

- теристики и потребительской ценности нефти. Уч. пособие. РГУНиГ им. Губкина, 2009.
5. Хохлов А. С., Боронин А. Б., Гайнетдинова А. Н. Автоматизированная актуализация оптимизационных моделей планирования непрерывных производств//Автоматизация в промышленности. 2009. № 7. С. 58-61.
 6. Баулин Е. С., Боронин А. Б., Хохлов А. С. Актуализация моделей планирования НПЗ/НХК и учет потребления энергии//Тр. РГУНиГ им. Губкина. Сб. науч. статей. 2012. № 10. С. 8-14.
 7. Андреева Л. А. и др. Вязкость смеси жидкостей//Модерирование динамических систем. Сборник науч. тр. нижегородского филиала ИМАШ РАН. Под ред. В. И. Ерофеева. 2007. С. 11-16.
 8. Аносов А. А., Ефитов Г. Л. Оптимальное управление компаундированием топлив — задачи, решения, опыт в России//Автоматизация в промышленности. 2015. № 4. С. 1521.
 9. Кувыкин В. И. Оптимальное планирование и анализ моделей непрерывного производства//Автоматизация в промышленности. 2015. № 8. С. 13-17.
 10. Хохлов А. С. Коннов А. И. Шайдуллин Р. А., Комплексный подход к планированию непрерывного производства//Автоматизация в промышленности, Москва, 2015, № 4. С. 24-33.

Петухов Михаил Юрьевич — канд. физ.-мат. наук, начальник планово-экономического отдела АО «ПЕТРОТЕЛ-ЛУКОЙЛ»,

Боронин Андрей Борисович — канд. техн. наук, старший консультант ЗАО «Хоневелл»,

Хохлов Александр Сергеевич — д-р техн. наук, ведущий консультант

ООО «Центр цифровых технологий», МФТИ,

Контактный телефон (985) 761-20-70.

E-mail: MYPetukhov@yandex.ru Andrey.Boronin@honeywell.com Khokhlov.as@mipt.ru

ОСОБЕННОСТИ ИСПЫТАНИЙ СЕПАРАЦИОННОГО МНОГОФАЗНОГО РАСХОДОМЕРА ДЛЯ ВЫСОКООБВОДНЕННОЙ НЕФТИ

А.А. Вакулин (ГГУ), А.Н. Лищук (АО «Группа ГМС»), А.А. Кириченко (ГГУ)

Для автоматических измерений расхода и количества компонентов продукции нефтяных скважин с долей воды $\geq 95\%$ на АО "ГМС "НЕФТЕМАШ" (г. Тюмень) создан сепарационный многофазный расходомер ИУ МЕРА-МИГ. Его работа основана на совместной реализации двух методов измерения расхода сепарационными многофазными расходомерами: "гидростатического" и "постоянного уровня".

Приведены сведения об особенностях испытаний многофазного расходомера на базе аттестованного и утвержденного Федеральным агентством по техническому регулированию и метрологии в качестве рабочего эталона единицы массового расхода газожидкостных смесей Научно-испытательного стенда многофазных потоков, самого крупного в России. Приведены экспериментальные данные оценок относительных погрешностей измерения количества компонентов многофазного потока при различных значениях его обводненности, а также значения основных метрологических характеристик ИУ МЕРА-МИГ¹.

Ключевые слова: многофазные расходомеры, многофазные стенды, обводненность, нефть, метрология, испытания.

