

Комплекс блочно-комплектных установок для измерения дебита нефтяных скважин, контроля качества и учета товарной нефти. Опыт разработки и эксплуатации

Г.С. Абрамов, М.И. Зимин, В.Л. Арбузов,
В.М. Сахаров, А.В. Барычев (ОАО ИПФ "Сибнефтеавтоматика")

Сформулированы особенности нефтяных месторождений Западной Сибири. Рассмотрены характеристики, структура и принципы работы комплексов блочно-комплектных установок для измерения дебита нефтяных скважин, контроля качества и учета товарной нефти, производимых ОАО ИПФ "Сибнефтеавтоматика".

Месторождения Западной Сибири характеризуются рядом особенностей [1-4]: значительные запасы нефти на отдельных месторождениях, высокие темпы роста добычи и обводненности нефти, заболоченность территории, кустовой способ разбуривания, сравнительно невысокие давления на устьях добывающих скважин. Эти особенности в конечном итоге предопределили использование однотрубных напорных систем сбора, подготовки и транспорта продукции нефтяных скважин.

Системы сбора на месторождениях Западной Сибири обустроены по следующему принципу. Газожидкостная смесь (газ, вода, нефть) из добывающих скважин (фонтанные, газлифтные, с установками электроцентробежных насосов (УЭЦН) и штанговых глубинных насосов (УШГН)) поступает под устьевым давлением на групповую замерную установку (ГЗУ) "Спутник", где в автоматическом режиме осуществляется периодическое измерение дебита каждой скважины. После ГЗУ, которая монтируется непосредственно на кустовой площадке, газожидкостная смесь поступает на сборный пункт (рис. 1).

ДНС применяются в тех случаях, когда расстояние от кустовых площадок велико и устьевое давление скважин недостаточно для транспортирования газожидкостной смеси до КСП или ЦТП. Основная задача ДНС – придать дополнительную энергию жидкости с помощью дожимных насосов для подачи смеси до КСП или ЦТП. Кроме этого ДНС осуществляет частичное отделение:

- газа из смеси с помощью сепарационных установок (первая или вторая ступени сепарации);
- воды через отстойник.

Отделившийся газ (как правило, после первой ступени сепарации) под собственным давлением направляется на газоперерабатывающий завод (ГПЗ) или в газлифтную компрессорную станцию (ГКС) с

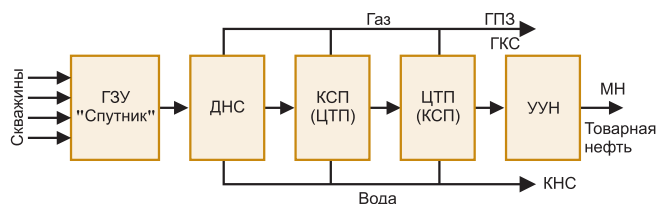


Рис. 1. Схема сбора, подготовки и транспорта нефти, где ГЗУ – групповая замерная установка, ДНС – дожимная насосная станция, КСП – комплексный сборный пункт, ЦТП – центральный товарный парк, УУН – узел учета товарной нефти, МН – магистральный нефтепровод

дальнейшей подачей газа с выхода ГКС на блок газосепаратора (БГ) и газораспределительную установку (ГРУ), расположенные на кустовой площадке. С выхода ГРУ газ нагнетается в газлифтные скважины.

Давление сепарации на ДНС определяется главным образом потерями давления при транспортировке газа, а также давлением, которое должно поддерживаться в трубопроводе перед ГКС или ГПЗ для их нормальной работы. Рабочее давление в сепараторах ДНС изменяется в пределах 0,3...0,8 МПа.

Отделившаяся вода через отстойник и очистные сооружения насосом прокачивается в кустовую насосную станцию для ее дальнейшей подачи в нагнетательные скважины через водораспределительный блок (ВРБ), расположенный на кустовой площадке.

Частично освобожденная от газа и воды нефть (смесь) поступает на прием насосов и далее подается на КСП (ЦТП). Причем, величина давления, развиваемая насосами, определяется гидравлическими потерями в трубопроводе и величиной рабочего давления на входе КСП или ЦТП.

КСП впервые были разработаны для обустройства месторождений Западной Сибири. Это технологический узел, где в отличие от ДНС производится обезвоживание нефти и доведение ее до товарных кондиций по содержанию воды и солей, а также очистка и подача на объекты системы поддержания пластового давления (ППД) попутно добываемой воды. В связи с этим в состав КСП входят установки подготовки нефти (УПН) и очистные сооружения (ОС).

