразователь давления с дистанционным выходным сигналом и манометр показывающий (см. рис. 4 поз. 7 и 8) размещены, соответственно, на сборном коллекторе модуля блоков измерительных. Клеммная коробка 11 закреплена на раме технологического блока.

попадает через задвижку в выкидной коллектор и далее через задвижку в систему сбора.

В модуле измерительных блоков осуществляется непрерывное измерение и преобразование расхода газожидкостной смеси одновременно по всем подключенным скважинам в импульсные электрические сигналы.

В случае превышения давления свыше установленной нормы в системе сбора срабатывает предохранительный клапан и происходит сброс жидкости в дренаж, а из него в канализацию. Фильтры обеспечивают защиту запорной арматуры и измерительных блоков от засорения.

Газовый коллектор, сообщающий корпуса преобразователей расхода в модуле измерительных блоков, обеспечивает устойчивую работу измерительных блоков при различном газосодержании в газожидкостной смеси. Кроме того, он предназначен для подвода пара в корпус блоков измерительных при их пропарке.

Дренажный коллектор предназначен для сброса давления в технологическом блоке, слива остатков жидкости в канализационную емкость и выполнения операции очистки внутренних полостей технологического блока от различных отложений, например, пропариванием.

Преобразователь давления и показывающий манометр предназначены для контроля давления в системе сбора.

**Блок аппаратурный** ГЗУ "Дельта" обеспечивает выполнение следующих функций:

- принимает сигналы от СКЖ по 14-ти каналам;
- принимает сигнал от датчика давления по 1-му каналу;
- вычисляет массу продукции по каждому каналу СКЖ, или суммарную массу по группе из двух каналов;
- осуществляет диалог с оператором для ввода коэффициентов регрессии, для отображения накопленной массы продукции по каждому каналу СКЖ или суммарную массу по группе из двух каналов;
- осуществляет управление полевой сетью EIA RS-485 контроллеров скважин;
- по последовательному каналу осуществляет двунаправленный обмен данными и управляющей информацией с подсистемой верхнего уровня (диспетчерская ЦДНГ), используя радиоканал или выделенную физическую линию связи.

Блок аппаратурный имеет два варианта исполнения базовый и расширенный.

В **базовый комплект** исполнения блока аппаратурного входит:

- многоканальный вычислитель массы СКЖ с источником вторичного электропитания;
- корпус с системой термостатирования и кабельными вводами;
- дополнительные опции (для просмотра и снятия информации с блока аппаратурного), а именно:
  - а) встраиваемые жидкокристаллический дисплей (2 x 20) и клавиатура (4 x 4);

- б) переносной пульт для просмотра информации;
- в) ноутбук в промышленном исполнении с программным обеспечением для просмотра и снятия информации.

**В расширенный комплект** исполнения блока аппаратного входят:

- а базовый комплект блока аппаратного;
- а модуль УСО, блок питания и барьер искрозащиты для датчика давления;
- а радиомодем с антенно-фидерным трактом и блоком грозозащиты;

Функциональная структура блока аппаратного в расширенном варианте представлена на рис. 3. Блок аппаратный размещается в специальном металлическом сейфе с контролем доступа.

Дополнительно к расширенному варианту блока аппаратного для организации системы телемеханики цеха добычи нефти и газа (ЦДНГ) возможны следующие опции:

- а АРМ оператора цеха ЦДНГ (компьютер РС-совместимый в промышленном исполнении);
- а прикладное программное обеспечение АРМ оператора ЦДНГ;
- а контроллер радиосетевого обмена;
- а драйвер радиосетевого обмена;
- а радиомодемы с антенно-фидерным трактом, блоками питания, грозозащиты и корпусом;
- а контроллеры скважин, ГЗУ, ДНС, КТП со своим программным обеспечением;
- а контроллеры-концентраторы для сбора, хранения и передачи информации.

В комплект поставки ГЗУ "Дельта" входит АРМ оператора цеха добычи нефти и газа. АРМ оператора размещается в диспетчерском пункте ЦДНГ. Компьютер АРМ оператора является РС-совместимым в промышленном исполнении. Прикладное программное обеспечение реализовано в среде Windows NT и на базе пакета TRACE MODE 5.05. На рис. 5 представлен внешний вид панели АРМ оператора.

Конструкция ГЗУ "Дельта" соответствует требованиям стандартов безопасности труда и ОСТ 26-18-5-88 и ОСТ 26-291-94.

Датчики, входящие в состав блоков измерительных, имеют взрывозащищенное исполнение с видом взрывозащиты "взрывонепроницаемые оболочки" и уровнем взрывозащиты "взрывобезопасный", что соответствует ГОСТ 22782.6-81, маркировку взрывозащиты «IExdIIВТ4» по ГОСТ 12.2.020-76.

Датчик давления с дистанционным выходным сигналом применяется во взрывозащищенном исполнении с видом взрывозащиты "искробезопасная

цепь“ и уровнем взрывозащиты “взрывобезопасный”, маркировку взрывозащиты «IEХІВІІСТ6» по ГОСТ 12.2.020-76.

В связи с этим установка может применяться во взрывоопасных зонах всех классов взрывоопасности в соответствии с «Правилами устройства электроустановок» (гл. 7.3), в которых возможно образование взрывоопасных смесей категории ПА, и групп Т1, Т2, Т3, Т4 по ГОСТ 12.1.011-78.

Выводы:

1. В ОАО "Татнефть" с помощью счетчика СКЖ удалось организовать постоянный контроль за дебитом жидкости в составе газожидкостной смеси поднимаемой из скважины.
2. Реализация метода постоянного контроля за дебитом жидкости скважины позволила изменить систему внутрипромыслового сбора продукции скважины, результатом внедрения которой явилось сокращение значительных затрат на организацию системы внутрипромыслового сбора.
3. В ОАО "Татнефть" взамен существующих ГЗУ "Спутник" создано новая групповая замерная установка "Дельта", позволяющая не только выполнять функции измерения параметров продукции скважины, но и передавать информацию на диспетчерский пункт нефтепромысла.
4. По-прежнему решается проблема только учета дебита жидкости в составе газожидкостной смеси поднимаемой из скважины. Проблема измерения дебита попутного нефтяного газа и количества попутно добываемой воды не решена.