В настоящее время в России сложилась такая ситуация, что многие крупные месторождения нефти характеризуются так называемой стадией завершающей разработки. Она отличается тем, что доля воды в продукции скважин может составлять $> 95\%$, поскольку для извлечения нефти необходимо закачивать большие объемы воды. В частности, к таким месторождениям относятся следующие: Самотлорское (Россия, ХМАО, остаточные запасы нефти составляют около 1 млрд. т.); Ромашкинское (Россия, Татарстан, около 500 млн. т.); Федоровское (Россия, ХМАО, около 400 млн. т.); Мамонтовское (Россия, ХМАО, около 350 млн. т.); Усть-Балыкское (Россия, ХМАО, около 200 млн. т.); Правдинское (Россия, ХМАО, 180 млн. т.) и т.д. Извлекаемые запасы углеводородов по месторождениям такого типа в России оцениваются в несколько миллиардов тонн. Этот факт и наличие развитой промысловой инфраструк-

туры обеспечивают целесообразность эксплуатации таких месторождений в течение, по меньшей мере, 15...20 лет.

Согласно требованиям закона РФ «О недрах» № 2395-1 от 21.02.1992 и Налогового кодекса РФ добыча нефти и газ подлежат обязательному учету. Основанием для прямого учета количества добываемой нефти на конкретном участке недр согласно ГОСТ Р 8.615-2005 ГСИ "Измерения количества извлекаемых из недр нефти и нефтяного газа. Общие метрологические и технические требования" являются результаты прямых и косвенных измерений массы сырой нефти. В частности, в соответствии с п. 6.1 указанного ГОСТа, пределы допускаемой относительной погрешности измерений: а) массы сырой нефти: $\pm 2,5\%$; б) массы сырой нефти без учета воды при содержании воды в сырой нефти (в объемных долях): до 70% $\pm 6\%$; от 70% до 95% — $\pm 15\%$; свыше 95% —

¹ Работа выполнена при поддержке Министерства образования и науки РФ в рамках реализации проекта по Постановлению Правительства № 218 от 9 апреля 2010 г., по договору № 02. G 25.31.0020 ОАО «ГМС Нефтемаш» совместно с ФГБОУ ВПО «Тюменский государственный университет».

предел допускаемой относительной погрешности устанавливаются в методиках выполнения измерений (МВИ), утвержденных и аттестованных в установленном порядке; в) объема свободного нефтяного газа: $\pm 5\%$. Таким образом, при содержании воды в продукции скважин свыше 95%, погрешность измерения количества добываемой нефти в принципе может быть любой, заявленной производителем соответствующего средства измерений. До настоящего времени заявленная погрешность лучших измерительных установок для данного диапазона составляла $\geq 30\%$. Следует также отметить, что имеющиеся в РФ первичные эталоны, в частности, ГЭТ 195-2011 "Государственный первичный специальный эталон единицы массового расхода газожидкостных смесей" и ГЭТ 87-2011 "Государственный первичный специальный эталон единицы объемного влагосодержания нефти и нефтепродуктов" в виду их конструктивных особенностей не обеспечивают возможности непосредственной проверки сепарационных установок оперативного учета нефти. Соответственно заявленные производителями этих установок значения погрешностей (неопределенностей) остаются на их совести. Оценка погрешности оперативного учета высокообводненной продукции скважин методом сравнения с показаниями узлов коммерческого учета нефти приводит к цифрам в 70...80%. Очевидно, что эти цифры не удовлетворяют современным запросам нефтедобывающих предприятий, а также государственных контролирующих органов. Если же учесть, что в связи с исчерпанием запасов количество скважин, переходящих на стадию завершающей добычи неуклонно растет, то увеличение точности учета массы сырой нефти становится необходимым условием существования нефтедобывающей отрасли.

В 2015 г. на АО «ГМС Нефтемаш» (г. Тюмень) совместно с Тюменским государственным университетом (ТюмГУ) по постановлению Правительства № 218 был выполнен крупный проект «Разработка и серийный выпуск измерительной установки для учета добываемых нефти и газа на месторождениях, находящихся на стадии завершающей добычи».

В рамках проекта была создана измерительная установка (ИУ) МЭРА-МИГ. Установка предназначена для автоматических измерений расхода и количества компонентов продукции нефтяных скважин, в том числе с долей воды $\geq 95\%$, а также сбора и передачи данных о результатах измерений на диспетчерский пункт нефтяного промысла. Она является многофазным расходомером — счетчиком с разделением потока (рис. 1).

