

УДК 622.276

**ЭТАЛОННАЯ ИЗМЕРИТЕЛЬНАЯ УСТАНОВКА ТИПА «ТЕСТ-Э»
ДЛЯ ТЕСТИРОВАНИЯ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН
И ПОВЕРКИ РАБОЧИХ МЕСТ**

Хафизов А.Р.,
ФГБОУ ВПО Уфимский государственный нефтяной технический университет,

Галиуллин А.Ш.,
ООО «Уфанефтемаш», г. Уфа,

Фаткуллин А.А.,
«ОЗНА Инжиниринг», г. Уфа

e-mail: hafizov57@mail.ru

Аннотация. *Специалистами ООО "Уфанефтемаш" и УГНТУ предлагается эталонная установка типа «ТЕСТ-Э», с помощью которой измеряются фактические параметры продукции добывающих скважин, дебиты по нефти, газу и воде и оценивается потенциал пласта, что является основой для планирования мероприятий по повышению нефтеотдачи.*

Ключевые слова: *многофазные массомеры, повышение нефтеотдачи, добывающие скважины, сепарация, сырая нефть, замерные установки.*

Одним из главных факторов, влияющих на эффективность и производительность добычи нефти, является измерение дебита скважин. Знание этого показателя необходимо не только для выбора режима работы скважины, насосного оборудования, технологического учета продукции скважин с требуемой точностью, но и на этапе актуализации геологической и промышленной информации по результатам исследований отдельной скважины. Данные по измерениям дебита скважин предназначены: для управления разработкой месторождения, для диагностики процесса добычи, для распределения продукции скважин по компонентам: нефть - газ - вода.

Однако измерения дебита скважин разными замерными установками (ЗУ) типа «Спутник», «Дельта-М», «Дебит» показали значительные расхождения в замерах от 12 до 25 % и более. На самом деле эти замеры нельзя назвать измерениями, так как ЗУ не являются измерительными установками (ИУ) и не сертифицированы как средства измерений. Поэтому эти замеры служат только для контроля изменения дебита по жидкости. При этом замеры проводились по

жидкости, а не по компонентам продукции скважин (нефть, газ, вода). Для учета продукции добывающих скважин необходимо применять ИУ, прошедшие сертификацию на утверждение типа средства измерений.

В настоящее время появилось много модификаций ИУ «ОЗНА-массомер», «МЕРА-массомер», «ВЕГА», «АСМА», а также модернизированных существующих ЗУ с добавлением массомеров, влагомеров и программного обеспечения типа БИУС, R-AT-ММ, КТС-ЛИУС, ИВК-Dymetic, предназначенных для учета количества нефти, газа и воды в продукции скважин. Но все эти ИУ и ЗУ разделяют поток только на две фазы, то есть на газовую и жидкую, а для определения количества нефти и воды в сырой нефти используют измеренные значения массы, объема, плотности и содержания воды в жидкой фазе. При этом с ростом содержания воды в жидкой фазе увеличивается погрешность определения массы обезвоженной нефти и уже при 50 % содержания воды в сырой нефти превышает нормированные значения по ГОСТ Р 8.615 [1].

Появилось несколько модификаций многофазных расходомеров (МФР), позволяющих измерять компоненты добываемой продукции без разделения потока на газовую и жидкую фазы.

Но все эти ИУ и МФР поверяются не на месте эксплуатации и не на рабочей среде, а только путем имитации рабочих условий. Поэтому нельзя судить о достоверности и точности их показаний на месте эксплуатации на рабочей среде.

Специалистами ООО "Уфанефтемаш" и УГНТУ предлагается эталонная ИУ типа «ТЕСТ-Э», с помощью которой измеряются фактические параметры продукции добывающих скважин: дебиты по нефти, газу и воде и оценивается потенциал пласта, что является основой для планирования мероприятий по повышению нефтеотдачи.

