

О вариантах решения проблемы контроля за дебитом нефтяной скважины

Чудин В.И., Ануфриев В.В., Шуваева Л.А., Ахунов Р.М., Кочубей М.В..

Решение проблемы технологического контроля дебита нефтяной скважины представляет весьма сложную задачу. Для того, чтобы оперативно управлять процессом нефтегазодобычи геологам, разработчикам, технологам и другим специалистам необходимо иметь как можно больше информации о поднимаемой из скважины смеси из нефти, газа и воды.

Особенностью измерения дебита добываемой смеси из нефтяных скважин для целей технологического учета является сложный состав среды и её значительные изменения во времени: изменения расхода, соотношения фаз, плотности и вязкости. Измеряемая смесь многофазная: жидкость, газ, твердые включения (механические примеси). Механические примеси могут состоять из песка, окалина, парафина и т.д.. Состоит жидкость, как правило, из воды и нефти в различных соотношениях и представляет эмульсию "нефть в воде" или "вода в нефти", причем вязкость такой жидкости так же значительно изменяется, иногда на порядок и более [4,5].

Средство измерения (СИ), позволяющее производить измерения в потоке водонефтегазовой смеси таких параметров: как дебиты газа и жидкой фазы; количественный состав в жидкой фазе нефти и воды; вязкость, плотность, температура и давление, представляет из себя сложную измерительную систему. Работы по созданию, такого средства измерения ведутся не только в России, но и в других странах.

Известно, что наиболее достоверные результаты при измерении расхода и количества скважинной жидкости дают массовые (силовые) расходомеры. В настоящее время в качестве первичных преобразователей расхода применяются различные датчики. Датчики расхода, использующие принцип прямого измерения массы, позволяют получить наиболее достоверные и точные результаты. Достаточно распространёнными являются счетчики, использующие при измерении силу Кариолиса, и датчики объёмного расхода с коррекцией по плотности, давлению и температуре [5,10].

Применяются подобные датчики в основном на узлах коммерческого учёта товарной нефти, что вызвано рядом объективных факторов. Данные расходомеры и счетчики работают надежно только на однофазных средах. Они имеют высокую стоимость и поэтому их не всегда целесообразно применять в системах технологического контроля.

Техническое решение проблемы измерения при технологическом контроле объёма или массы жидкости и газа, поднимаемых из нефтяной скважины, достигается несколькими способами.

Первый способ - измерение однородных потоков. Для этого разделяют поток на газ и жидкость. Примером такого решения может служить групповая замерная установка типа "Спутник", имеющая в качестве средства измерения объёма жидкости крыльчатый расходомер типа "ТОР".

Нижний предел измерения дебита жидкости у такой установки не менее 5 м^3 в сутки. Существует ещё целый ряд подобных установок типа "Спутника" - это "Спутник ГМН", "Квант - УИДД" и т.д., предназначенных для измерения массового или объёмного расхода жидкости в составе газожидкостной смеси с помощью калиброванных измерительных емкостей [3, 6].

Установки типа "АСМА", "АСМА-СIP и другие модификации предназначены для прямого измерения массы жидкости, посредством взвешивания измерительной ёмкости совместно с жидкостью. Основной недостаток установок такого типа - это сложность конструкции, высокая стоимость, высокие эксплуатационные затраты. Кроме того, крыльчатый расходомер имеет высокую погрешность измерения из-за непрерывного изменения в процессе измерения вязкости и плотности жидкости.

Второй способ измерения параметров газожидкостного потока состоит в его предварительной подготовке путём перемешивания (диспергирования). В этом случае добиваются однородного распределения газа и жидкости по сечению и вдоль оси трубопровода на определённом его участке. В результате такой подготовки скорости газа и жидкости выравниваются, а свойства смеси приобретают средние характеристики между газом и жидкостью. Случайные флуктуации процесса движения в жидкости газа уже не имеют места. Примером технической реализации этого метода измерений могут служить установки "Euromatik", "Scrollflow" и "Framo" [4,8,9].