Испытания ИУ МЭРА-МИГ — отдельная самостоятельная задача. Под испытаниями понимается эксперимен-

тальное определение количественных и/или качественных характеристик свойств объекта: а) в процессе различного вида воздействий на него; б) при его функционировании; в) при моделировании объекта и/или воздействий [1]. Таким образом, при любых испытаниях должны быть установлены характеристики свойств объекта испытаний, то есть параметры или показатели качества: назначения, надежности, эргономические, технологические, экологические, безопасности и др. Номенклатура показателей качества продукции детально представлена в РД 50-64-84 "Методические указания по разработке государственных стандартов, устанавливающих номенклатуру показателей качества групп однородной продукции". При этом различают два вида параметров и показателей качества объекта испытаний (ОИ):

- измеряемые — физические величины и производные от них;
- неизмеряемые (например, плотность компоновки, удобство пользования, рациональность формы и др.).

ИУ МЭРА-МИГ как объект испытаний характеризуется рядом особенностей. Действительно, главным признаком объекта испытаний является то, что по результатам его испытаний принимается то или другое решение по этому объекту — о его годности или браковке, о возможности предъявления на следующие испытания, о возможности серийного выпуска и пр. Характеристики свойств объекта при испытаниях могут оцениваться, если задачей испытаний является получение количественных или качественных оценок, или контролироваться, если задача испытаний заключается только в установлении соответствия характеристик объекта заданным требованиям. В нашем случае необходимо получение как количественных оценок предела допускаемой относительной погрешности измерения расхода и количества обводненной



Рис. 1. Макет установки измерительной МЭРА. Производитель - АО «ГМС Нефтемаш»

свыше 95% нефти (исследовательские испытания), так и определение соответствия показателей точности измерения расхода и количества требованиям п. 6.1 ГОСТ Р 8.615-2005 (контрольные испытания).

В качестве эталона расхода при испытаниях ИУ МЭРА-МИГ использовался аттестованный и утвержденный Федеральным агентством по техническому регулированию и метрологии в качестве рабочего эталона единицы массового расхода газожидкостных смесей Научно-испытательный стенд многофазных потоков (НИСМП), построенный на базе АО «ГМС Нефтемаш» (г. Тюмень) [2,3]. Общий вид стенда представлен на рис. 2.

Важнейшим моментом при проведении любых испытаний является задание совокупности воздействующих факторов и/или режимов функционирования объекта при испытаниях. Так как условия испытаний практически всегда отличаются от реальных, то результат испытания всегда имеет погрешность, возникающую не только из-за погрешности определения искомой характеристики, но и из-за неточности установления номинальных условий испытания. С целью уменьшения этой погрешности влагосодержание многофазной смеси в диапазоне 75...100 масс.% задавалось на НИСМП с шагом 0,1...0,5 масс.%.

Для достижения высоких метрологических характеристик ИУ МЭРА-МИГ в ее работе были реализованы два известных метода измерения расхода сепарационными многофазными расходомерами: гидростатический и постоянного уровня [4]. Первый метод предназначен для измерения дебита маловязких нефтей с большим содержанием свободного нефтяного газа в жидкости (характерный режим течения — пробковый). Газожидкостная смесь, поступающая в сепаратор от подключенной скважины, разделяется во внутренней полости сепаратора на две составляющие: свободный нефтяной газ и жидкость. Жидкость свободно сливается в калиброванный участок сепаратора, представляющий собой вертикальный цилиндрический сосуд с известной вместимостью участка, расположенного между точками отбора

гидростатического давления. При заполнении этого калиброванного участка производится измерение количества сырой нефти. Измерение количества свободного нефтяного газа производится по принципу "замещения объемов" в процессе вытеснения газом нефти из калиброванного участка (опорожнения сепаратора) в сборный коллектор. По окончании цикла налива — слива жидкости производится расчет теплофизических параметров и расхода жидкости и газа. В общем, реализуется циклический метод измерений, при котором сырая нефть и нефтяной газ из сепаратора поступают порциями в сборный коллектор.