На ЦТП сырая нефть, поступающая в общем случае от ГЗУ (или от ДНС), проходит полный цикл обработки, включающий двух- или трехступенчатое разгазирование и доведение нефти по упругости насыщенных паров до кондиций, соответствующих ГОСТ 9965-76, а также обезвоживание и обессоливание до товарных кондиций [2]. Газ, полученный после сепарации нефти на ЦТП, очищается от капельной жидкости и подается на ГКС или ГПЗ. Транспортирование газа второй и третьей ступеней сепарации происходит под собственным давлением, а газ конечной ступени сепарации (КСУ) компримируют (сжимают). Вода, попутно добываемая и отделяемая от сырой нефти на УПН, проходит очистку на ОС, входящих в состав ЦТП, поступает в систему поддержания пластового давления через соответствующие кустовые насосные станции.

Доведенная по физико-химическим показателям, согласно ГОСТ 9965-76 (табл. 1), до товарных кондиций

товарная нефть с выхода концевой сепарационной установки КСУ поступает в резервуарный парк и в дальнейшем насосами направляется через коммерческий узел учета нефти (УУН) в магистральный нефтепровод.

Таблица 1

Наименование показателя	Норма для группы		
	I	II	III
Содержание воды, %, ≤	0,5	1,0	1,0
Содержание хлористых солей, мг/л, ≤	100	300	1800
Содержание механических примесей, %, ≤	0,05	0,05	0,05
Давление насыщенных паров при температуре нефти в пункте сдачи, Па (мм рт. ст.), ≤	66650 (500)	66650 (500)	66650 (500)

Таким образом, в сложившейся системе учета нефти на месторождениях в Западной Сибири можно выделить три уровня [5].

На первом уровне проводят измерение дебитов добывающих скважин, как правило, с помощью стационарных групповых замерных установок или мобильных.

ГЗУ "Спутник" допускает использование импульсного и объемного методов измерения количества жидкости, которые производятся автоматически или вручную путем поочередного подключения каждой скважины на режим измерения. Время измерения количества жидкости по каждой скважине в соответствии с нормативными документами составляет 4...24 ч, периодичность – 2...10 раз/мес. Декларируемая погрешность измерения – ±2,5...4%.

На втором уровне измерения количества нефти по группе скважин (участку, месторождению) производятся в непрерывном режиме с помощью установок бригадного учета нефти, оснащенных турбинными счетчиками жидкости типа "НОРД", термометрами, манометрами и автоматическими пробоотборниками. На данном уровне учета измерения подвергается сырая нефть, содержащая большое количество балласта (вода, соли, газ, механические частицы) и поэтому для определения содержания примесей необходим ежесменный или ежесуточный автоматический отбор проб замеряемой продукции с последующими лабораторными анализами и перерасчетами. Этот уровень может быть как оперативным, так и коммерческим.

На третьем уровне производится коммерческий учет количества нефти, передаваемой нефтедобывающими предприятиями в систему магистральных нефтепроводов ОАО "Транснефть". Коммерческий узел учета (КУУН) является основной (замыкающей) частью системы учета нефти в целом. Здесь в силу вступают финансовые интересы предприятий, добывающих нефть, и потребителей, поэтому к точности измерений предъявляются жесткие требования в части оснащенности коммерческих узлов, к классу точности применяемых приборов, режимам работы.

На предприятии ОАО ИПФ "Сибнефтеавтоматика" (г. Тюмень) разработано и производится блочно-комплектное технологическое оборудование 100% заводской готовности для решения задач всех уровней учета нефтяной продукции применительно к условиям эксплуатации месторождений Западной Сибири.

Автоматизированные установки для оперативного контроля дебита нефтяных скважин на основе гидростатического метода измерения

Измерение дебита нефтяных скважин является одной из наиболее важных задач в области контроля технологических параметров процессов нефтедобычи. Несмотря на многочисленность известных методов измерения и "обилие" современных технических средств, измерение дебита нефтяных скважин пока остается специфичной и достаточно сложной задачей:

- измеряемая среда является многофазной, многокомпонентной, содержит нефть, воду, попутный нефтяной газ, механические примеси в виде песка и т. п.;
- параметры потока и физико-химические свойства среды изменяются в довольно широких пределах.