В них в качестве измерителя скорости потока применяются расходомеры переменного перепада давления с сужающим устройством типа трубы Вентури, а плотность потока измеряется радиоизотопным методом.

На смену многофазным расходомерам, работающим на принципе предварительной подготовки потока к измерениям, сейчас появляются расходомеры, не требующие специальных воздействий на поток контролируемой среды.

Принцип действия этих расходомеров основан на специфических свойствах потоков продукции нефтяных скважин, выявленных в ходе многолетних экспериментальных исследований, и до конца теоретически не обоснованных [2,4, 7].

Подходы к решению проблемы многофазных измерений реализованы рядом зарубежных и отечественных фирм [1] в виде промышленных образцов приборов, которые были испытаны в лабораторных и натурных условиях.

Из зарубежных многофазных расходомеров наиболее приблизился к промышленному образцу расходомер "MPFM 1900" норвежской фирмы "Fluenta".

Прибор "MCF 351" норвежской фирмы "KOS" отличается от прибора "MPFM 1900" тем, что в нем нет радиоизотопного преобразователя плотности контролируемой среды и работать он может только при снарядной структуре потока [4].

Американская фирма "Agar" разработала несколько вариантов многофазных расходомеров на основе расходомеров переменного перепада давления, датчиков давления, температуры и СВЧ влагомера.

Перечисленные измерительные системы ещё более сложны в силу этого имеют высокую стоимость в пределах от 50 до 100 тыс. долларов США. Блоки обработки информации содержат сложный алгоритм, обработка которого требует мощных вычислителей и дополнительного оборудования. Для повышения точности измерения измерительной системы требуется применение высокоточных датчиков, что, соответственно, тоже является причиной высокой стоимости измерительной системы. Все это отражается на надёжности измерительных систем. Обслуживание этих измерительных систем требует персонала с высокой квалификацией. Кроме того, применение таких измерительных систем при непрерывном технологическом контроле ощутимо увеличивает себестоимость добываемой нефти.

Таким образом, из всего рассмотренного многообразия приборов и измерительных систем, а также принципов подхода к созданию СИ расхода жидкой и газовой фазы в смеси нефти, воды и газа при технологическом контроле должно быть выбрано такое СИ, которое бы отличали прежде всего характеристики, представленные в таблице 1.

Таблица 1.

Наименование критерия	Оптимальное значение
1. Стоимость	наименьшая
2. Надёжность	наивысшая
3. Метрологические характеристики	высокие
4. Объём информации	наибольший
5. Квалификация персонала	низкая

6. Затраты на эксплуатацию	наименьшие
7. Влияние состава среды	наименьшее
8. Диапазон измерений	наибольший
9. Затраты на монтаж	наименьшие
10. Метрологическое обеспечение	доступное
11. Устойчивость к условиям эксплуатации и к воздействию окружающей среды	наибольшая
12. Потребляемая мощность	наименьшая

Таким на наш взгляд должно быть идеальное СИ. Учитывая достижения в области расходомерии и определения состава вещества, достичь всех этих параметров в совокупности сегодня вряд ли возможно.

Многолетний опыт показывает, что при непрерывном технологическом контроле дебита нефтяной скважины достаточно информации о массе или объеме жидкой фазы и в отдельных случаях газовой. Более полную информацию о расходе, соотношении фаз, вязкости, плотности, давлении, температуре достаточно иметь периодически в процессе исследования скважины.

Таким образом, при непрерывном технологическом контроле за дебитом нефтяной скважины на наш взгляд необходимо СИ, которое бы удовлетворяло следующим условиям:

Таблица 2.