Метод "постоянного уровня" используется для измерения расхода и количества маловязких и средневязких нефтей с небольшим объемным содержанием свободного газа. Технологический режим сепарации и измерений регулируется поддержанием давления и уровней жидкости в заданных границах. Выделившийся в сепараторе газ поступает в газовую линию со встроенными расходомерами-счетчиками газа и далее в коллектор. В нижней части сепаратора за счет разности плотностей накапливается свободная вода, уровень которой контролируется соответствующим уровнемером. При превышении заданного уровня раздела фаз вода-нефть вода через расходомеры-счетчики воды также поступает в коллектор. Частично обезвоженная нефть через влагомер и расходомеры — счетчики нефти поступает в коллектор. Сепаратор оснащен различными датчиками (давлений, уровня, температуры), необходимой запорно-регулирующей аппаратурой и программным обеспечением.

В ходе выполнения работы проводились исследовательские измерения количественных показателей многофазного потока с помощью ИУ МЭРА-МИГ при реперных значениях обводненности в: 10, 70, 95 и 98%. Измерения показали, что относительная погрешность ИУ МЭРА-МИГ при измерении объемного расхода газа составляет $\leq 4\%$. Относительная погрешность при измерении массы (и массового расхода, поскольку погрешность измерения времени много меньше погрешности измерения массы), обводненной до 95%

жидкости достигает $\leq 2,5\%$. Относительная погрешность при измерении массы и массового расхода имитатора нефти (без учета воды): при влагосодержании 70% — $\leq 12\%$; при влагосодержании 95% — $\leq 26\%$; при влагосодержании 98% — $\leq 28\%$. Таким образом, результаты исследовательских испытаний измерения расхода и количества обводненной $>95\%$ углеводородной жидкости с помощью ИУ МЭРА-МИГ привели к оценке относительной погрешности в 28%, что находится на уровне лучших мировых образцов.



Рис. 2. Научно-испытательный стенд многофазных потоков. Общий вид

В целом, обработанные результаты проведенных испытаний (согласно утвержденной в установленном порядке методике испытаний) позволили установить значения основных технических характеристик ИУ МЭРА-МИГ:

- максимальный расход скважинной жидкости — 2000 т/сут.;
- максимальный расход нефтяного газа при ст. у. — 2000 тыс. м³/сут.;
- пределы допускаемой относительной погрешности при измерении массы и массового расхода сырой нефти $\leq \pm 2,5\%$;
- пределы допускаемой относительной погрешности при измерении массы и массового расхода нефти (без учета воды) при влагосодержании 0...70% — $\leq \pm 5\%$, 70...95% — $\leq \pm 10\%$, 95...99,9% — $\leq \pm 28\%$;
- пределы допускаемой относительной погрешности установки при измерении объемного расхода нефтяного газа не более $\pm 5\%$.

Значения погрешностей полностью соответствуют требованиям ГОСТ Р 8.615–2005, а погрешность измерения массы и массового расхода нефти (без учета воды) в пределах $\leq \pm 28\%$ (при влагосодержании 95...99,9%) является на сегодняшний день одной из наименьших в мире для многофазных расходомеров-счетчиков.

Выводы

1. Для проведения испытаний сепарационного многофазного расходомера ИУ МЭРА-МИГ необходимо иметь соответствующую инфраструктуру, основным элементом которой является рабочий эталон единицы массового расхода газожидкостных смесей.

Вакулин Александр Анатольевич — д-р техн. наук, канд. физ.-мат. наук, проф. кафедры механики многофазных систем Физико-технического института Тюменского государственного университета,

Лищук Александр Николаевич — директор по НИОКР АО «Группа ГМС»,

Кириченко Антон Александрович — инженер-метролог дирекции комплексного проекта по созданию высокотехнологичного производства Тюменского государственного университета.
Контактный телефон (3452) 59-74-70.

