

В настоящее время в России имеет место ужесточение государственного контроля разработки нефтяных месторождений и рационального использования недр. В этих условиях задача измерений количества добываемой нефти на устьях скважин лицензионных участков недр, становится более актуальной. Надо отметить, что сырая нефть является сложным объектом измерения из-за неоднородности своего состава, и в первую очередь ввиду наличия в ней свободного и растворенного газа, а также воды, механических примесей, хлористых солей и др. Вследствие влияния этих факторов поведение сырой нефти в трубопроводе является нестабильным процессом. При этом крайне сложно создать модель течения, позволяющую оценить влияние тех или иных факторов на процесс измерения. В настоящее время для решения задачи измерения количества добываемой нефти разработаны и разрабатываются новые средства измерений сырой нефти. Изготовлен Государственный первичный специальный эталон единицы массового расхода газожидкостных смесей ГЭТ 195-2011 (далее - ГЭТ 195), эталоны первого разряда, поверочные установки; разработаны методы испытаний средств измерений расхода, которые являются востребованными. Государственный первичный специальный эталон единицы массового расхода газожидкостных смесей разработан с целью воспроизведения и измерения массового расхода газоконденсатных смесей (рис.1). Методы, положенные в основу ГЭТ 195, базируются на прямом динамическом измерении с помощью кориоллисовых массометров. Расширенная неопределённость при этом составляет 0,08 %. Объёмный расход газа измеряется с помощью блока критических сопел, расширенная неопределённость которого достигает 0,38 %. Диапазон значений массового расхода жидкости при этом составляет $2 \div 110$ т/ч, а объёмного расхода газа - $0,1 \div 250$ м³/ч. В качестве имитатора сырой нефти применяется смесь вода - растворитель Exxol D100 [1].

Рис. 1 - Общий вид эталона

Разработка методов комплексных испытаний сложных систем учета количества сырой нефти в условиях эксплуатации представляет практический интерес. Для этих целей создана система метрологического обеспечения на скважинах и лицензионных участках недр представляющая собой мобильные передвижные установки, позволяющие передавать единицу массового расхода. Рассмотрим существующие в настоящее время в России передвижные (эталонные) установки и средства измерений количества сырой нефти. Рабочий эталон 2- го разряда единицы величин массового расхода сырой нефти, мобильный (далее - эталон) предназначен для передачи единиц массового расхода сырой нефти и сырой нефти без учета воды рабочим средствам измерений (измерительным установкам типа «Нефтемер МК - 5М») [2]. Пределы допускаемой основной относительной погрешности: - при измерении массы и среднего массового расхода сырой нефти $\pm 1,8$ %; - при измерении массы сырой нефти без учета воды при содержании воды в сырой нефти (в объемных долях), до 70 % - $\pm 5,0$ %;

от 70 % до 95 % - $\pm 10,0$ %; свыше 95 % - ± 10 %; Производительность скважины по сырой нефти определяется как сумма масс сырой нефти, прошедших через измерительные емкости, отнесена ко времени измерений. Принцип действия эталона основан на косвенном методе измерений массы сырой нефти в измерительных емкостях радиоизотопным методом с использованием эффектов комптоновского рассеяния и фотоэлектрического поглощения гамма излучений сырой нефтью (в том числе и материалом их стенок). В процессе измерений сырая нефть, поступающая в эталон, разбивается на порции. Чётные порции накапливаются и измеряются в измерительной емкости №1, а нечетные - в измерительной емкости №2 (рис.3). Контроль накопления сырой нефти до заданного уровня в каждой измерительной емкости обеспечивается блоками излучений и детектирования, установленными на заданной высоте горизонтально по отношению к каждой измерительной емкости. Во время накопления порции сырой нефти в измерительной емкости №1, сырая нефть, находящаяся в измерительной емкости №2 вытесняется «газовой шапкой» в выходной коллектор. В каждой порции косвенным методом измеряются масса сырой нефти и масса сырой нефти без учета воды. Измерение объема и расхода газа эталон не производит. Массовые расходы сырой нефти, сырой нефти без учета воды вычисляются как сумма масс по каждому компоненту, прошедших через измерительные емкости, отнесенные ко времени измерений. Поток рассеянного гамма-излучения направленный «вверх» от блока излучений, установленного под днищем каждой измерительной емкости, проходит через сырую нефть и ослабляется ею. Степень этого ослабления зависит от количества и плотности сырой нефти, находящейся в измерительной емкости. Ослабленный поток излучения детектируется в первичном измерительном преобразователе блока детектирования, установленного над крышкой каждой измерительной емкости. В результате формируется выходной сигнал, зависящий от количества и плотности сырой нефти, находящейся в измерительной емкости, по полученным данным. Контроллер эталона вычисляет массу сырой нефти, массу сырой нефти без учета воды. Заполнение сырой нефтью измерительных емкостей №1 и №2 и формирование выходных сигналов происходит попеременно. Эталон состоит из технологического и аппаратного отсеков, размещенных в закрытом отапливаемом помещении, выполненном на базе стандартного шестиметрового морского контейнера. Контейнер конструктивно разделен газонепроницаемой, теплоизолированной перегородкой на два отсека: №1 - технологический отсек, в котором располагаются измерительные емкости, манометр МП2-У-0-60 кгс/см² (номер по Госреестру № 10135-05), датчик давления Метран-100-ДИ-Ex (номер по Госреестру № 22235-08), термопреобразователь с унифицированным выходным сигналом Метран-274-Ex (номер по Госреестру № 21968-06), трубопроводная обвязка, запорная арматура, источники и детекторы гамма-излучения, обогреватели и остальное