Наименования критерия	Оптимальное значение
1. Надежность	высокая
2. Точность измерения, %	до 6
3. Объем информации	массовый расход жидкой фазы и в отдельных случаях газовой фазы
4. Квалификация обслуживающего персонала	низкая
5. Затраты на эксплуатацию	низкие
6. Влияние состава среды	наименьшее
7. Диапазон измерений, не менее	1:300
8. Затраты на монтаж	низкие
9. Устойчивость к воздействию окружающей среды	наибольшая
10. Потребляемая мощность	наименьшая
11. Стоимость	от 1 до 4 тыс. долларов США

Начиная с 1991 года на нефтяных промыслах России и СНГ применяется счетчик СКЖ, с помощью которого производится измерение массы жидкости в составе газожидкостной смеси из нефтяной скважины. Этот счетчик удовлетворяет большинству требований для СИ, изложенным в табл. 2.

В таблице 3 приведены краткие технические характеристики счетчика СКЖ.

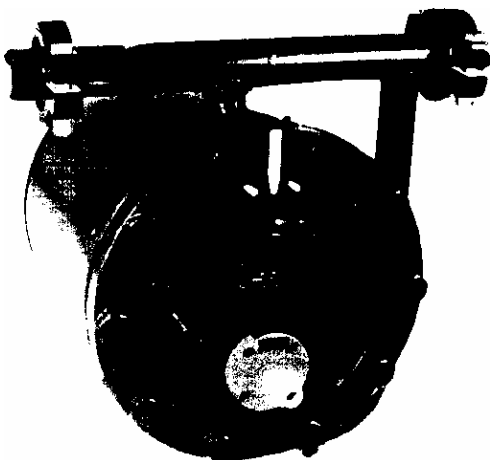


Рис. 1

Таблица 3.

Параметры счетчика	СКЖ-30-40М2	СКЖ-60-40М	СКЖ-120-40
Диапазон измерений счетчика, кг/сутки	от 0,5 до 30000	от 0,5 до 60000	от 1,0 до 120000
Рабочее давление, кг/см ² (МПа)	40 (4,0)		
Допускаемая вязкость измеряемой жидкости при нормируемой погрешности, м/с	0,0005	0,00015	0,00015
Относительная погрешность счетчика в диапазоне измерений, %	± 2,5	± 2,0	± 3
Условия эксплуатации	нефть, вода, газ, водонефтяная эмульсия		
Масса счетчика, кг	87	87	137

Стоимость этого счетчика в зависимости от типоразмера и модификации составляет от 900 до 1600 долларов США.

С 1991 года счетчик СКЖ претерпел несколько модификаций. Начиная с 1997 года на нефтяных промыслах появился счетчик СКЖ четвертого поколения.

Измерение массы жидкости счетчиком -прямое, при котором в большинстве случаев не требуется предварительного разделения газожидкостной смеси на жидкость и газ.

Счетчик СКЖ занесен в госреестр под № 14189-94, на него получен сертификат Госстандарта России № 1189 и разрешение Госгортехнадзора России на выпуск и применение под № 714-ЭВ-П.

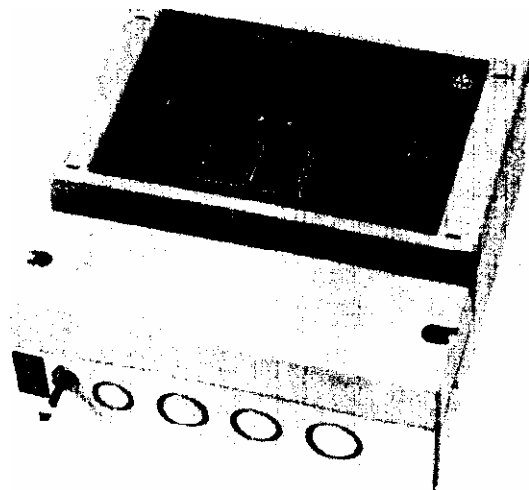


Рис. 3

Счетчик состоит из камерного преобразователя (КПР) (см. рис. 1) и вычислителя (см. рис. 2). КПР счетчика имеет взрывозащищенное исполнение и может эксплуатироваться во взрывоопасных зонах. Марка взрывозащиты **IExdПВТ4**. Информация о массе, проходящей через КПР жидкости, накапливается в вычислителе. Вычислитель имеет импульсный нормированный выходной сигнал для передачи информации по системе телемеханики на диспетчерский пункт нефтепромысла. Для эксплуатации счетчика при температуре окружающего воздуха от минус 10 до минус 50 градусов по Цельсию, а также при