Из существующих ИУ (кроме предлагаемой) ни одна не обеспечивает сброс и измерение свободной воды. Из сравнения погрешностей вычислений по двум ИУ (ТЭСТ-Э и ОЗНА-Массомер), погрешность вычислений массы жидкости и массы нефти меньше по ТЭСТ-Э, чем по «ОЗНА-Массомер» при любых значениях обводненности нефти, а при обводненности свыше 90 % вообще нельзя применять ИУ типа ОЗНА-Массомер для измерения массы нетто сырой нефти.

Эксплуатационные и метрологические характеристики эталонной ИУ типа «ТЕСТ-Э»:

- рабочее давление, МПа до	4,0 (и выше)
- температура, °С	до 80
- вязкость продукции скважины, м ² /с	до 2х10 ⁻⁴
- гидравлические потери тракта ИУ, МПа	скомпенсированы
- исполнение	мобильное
	(по заказу – стационарное)
- параметры продукции скважин:	
- дебит, м ³ /сут	до 400
- газовый фактор, м ³ /т	до 400
- обводненность, %	до 98
- Пределы относительной погрешности при измерениях:	
- массы жидкости	± 0,5 %
- массы обезвоженной нефти с содержанием воды в сырой нефти:	
- до 70 % об.	± 3,0 %
- массы воды	± 2,5 %
- объема газа (при нормальных условиях)	±1,5 %.

Вышеприведенные пределы относительной погрешности измерений массы обезвоженной нефти в 2-3 раза меньше допускаемых пределов, указанных в ГОСТ Р 8.615, поэтому с помощью эталонной ИУ можно проверять рабочие ИУ прямо на месте эксплуатации.

Практически эти измерения позволяют не только прогнозировать, но и учитывать возможное получение массы дегазированной и обезвоженной нефти, поступающей на дожимные насосные станции (ДНС), установки подготовки нефти (УПН) и далее на нефтеперерабатывающий завод (НПЗ) и продажу товара конечным пользователям.

ИУ «ТЕСТ-Э» состоит из технологического блока (БТ) и блока операторный (БО), устанавливаемых на прицепе. Размеры и масса блоков определяются конструкторской документацией.

На рисунке 1 показана структурная схема ИУ «ТЕСТ-Э».