В настоящее время для измерения дебита скважин применяется групповая установка типа "Спутник А-400(800)" и аналогичные им, построенные по схеме "предварительная сепарация – измерение жидкой и газовой фазы при помощи турбинных преобразователей расхода".

Несмотря на "традиционный подход" и масштабы использования, установки такого типа обладают целым рядом недостатков: сложная технологическая схема измерения; невысокая точность измерения; ограниченный ресурс работы преобразователей расхода; зависимость показаний от параметров и свойств, измеряемой среды.

В целях повышения точностных характеристик и надежности, ОАО ИПФ "Сибнефтеавтоматика" были разработаны измерительные установки (мобильный вариант – установки замерной мобильной (УЗМ) и стационарные ГЗУ "Спутник-М"), в которых использован гидростатический способ измерения дебита жидкой фазы, расход газа определяется объемным способом путем замещения известного объема в процессе вытеснения жидкости в коллектор.

В 2001 г. совместно с ВНИИР (г. Казань) успешно проведены сертификационные испытания двух модификаций установок [6]:

- групповой автоматизированный "Спутник-М" на 8 (12) скважин;
- мобильный типа УЗМ на базе прицепа-шасси (для контроля дебита одной скважины).

Основные технические характеристики установок

Диапазон измеряемых расходов по жидкости, т/сут	1...400
Диапазон измерения объемного расхода газа, приведенного к стандартным условиям, м ³ /сут	40...20000
Предельное рабочее давление, МПа	до 4,0
Основная относительная погрешность измерения, %, ≤:	
массового расхода жидкой фазы	±2,5
объемного расхода газа	±5,0
массового расхода компонента в жидкой фазе (вода, нефть)	±6,0

Технологическая схема установки УЗМ представлена на рис. 2. Технологическая схема групповой установки "Спутник-М" дополнительно имеет переключатель скважин многоходовой (ПСМ).

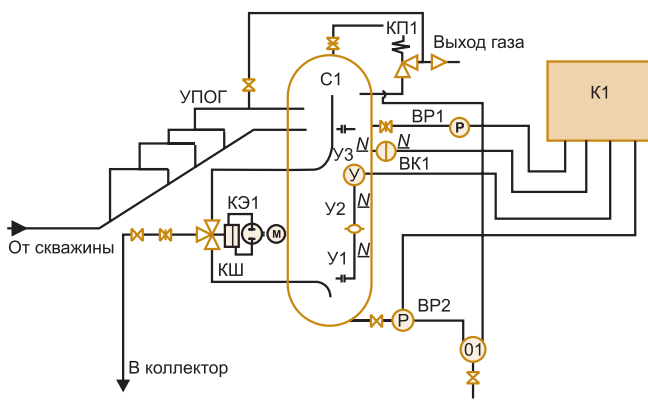


Рис. 2. Технологическая схема установки УЗМ, где КШ – кран шаровой с электрогидроприводом; С1 – емкость сепарационная; УПОГ – устройство предварительного отбора газа; У – уровнемер с тремя фиксированными датчиками уровня (У1, У2, У3); ВР1 – датчик избыточного давления; ВР2 – датчик дифференциального давления; ВК1 – датчик температуры; О1 – отстойник; К – контроллер

Принцип работы установки УЗМ

Смесь (жидкость-газ) из скважины через устройство предварительного отбора газа (УПОГ) поступает в сепарационную емкость С1, где осуществляется дальнейшее отделение газа от жидкой фазы.

В исходном состоянии (начало измерительного цикла) трехходовой шаровой кран находится в положении, при котором отсепарированный газ уходит в коллектор, а жидкость накапливается в сепарационной емкости. При достижении жидкостью уровня У1 срабатывает конечный выключатель, сигнал с выключателя подается на контроллер, который дает команду на начало процесса измерения.

При достижении жидкости уровня У3 или У2 (для низкодебитных скважин) контроллер останавливает процесс измерения жидкой фазы.

Во время наполнения емкости жидкостью контроллер регистрируются: значение выходного тока J датчика дифференциального давления в начале и конце (срабатывание датчиков У1 и У3); время наполнения; температура и давление среды.

Датчик дифференциального давления в этом случае выступает как датчик веса (гидростатического давления) столба жидкости, и при выпуске из производства установки датчик калибруется непосредственно в единицах массы.

Через определенный промежуток времени, устанавливаемый программой, контроллер дает команду на переключение КШ в положение, при котором жидкость вытесняется из емкости отсепарированным газом. Во время вытеснения жидкости происходит замещение фиксированного объема (между датчиками У3-У1 или У2-У1), занимаемого жидкостью, отсепарированным газом при давлении сепарации.