Такой эталон — НИСМП был специально создан, аттестован и введен в промышленную эксплуатацию.

2. Результат испытания всегда имеет погрешность, возникающую не только из-за погрешности определения искомой характеристики, но и из-за неточности установления номинальных условий испытания. Были предприняты специальные меры с целью уменьшения этой погрешности.

3. Поскольку имеются требования ГОСТ Р 8.615 - 2005 к численной оценке погрешностей измерения расхода и количества многофазным расходомером, в зависимости от содержания воды в сырой нефти были проведены контрольные испытания для диапазона воды 0...95 % и исследовательские испытания для диапазона воды 95...99,9 %. Результаты испытаний подтвердили высокий метрологический уровень ИУ МЭРА-МИГ.

4. Для достижения таких метрологических характеристик в этой установке были совместно реализованы два метода измерения расхода сепарационными многофазными расходомерами: гидростатический и постоянного уровня.

Список литературы

1. Вакулин А.А. Методы и средства измерений, испытаний и контроля. Тюмень: Изд. ТюмГУ, 2010. 256 с.
2. Вакулин А.А., Голубев Е.В., Котлов В.В. и др. Научно-испытательный стенд многофазных потоков // Химическое и нефтегазовое машиностроение. 2014. № 12. С. 13-16.
3. Вакулин А.А. Гильманов Ю.А., Голубев Е.В. и др. Проблемы измерения расхода и количества многофазных потоков // Нефтяное хозяйство. 2015. № 5. С. 96-99.
4. Абрамов Г.С., Барычев А.В. Практическая расходометрия в нефтяной промышленности. М.: ОАО "ВНИИОЭНГ". 2002. 460 с.

Технологии Bentley Systems помогли осуществить замену прокладки тоннеля в метро Лондона без нарушения обычной работы Юбилейной линии (Jubilee Line)

Публичная критика перебоев пассажирских перевозок в Лондоне из-за долгосрочных подземных работ поставила перед руководством London Underground Limited (LUL) непростую задачу: создания проекта ремонта тоннеля, не нарушающего обычное сообщение поездов на Юбилейной линии (Jubilee Line). Такого рода проект стал первым в истории компании LUL. При помощи ПО Bentley MicroStation, ProjectWise, AECOSim Building Designer, Bentley Navigator, Descartes, Bentley Pointools View была осуществлена замена прокладки тоннеля на 215-метровом участке Юбилейной линии, и при этом линия продолжала функционировать в полном объеме. Время работы в тоннеле ночью ограничивалось 2,5 ч.

Благодаря ПО ProjectWise общая среда данных и рабочие процессы были спроектированы в соответствии с стандартом 1192 (Великобритания). Это обеспечило единый достоверный источник информации по проекту в целом и увеличило эффективность работ.

Используя технологии Bentley для 3D-визуализации и анимации, 4D-планирования, 3D-печати и создания виртуальной

реальности, все участники проекта точно и однозначно поняли цель и суть проекта.

В ходе выполнения проекта были реализованы следующие преимущества:

— полностью сканированная на лазерном 3D-сканере модель объекта и инфраструктуры позволила создать 3D-модель, устраняя необходимость в дополнительных проверках и наблюдениях за объектом;

— экономия времени до 15...20% была достигнута, поскольку многие процессы, связанные с проектированием и проверкой, были начаты в начале жизненного цикла проекта, что привело к созданию согласованного проектного решения и проектного плана на ранних этапах его реализации;

— 4D-планирование и другие шаги, направленные на оценку качества проектной модели, позволили максимально сократить сроки работ. Например, путем ввода двух сегментных проходческих щитов команда смогла выровнять тоннель с обоих концов, что увеличило производительность в два раза и позволило завершить проект на 4 мес. раньше срока.

[Http://www.gisa.ru](http://www.gisa.ru)