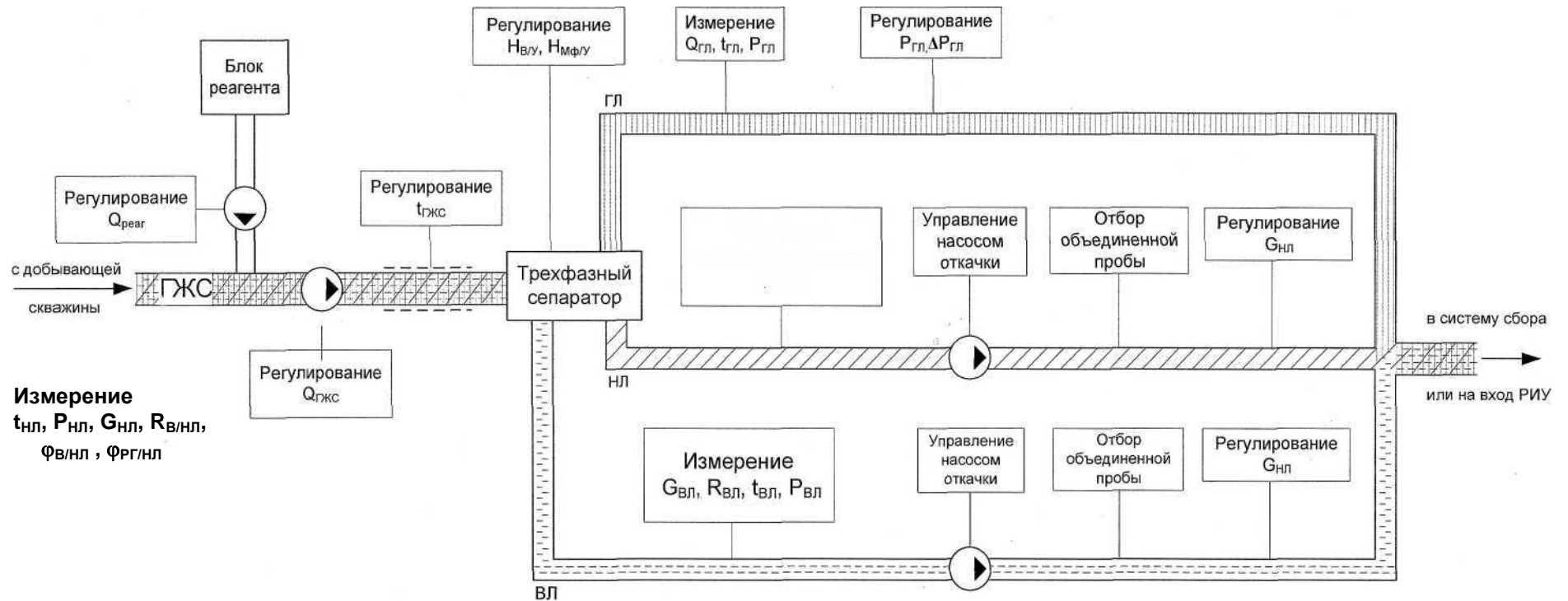


Рисунок 1. Структурная технологическая схема установки

t – температура; P – давление; G – расход массовый; R – плотность; $\varphi_{\text{в}}$ – содержание воды; $\varphi_{\text{г}}$ – содержание растворенного газа; Q – расход объемный; ΔP – перепад давления; H – уровень; в/у – верхний уровень; мф/у – межфазный уровень; гжс – газожидкостная смесь; РИУ – рабочая измерительная установка

Назначение ИУ «ТЕСТ-Э» может быть различным: поверка ИУ, работы по исследованию и освоению одиночных скважин и на кустах, измерение параметров нефтегазовой смеси добывающих скважин.

Измерения ведутся в постоянном режиме под контролем локальной АСУ ТП, обеспеченной промышленным контроллером и рабочим компьютером.

Принцип работы ИУ «ТЕСТ-Э» основан на разделении (сепарации) продукции добывающей скважины на три потока: нефть с остатками воды, воду с остатками нефти и газ, а после разделения каждый поток измеряется отдельно.

Для определения параметров качества нефтяного и водяного потоков по нефтяной линии (НЛ) и измерительной водяной линии (ВЛ) предусмотрены автоматические и ручные пробоотборники для отбора проб жидкости за время измерения.

Измеренные параметры потоков по НЛ, ВЛ и газовой линии (ГЛ) обрабатываются программным обеспечением ИУ «ТЕСТ-Э» и выдается информация по дебитам: сырой нефти, сырой нефти без учета воды, объему газа, приведенному к нормальным условиям, содержанию воды в сырой нефти, газовому фактору. Дополнительно выдается графическая информация по динамике изменений измеряемых параметров потоков по НЛ, ВЛ и ГЛ.

В технологическом блоке расположен сепаратор трехфазный и трубопроводная обвязка ИУ «ТЕСТ-Э». Вместимость сепаратора составляет около $6,5 \text{ м}^3$.

Отбор проб жидкости в НЛ производится через автоматический пробоотборник или через ручной пробоотборник.

На НЛ и ВЛ установлены влагомеры. После влагомера установлен регулятор расхода для регулирования расхода жидкости в НЛ во время измерений и во время откачки жидкости из нефтяного отсека сепаратора.

Измерение массы жидкости и её плотности в ВЛ осуществляется массовым расходомером.

Отбор проб жидкости в ВЛ производится через автоматический пробоотборник.

После влагомера на ВЛ установлен регулятор расхода для регулирования расхода жидкости в ВЛ во время измерений и во время откачки жидкости из водяного отсека сепаратора.