Алгоритмы измерения расхода жидкой фазы и газа реализуются по следующим зависимостям:

$$Q_{ж} = \frac{(J_2 - J_1) \cdot K \cdot 3600 \cdot 24}{\tau_1}, \text{ т/сут} \quad (1)$$

$$Q_g = 2893 \frac{V \cdot 360 \cdot 24}{\tau_2} \cdot \frac{P + 0,1013}{(273 + t) \cdot m}, \text{ нм}^3/\text{сут} \quad (2)$$

где J_1 и J_2 – значения выходного тока датчика дифференциального давления, мА, соответствующие началу и окончанию процесса измерения; K – коэффициент пропорциональности, т/мА, определяемый при калибровке установки (зависит от объема емкости и типоразмера датчика); V – значение фиксированного объема между датчиками У1-У3 или У1-У2, м³; τ_1 , τ_2 – время измерения, с; t – температура измеряемой среды, °С; P – давление измеряемой среды, МПа; m – коэффициент сжимаемости.

Исходя из формулы (1), принципа работы и используемых технических средств, на погрешность измерения массового расхода жидкой фазы существенное влияние оказывает лишь только изменение коэффициента преобразования датчика дифференциального давления, нестабильность "0" в данном случае влияние не оказывает.

В общем случае предельное значение относительной погрешности в условиях эксплуатации можно представить в следующем виде:

$$\delta_m = \sqrt{\delta^2 + \delta_\gamma^2 + \delta_\kappa^2 + \delta_\tau^2}, \quad (3)$$

где δ – основная относительная погрешность датчика дифференциального давления, % ($\delta = 0,25 \dots 0,5\%$); δ_γ – дополнительная погрешность датчика дифференциального давления от изменения коэффициента преобразования, вызванного изменением температуры окружающего воздуха; δ_κ – относительная погрешность определения коэффициента K (предельное значение δ_κ при калибровке установки $\leq \pm 0,5\%$); δ_τ – относительная погрешность измерения времени ($\delta_\tau \leq 0,1\%$).

Для датчиков дифференциального давления типа Сапфир 22МТ, Метран δ_γ , как правило, не превышает пределов допускаемой основной погрешности при температуре окружающего воздуха $-40 \dots 50^\circ\text{C}$.

Возможная дополнительная погрешность в условиях эксплуатации, вызванная наличием стойких отложений на вертикальных стенках сепарационной емкости в пределах 2,5...3,0 мм, составляет $\leq 1,5\%$.

На погрешности измерения отсепарированного объема газа существенное влияние оказывают в основном следующие факторы:

- точность измерения ("отбивки") фиксированного объема V (обусловлена главным образом точностью срабатывания датчиков уровня);
- погрешность измерения избыточного давления и температуры газа.

Предельное значение суммарной погрешности измерения объемного расхода газа, приведенного к стандартным условиям, можно определить по формуле:

$$\delta_v = \sqrt{\delta_V^2 + \delta_p^2 + \delta_t^2 + \delta_\tau^2 + \delta_\rho^2}, \quad (4)$$

где δ_V – погрешность измерения объема (при абсолютной погрешности датчиков уровня ± 5 мм может достигать в худшем случае 1,25 %); δ_p – относительная погрешность измерения избыточного давления

($\delta_p \leq 0,3\%$); δ_t – относительная погрешность измерения температуры ($\delta_t \leq 0,3\%$); δ_τ – относительная погрешность измерения времени ($\delta_\tau \leq 0,1\%$); δ_p – методическая погрешность, вызванная изменением давления в процессе измерения ($\delta_p \leq 3\%$).

В конечном итоге, предельное значение погрешности измерения объемного расхода газа, приведенного к стандартным условиям, $\leq \pm 3,4\%$.

Несколько сложнее, с точки зрения влияющих факторов, обстоит дело с определением расхода отдельных компонентов в жидкой фазе (вода, нефть).