измерении жидкости с повышенной вязкостью, низким газосодержанием, наличием парафинов КПР счетчика поставляется в теплоизоляционном кожухе со встроенным устройством электрообогрева. КПР счетчика легко монтируется в разрыв нефтепровода. Для проведения проверки метрологических характеристик КПР его полный демонтаж не требуется, достаточно только демонтировать измерительный узел. Причем на это время в качестве замены можно установить другой измерительный узел. Из табл. 3 видно, что счетчик выпускается трех типов, каждый из типов имеет отличия друг от друга по верхнему пределу измерения массы жидкости и вязкости. Так для СКЖ-30-40М2 вязкость жидкости при нормируемой величине погрешности может достигать 500 сСт. Счетчик же типа СКЖ-120-40 пока находится в стадии испытаний на утверждение типа, поставка его на нефтепромыслы планируется с июля месяца 1999 года.

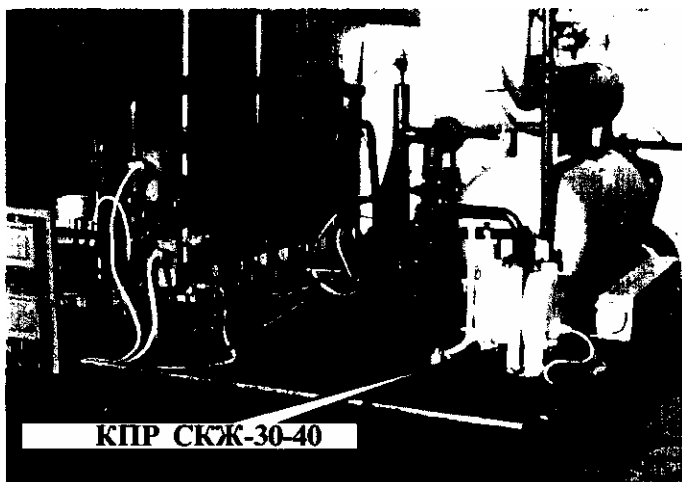
За период с 1991 по 1999 год было поставлено для нефтедобывающих предприятий более 1500 счетчиков СКЖ. За этот период накопился определенный опыт эксплуатации счетчика СКЖ в различных условиях.



На рис. 3 показан один из вариантов монтажа КПР счетчика СКЖ на нефтепроводе.

Начиная с 1994 года АО "ОЗНА" (г. Октябрьский, Башкортостан) изготавливает комбинированные групповые замерные узлы учета типа АМК40-8-400КМ-04.1 (см. рис. 4) с сепаратором и крыльчатый счетчиком "ТОР" для измерения расходов жидкости от 30 до 400 тонн в сутки и счетчиком СКЖ, через последний производятся замеры дебита жидкости скважин до 30 тонн в сутки. Кроме того, для фонда скважин с дебитами до 60

тони в сутки АО "ОЗНА" изготавливает малогабаритный узел учета типа АМК40-8-7,5 в составе со счетчиком СКЖ и автоматическим устройством подключения нефтепроводов со скважин. На рис. 5 показан автоматизированный блочный узел учета



типа УБ, в котором в качестве СИ применяется счетчик СКЖ. Узел учета УБ уже несколько лет производит

совместное Российско-Американское предприятие "ИГОМ" (г. Ижевск, Удмуртия).