ИУ «ТЕСТ-Э» обеспечивает выполнение следующих функций:

1) Измерение в автоматическом режиме:

- объемного содержания воды в жидкости (% масс);
- удельного газового фактора по сырой нефти без учета воды ($\text{м}^3/\text{т}$);
- дебита скважины по сырой нефти ($\text{т}/\text{сут}$);
- дебита скважины по сырой нефти без учета воды ($\text{т}/\text{сут}$);
- дебита скважины по выделившемуся попутному газу, приведенного к нормальным условиям ($\text{м}^3/\text{сут}$);
- дебита скважины по воде ($\text{т}/\text{сут}$);

- массы жидкости по НЛ (т);
- массы воды по ВЛ (т);
- температуры по НЛ, ВЛ, ГЛ и на входе в сепаратор (°С);
- давления по НЛ, ВЛ, ГЛ и в сепараторе (МПа);
- текущего значения плотности по НЛ и ВЛ (кг/м³);
- объема газа по газовой линии (м³);
- перепада давления на фильтрах (МПа);
- содержания воды в нефти по влагомерам (% об.);

2) Контроль на месте эксплуатации метрологических характеристик и поверка ИУ или МФР по измерительным каналам дебитов: сырой нефти, сырой обезвоженной нефти и свободному нефтяному газу, приведенным к нормальным условиям.

3) Автоматический контроль, индикацию и сигнализацию предельных значений параметров.

4) Отбор пробы по из НЛ и ВЛ по ГОСТ 2517-85, а из ГЛ по ГОСТ 18917.

Выводы

Исходя, из вышеизложенного можно сделать некоторые выводы, а именно показать экономический эффект от внедрения измерительной установки типа «ТЕСТ-Э» определяемый следующими факторами:

- повышение достоверности и точности определения дебитов нефтяной скважины по газу, нефти и воде позволяет правильно моделировать работу пласта и проводить учет нефти, газа и воды непосредственно на скважине;

- поверка рабочих ИУ и МФР на месте эксплуатации позволяет правильно оценивать показатели точности этих ИУ и МФР и по возможности вводить поправки к их показаниям;

- проведение испытаний для определения типа средства измерений для вновь создаваемой и существующей рабочей ИУ и МФР;

- наличие гидроциклона, трехфазного сепаратора с регулируемой перегородкой, каплеуловителей и газоотделителей, массометров, влагомеров на НЛ и ВЛ, вихревого расходомера на ГЛ, регуляторов расхода на ГЛ, НЛ и ВЛ заменяет систему измерения контроля качества сырой нефти (СИКНС).

Последний фактор открывает новые возможности для применения эталонной ИУ и повышения точности измерения массы нетто сырой нефти.

Литература

1. Нормы технологического проектирования объектов сбора, транспорта, подготовки нефти, газа и воды нефтяных месторождений: ВНТП 3-85. М.: Миннефтепром, 1985. С.16.
2. ГОСТ Р8.595-2004.ГСИ. Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования к методикам выполнения измерений. М: ИПК изд-во стандартов, 2005. С.23.
3. Автоматизированный учет нефти и нефтепродуктов при добыче, транспорте и переработке/ Фатхутдинов А.Ш. и др. М.:ООО «Недра-Бизнес-центр», 2002. 417с: ил.

**MASTER MEASURING INSTALLATION
OF THE TYPE "TEST-E" FOR TESTING OF OIL WELLS
AND CHECKING WORKPLACES**

A.R. Hafizov,
FSBEI Ufa state petroleum technical university
hafizov57@mail.ru

A.SH. Galiullin,
OOO "Ufaneftemash", Ufa,

A.A. Fatkullin,
"OZNA Engineering", Ufa

***Abstract.** By OOO "Ufaneftemash" and USPTU proposed standard machine type "TEST-E", which measures the actual parameters of production wells, flow rates of oil, gas and water, and evaluates the potential formation, which is the basis for the planning of activities to enhance oil recovery.*

***Keywords:** multiphase massomer, increasing oil recovery, production wells, separation, crude oil metering stations.*

References

1. Standards process design facilities to collect, transport and treatment of oil, gas and water oil fields VNTP 3-85. M. Minnefteprom, 1985. P.16.
2. GOST R8.595-2004.GSI. Weight of oil. General requirements for the measurement techniques. M: IEC publ standards, 2005. P.23.
3. Automated recording of oil and petroleum products during production, transportation and processing / A. Fatkhutdinov INC. M. et al: LLC "Core-Business Center", 2002. 417p: ill.