Для определения расхода нефти (нефтеосодержание) в алгоритмах вычислений установки используется следующая зависимость:

$$Q_n = Q_{жс} \cdot \frac{(\rho_a - \rho_{жс}) \cdot \rho_n}{(\rho_a - \rho_n) \cdot \rho_{жс}}, \quad (5)$$

где $Q_{жс}$ – расход жидкости, т/сут; $\rho_{жс}$ – плотность жидкости, т/м³, вычисляемая контроллером по формуле

$$\rho_{жс} = \frac{(J_2 - J_1) \cdot K}{V}, \quad (6)$$

где $\rho_a = f(\rho_a^{cm}, P, t)$ – плотность воды как функция трех переменных; $\rho_n = f(\rho_n^{cm}, P, t)$ – плотность нефти как функция трех переменных; ρ_a^{cm} , ρ_n^{cm} – соответственно плотность нефти и воды при стандартных условиях (определяются на основе лабораторных данных по каждой скважине и заносятся в программу контроллера); V – калиброванный объем, м³.

Из формул (5) и (6) видно, что на точность определения расхода отдельного компонента (нефти) влияют следующие факторы: точность срабатывания датчиков уровня; адекватность функций $\rho_n = f(\rho_n^{cm}, P, t)$ и $\rho_a = f(\rho_a^{cm}, P, t)$, установленных в БД контроллера фактическим значениям плотностей ρ_n и ρ_a ; качество сепарации; наличие взвешенных механических примесей в смеси; соотношение объемного содержания компонентов в смеси.

В ходе сертификационных испытаний установок УЗМ и "Спутник-М" были получены границы соотношений объемных содержаний компонентов в смеси, при которых определение расхода компонентов по алгоритму (5) можно считать корректным.

В результате экспериментов и расчетов установлено, что методика определения расхода отдельных компонентов по алгоритму (5) обеспечивает достижение погрешности $\leq \pm 6\%$ при условии содержания любого из компонентов в смеси $\geq 10\%$.

Для подтверждения правильности выбранных технических решений были проведены широкомасштабные промышленные испытания, в частности мобильных измерительных установок на различных месторождениях (Уватское, ОАО "Тюменьнефтегаз", г. Тюмень; Средне-Нюрольское, ОАО "Восточная транснациональная компания", г. Томск; Южно-Тарасовское, ООО "ГеойлБент", г. Губкинский).

При испытаниях установки УЗМ на Уватском месторождении было установлено, что при сравнении результатов измерений дебита жидкой фазы:

- традиционной установкой ГЗУ "Спутник" и УЗМ разница не превысила 1,85%.

- счетчиком количества типа СКЖ-60-40 и УЗМ разница не превысила 2,5%.

В 2003 г. ОАО ИПФ "Сибнефтеавтоматика" совместно с ОАО "Хантымансийскнефтегазгеология" реализована идея использования установки УЗМ в качестве оперативного узла учета продукции группы скважин отдельного месторождения (со специальным ПО, позволяющим получать информацию о количестве воды, нефти в режиме "непрерывного интегрирования").

Результаты испытаний и опытно-промышленной эксплуатации на указанных месторождениях полностью подтвердили работоспособность установок при дебите по жидкости до 400 т/с и газосодержании до 200 м³/т.

Узлы контроля качества и учета нефти в блочно-комплектном исполнении

В настоящее время учет товарной нефти в Западной Сибири проводится на 57 узлах учета нефти (УУН) нефтегазодобывающих и транспортирующих предприятий [7].

Система учета товарной нефти в Западной Сибири сложилась в начале 80-х гг. Традиционно, с учетом уровня добычи нефти тех лет, применялся объемно – массовый динамический метод измерения массы.

Для измерения объемного расхода нефти устанавливались турбинные преобразователи расхода (ТПР) отечественные – типа НОРД и МИГ, импортные – типа СМИТ, РОТОКВАНТ, ТУРБОКВАНТ, "БОПП И РЕЙТЕР". Измерение плотности нефти производилось автоматическими поточными плотномерами СОЛАРТРОН. Измерение количества воды в нефти ведется по показаниям автоматических поточных влагомеров типа УДВН 1п.

Периодический контроль метрологических характеристик и поверка ТПР производились по стационарной трубопоршневой установке (ТПУ). Для поверки поточных плотномеров применяется пикнометрическая установка. Казанским ВНИИР для этих целей выпускается рабочий эталон плотности МДП.

Схема УУН на базе ТПР приведена на рис. 3.

В 1990-1991 г. СКБ "Сибнефтеавтоматика" для организации системы учета широкой фракции легких углеводородов (ШФЛУ) провело комплекс исследовательских работ по применению кориолисовых датчиков массового расхода (ДМР).