Кроме применения счетчика СКЖ в составе автоматизированных блочных узлов учета, он достаточно широко применяется для измерения массы жидкости на отдельных скважинах. При этом КПР счетчика монтируют в непосредственной близости от устья

Рис. 5

скважины (см. рис. 3). На рис. 6 показан вариант применения счетчиков СКЖ для измерения дебита жидкости для группы скважин АО "Татнефть" (НГДУ "Бавлынефть"). На базе счетчика СКЖ, влагомера, счетчика газа, созданы легкие передвижные замерные установки (см. рис. 7) типа УД. Установка УД позволяет оценить не только массу жидкости в газожидкостной смеси, но и состав последней. Разработчик и изготовитель такой установки РНТЦ Урало-Поволжья ВНИИнефть. По результатам исследований РНТЦ Урало-Поволжья ВНИИнефть работы СИ при измерении высоковязких пенных нефтей и пенных битумов был создан малогабаритный сепаратор-пеногаситель, который позволил без осложнений производить счетчиком СКЖ измерения массы высоковязких пенных нефтей и пенных битумов.

Для измерения счетчиком СКЖ массы жидкости в составе газожидкостной смеси с газовым фактором более 100 м^3 на тонну жидкости требуется применение депульсатора и сепаратора. Кроме того, применение депульсатора и сепаратора совместно со счетчиком СКЖ желательно при измерении дебита жидкости скважин, удаленных и расположенных на рельефной местности с разностью высот.

Разработанный делитель потока, имеющий относительную погрешность коэффициента



этих узлов учета.

Рис.7

активно занимается "ОЗНА-СЕРВИС" дочернее предприятие АО "ОЗНА". Это предприятие сегодня также выполняет значительный объем работ по модернизации существующих на промыслах ГЗУ.

В заключение можно добавить, что применяемый в настоящее время счетчик СКЖ в большинстве случаев решает проблему измерения массы жидкости в составе газожидкостной смеси при непрерывном технологическом контроле нефтяной скважины.

Внедрением, монтажом, наладкой счетчиков СКЖ начиная с 1995 года

Литература

1. Андрейчиков Б.Н. и др. Способ измерения покомпонентного расхода трехкомпонентного газожидкостного потока и устройство для его осуществления. Решение о выдаче патента РФ от 3 мая 1994 года по заявке № 93044749/28/045218 от 15 сентября 1993 года.
2. Бульбас В.Н., Демьянов А.А. Устройство для измерения расхода водонефтяной эмульсии. Труды Международной научно-технической конференции. МЦЭНТ, С-Пб., 1996, с. 167-173.
3. Гужов АД. Совместный сбор и транспорт нефти и газа. М.: Недра 1973, с. 280.
4. Кратиров В.А. Современные методы и технические средства измерения производительности нефтяных скважин отдельно по нефти, воде и газу. - Совершенствование средств измерения расхода жидкости, газа и пара. Труды Международной научно-технической конференции. МЦЭНТ, С-Пб., 1996, с. 13-23.
5. Кремлевский П.П. Расходомеры и счетчики количества: Справочник. - Л.: Машиностроение. 1989, с. 654.
6. Лугошкнн Г.С. Сбор и подготовка нефти, газа и воды. - М.: Недра. 1977, с. 190.
7. Матвеев В.А. Расходомер струйный кондуктометрический для измерения малых расходов растворов реагентов. Труды Международной научно-технической конференции. МЦЭНТ, С-Пб., 1996, с. 161-166.
8. Плаксин В.А., Гольдова Н.Е. - Современные зарубежные средства измерений расхода и количества жидкости и газов. - М.: ЦНИИТ-Энефтехнм. 1985, с. 80.
9. Сайфуллин Н.Р., Муниров Ю.М. Основные направления выбора средств измерений в системе коммерческого и оперативного учета на нефтеперерабатывающем предприятии. - Совершенствование средств измерения расхода жидкости, газа и пара. Труды Международной научно-технической конференции. МЦЭНТ, С-Пб., 1996, с. 9-12.
10. Ю.Сотникова М.Л. Массовые расходомеры и приборы и системы управления, 1996, № 11, с. 47-49.
11. Исследование работы ГЗУ на месторождениях ВВН. Разработка и внедрение методов учета ВВН групповыми замерными установками и методика индивидуального замера производительности скважин на