Опыт работы на нефти кориолисовых расходомеров с W-образными и U-образными чувствительными элементами выявил, что основным недостатком кориолисовых ДМР является нестабильность характеристики для учета ШФЛУ "нуль-точки". Поэтому были закуплены и испытаны прямоточные массомеры "M-point" фирмы Endress+Hauser.

На протяжении многомесячных испытаний проводилась проверка метрологических характеристик ДМР по ТПУ на ШФЛУ, нефти, воде, дизтопливе и керосине в г. Нижневартовске (Нижневартовский ГПЗ, ДНС-1

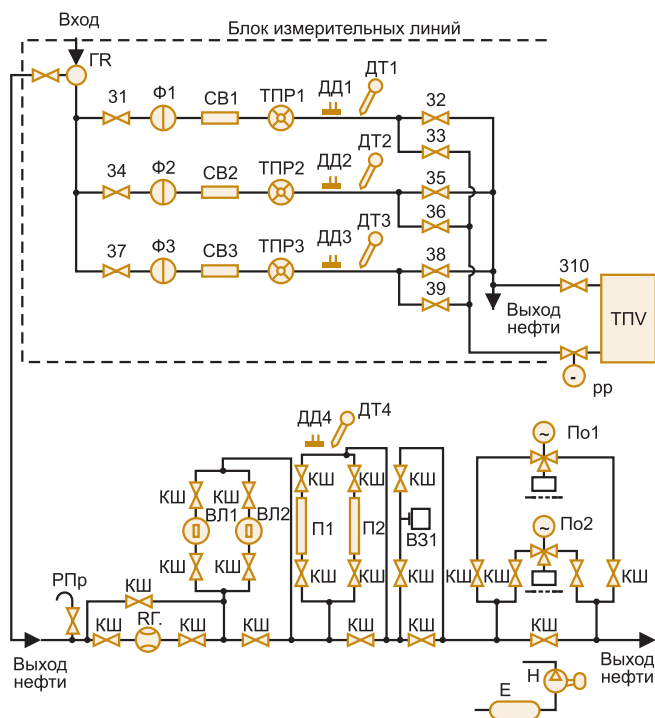


Рис. 3. Схема УУН на базе ТПР

где, 31 – 310 – задвижки измерительных линий; Ф1 – Ф3 – фильтр тонкой очистки; СВ1 – СВ3 – струевыпрямитель; ТПР1 – ТПР3 – турбинный преобразователь расхода; ДД1 – ДД4 – датчик давления; ДТ1 – ДТ4 – датчик температуры; ПЗ – пробозаборное устройство; КШ – шаровый кран; ВЛ1, ВЛ2 – влагомер; РР – регулятор расхода; РПр – ручной пробоотборник; ВС – счетчик нефти; Пр1, Пр2 – пробоотборник автоматический; Е – емкость промывочной жидкости; Н – насос промывочной жидкости; П1, П2 – плотномер поточный; ВЗ1 – вискозиметр поточный; ТПУ – трубопоршневая установка

НГДУ "Нижневартовскнефть"), г. Тюмени (ИПФ "Сибнефтеавтоматика") и г. Казани (ВНИИР). В итоге испытаний установлено отсутствие влияния вязкости измеряемой среды и структуры потока на показания ДМР, следовательно, эти расходомеры можно поверять на отдельном стенде с использованием жидкости-заменилителя (воды), что и было отражено в результатах госприемочных испытаний. Кроме того, дополнительно выявлено, что присутствие в жидкости свободного газа до 0,8...1,4% также не оказывает заметного влияния на погрешность измерения расхода, то есть прямоточные ДМР можно использовать для измерения количества сырой нефти после 1-2-й и 3-4-й ступеней сепарации на ДНС.

В середине 1990-х гг. с появлением производителей нефти, добывающих и откачивающих сравнительно небольшие объемы нефти, назрела необходимость создания недорогих узлов учета с повышенной надежностью применяемых расходомеров.

В 1994 г. была разработана конструкция, изготовлены и введены в эксплуатацию блочные узлы учета нефти на базе ДМР "М-point" Ду=50 мм на Кальчинском (коммерческий учет товарной нефти) и Западно-Асомкинском (коммерческий учет сырой нефти) нефтяных месторождениях. Шестилетний опыт эксплуатации УУН подтвердили высокую, по сравнению с ТПР, надежность ДМР. Все прямоточные ДМР эти годы работают без замены элементов.

На рис. 4 приведена схема УУН на базе ДМР.

Из сравнения этих двух вариантов (рис. 3, 4) очевидно, что в варианте УУН на базе ДМР нет необходимости комплектовать измерительные линии струевыпрямителями, датчиками давления и температуры (по 3 ед. на УУН). Блок контроля качества (БКК) не комплектуется поточными плотномерами (2 ед.) и поточным вискозиметром, соответственно уменьшается и число запорной арматуры. Вместо фильтров на каждой измерительной линии (ИЛ – 3 ед.) на УУН устанавливается блок групповых фильтров (рабочий и резервный), поэтому вместо двух датчиков дифференциального давления устанавливается один. За счет того, что ДМР устанавливаются вертикально (по потоку вверх), блоки фильтров измерительных линий и контроля качества размещаются в двух блок-контейнерах вместо трех в варианте УУН с ТПР. Это снижает капитальные затраты "заказчика" как на приобретаемое оборудование, так и общестроительные работы на площадке.

За счет высокой надежности ДМР существенно снижаются и эксплуатационные затраты.

ИПФ "Сибнефтеавтоматика" выпускает оборудование для учета нефти с 1997 г. По заявке ОАО "Сибнефтепровод" фирмой были разработаны конструкции "Узлов контроля качества нефти" в блок – контейнерах 3х3 м и 3х5 м. Для ОАО "Сибнефтепровод" изготовлено и поставлено 22 блока контроля качества

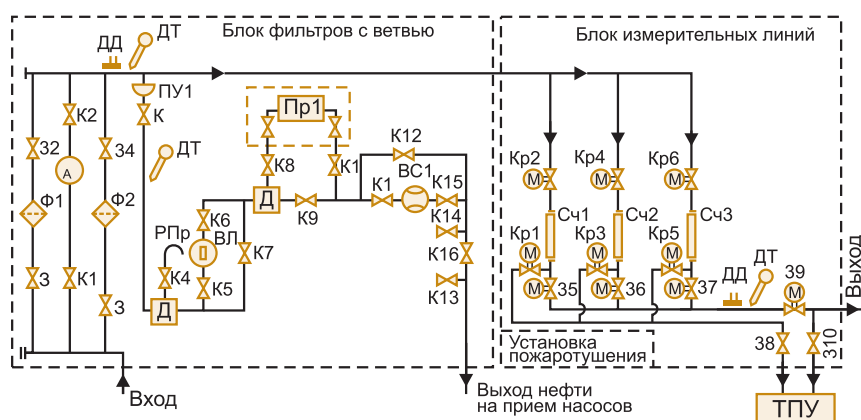


Рис.4. Узел учета нефти на базе ДМР,

где 31 – 34, 38, 310 – задвижка; Ф1, Ф2 – фильтр; К – кран шаровый; ДР – датчик дифференциального давления; ДД – датчик давления; ДТ – датчик температуры; ПУ1 – пробозаборное устройство; РПр – ручной пробоотборник; Д1, Д2 – диспергатор; ВЛ1 – влагомер УДВН-П, первичный преобразователь; Пр1 – пробоотборное устройство; ВС1 – счетчик нефти турбинный TOP-1-50; Кр1 – Кр6 – кран шаровый с электроприводом; 35-37, 39 – задвижка с электроприводом; Сч1 – Сч3 – массомер "PROMASS-63M"; ТПУ – трубопоршневая установка

ва нефти для коммерческих УУН с ТПР (в комплектации соответствующей РД 153-39.4-042-99) и для оперативного контроля качества нефти при ее перекачке (с одним поточным плотномером, одним вискозиметром, одним поточным влагомером и двумя автопробоотборниками) как в насосном, так и в безнасосном вариантах.

В 1998 г. ИПФ "Сибнефтеавтоматика" разработала технологическую часть первого узла учета нефти (УУН) на массомерах Fischer Rosemaunt для ЗАО "Гейлбент".

В 2000 г. проведена работа по комплексной поставке системы измерения количества и качества нефти (СИКН) для ОАО "Тюменнефтегаз", которая включала:

- разработку документации на УУН по исходным требованиям заказчика и проведение метрологической экспертизы проекта в органах Госстандарта;
- изготовление технологической части УУН и щитов сбора и обработки информации;
- проведение шеф-монтажных и наладочных работ на объекте;
- ввод УУН в опытную эксплуатацию и проведение испытаний системы измерения количества и качества нефти с целью утверждения типа средства измерений в органах Госстандарта.

В качестве преобразователей расхода использовались массомеры типа "PROMASS-63М".

Работы велись совместно с фирмой ООО "ТРЕЙ ГМБХ" (г. Пенза), которая разработала ПО, изготовила контроллеры и щиты, поставила импортные средства измерений.

Для ОАО "Тюменнефтегаз" ИПФ "Сибнефтеавтоматика" изготовлен блок-бокс измерительных линий с ветвью качества нефти и блок фильтров, а фирмой "ТРЕЙ ГМБХ" разработано ПО, изготовлены контроллеры и щиты, поставлены импортные средства измерений.

Сегодня ИПФ "Сибнефтеавтоматика" имеет возможность выпуска комплектных блочных УУН (на базе ДМР) на различные условия эксплуатации и разные объемы откачки: 15...420 т/час (360...10100 т/сут.).

В 2002 г. спроектирован, изготовлен и запущен в эксплуатацию узел учета стабильного конденсата на Сургутской ЗСК.

За последние два года ОАО ИПФ "Сибнефтеавтоматика" разработала, изготовила и поставила около десятка УУН под конкретные условия и требования заказчика.

УУН выполняются на базе как турбинных, так и массовых расходомеров. УУН на базе массовых рас-

ходомеров отличаются повышенной надежностью по сравнению с турбинными, меньшими габаритами.

Приведем пример конкретной реализации УУН, по которому можно судить о функциональных и технических возможностях УУН, разработанных и освоенных производством ОАО ИПФ "Сибнефтеавтоматика" [8].

Техническая характеристика УУН

Предел относительной погрешности измерения массы брутто нефти при, (%):	
коммерческом учете	±0,25
оперативном учете, при обводненности:	
до 30%	±0,5
более 30%	±1,0
Условный проход	
входного/выходного коллекторов, мм	80...400
Условный диаметр преобразователей расхода, мм:	
турбинных	40, 50, 80, 100, 150
массовых	50, 80, 150
Число измерительных линий, ед	3...10
Пропускная способность УУН, м ³ /ч	20...2500
Рабочее давление, МПа	2,5; 4,0; 6,3.

ИПФ "Сибнефтеавтоматика" имеет лицензии Госгортехнадзора России 62ПР № 02-4618 и 62ИР №02-4619 на проектирование и изготовление "Узлов учета нефти".

Список литературы

1. Инструкция по одновременному производству буровых работ, освоению и эксплуатации на кусте. – Минтопэнерго. 1996.
2. *Маринин Н.С. и др.* Сбор, подготовка и транспорт газонасыщенных нефтей на месторождениях Западной Сибири // Нефтепромысловое дело. ВНИИОЭНГ. № 6. М. 1983.
3. *Маринин Н.С. и др.* Совершенствование процессов сепарации нефти и сбора нефтяного газа на месторождениях Западной Сибири // Нефтепромысловое дело. ВНИИОЭНГ. М. 1979.
4. *Маринин Н.С., Савватеев Ю.Н.* Разгазирование и предварительное обезвоживание нефти в системах сбора. М.: Недра, 1982.
5. *Антонова Т.С., Гловацкий Е.А., Плесовских А.Н.* Особенности учета нефти в современных условиях. Сборник научных трудов // Обустройство нефтяных месторождений Западной Сибири. Тр. Гипротюменнефтегаз. Тюмень. 1999.
6. *Абрамов Г.С., Зимин М.И., Сахаров В.М.* Установки для контроля дебита нефтяных скважин на основе гидростатического метода измерений. Опыт разработки и эксплуатации // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. ОАО "ВНИИОЭНГ". 2002. № 6.
7. *Абрамов Г.С., Арбузов В.Л., Зимин М.И., Сахаров В.М.* Узлы контроля качества нефти и узлы учета нефти в блочно-комплектном исполнении // Там же. 2001. № 1-2.
8. *Черкашина Т.В., Абрамов Г.С., Арбузов В.Л., Зимин М.И.* Опыт разработки, изготовления и ввода в эксплуатацию узлов учета нефти // Там же. 2003. № 6.

Абрамов Генрих Саакович – ген. директор, Зимин Михаил Иванович – зам. ген. директора, Барычев Алексей Васильевич – начальник отдела ОНТИ и ПЛР, Арбузов Виктор Леонидович – зам. главного конструктора, Сахаров Владимир Михайлович – зам. ген. директора ОАО ИПФ "Сибнефтеавтоматика".

Контактные телефоны: (3452) 21-07-50, 21-46-35, факс (3452) 21-13-39. E-mail: sibna@sibna.ru