технологическое оборудование; №2 - аппаратный отсек, в котором располагаются рабочее место оператора с персональным компьютером, шкаф силовой, шкаф контроля и управления. Рис. 2 - Схема гидравлическая эталона: 1 - емкость измерительная; 2 - блок детектирования; 3 - блок источника гамма-излучения; 4 - клапан электромагнитный; 5 - кран шаровой трехходовой; 6 - краны шаровые; 7 - манометр технический; 8 - датчик давления; 9 - датчик температуры; 10 - клапан предохранительный; 11 - вентиль прободоотборный; 13 - клапан обратный В работе [3] представлено описание и работа Лаборатории метрологической передвижной измерений сырой нефти и нефтяного газа «ЛМСН» (далее - Лаборатории). Лаборатория предназначена для поверки, контроля метрологических характеристик средств измерений (далее - СИ), сырой нефти и нефтяного газа непосредственно на местах их эксплуатации, а также определения дебита скважин по количественным и качественным характеристикам добываемой сырой нефти и нефтяного газа, удовлетворяющего требованиям ГОСТ Р 8.615. Пределы допускаемой основной относительной погрешности: - при измерении температуры сырой нефти, не более $\pm 0,22$ %; - при измерении давления сырой нефти, не более $\pm 0,25$ %; - при измерении массы сырой нефти, $\pm 2,0$ %; - при измерении объема и среднего объемного расхода сырой нефти $\pm 1,5$ %; - при измерении массы сырой нефти без учета воды при содержании воды в сырой нефти (в объемных долях), до 70% - $\pm 5,0$ %; от 70 % до 95 % - $\pm 10,0$ %; - при измерении объема и среднего объемного расхода свободного попутного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям $\pm 2,5$ %. Принцип действия Лаборатории основан на измерении водогазонефтяной смеси калиброванной емкостью (рис.3). Исследуемая сырая нефть поступает на вход Лаборатории, через гибкий рукав, далее через открытую задвижку поступает на прободоотборник, где производится отбор пробы смеси для предварительного анализа состава смеси по содержанию в ней сырой нефти, нефтяного газа, % воды, согласно ГОСТ 2517-85 ГСИ. «Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб». Далее сырая нефть поступает на сепаратор для отделения нефтяного газа от общей водогазонефтяной смеси (далее - ВГНС). Сепарированный газ поступает в газовый отсек калиброванной емкости, сепарированная жидкость (сырая нефть) поступает в жидкостной отсек калиброванной емкости. На калиброванной емкости имеется измерительная линейка, по которой определяют высоту сырой нефти в калиброванной емкости. В лаборатории предусмотрено место для подключения многофазных расходомеров, счетчиков, массомеров с целью сличения, калибровки и поверки. После проведения измерений, с помощью насосов опорожняют калиброванную емкость от ВГНС в байпасную линию. В химической лаборатории, которая входит в состав Лаборатории, определяют количественные показатели сырой нефти, %: содержание нефти, содержание воды, а также - плотность нефти, плотность воды и другие параметры. Производительность скважины по каждому

компоненту продукции определяется как сумма объёмов компонента, прошедшего через калиброванную емкость, отнесенная ко времени измерений. Сигналы измерительной информации поступают на устройство обработки информации. Управление измерением и изменение технологической схемы, осуществляется контроллером, в соответствии с рабочими программами, с помощью восьми быстродействующих клапанов с электрическим приводом расположенными на трубопроводах. Рис. 3 - Принципиальная схема лаборатории

Установка измерительная мобильная УЗМ.Т (далее – УЗМ.Т) предназначена для измерения в автоматическом режиме расхода жидкости и газа, добываемых из нефтяных скважин [4]. УЗМ.Т разработана и изготовлена ОАО инженерно-производственной фирмой «СИБНЕФТЕАВТОМАТИКА». Пределы относительной погрешности установки при измерении: - массового расхода жидкости (сырой нефти) $\pm 1,5 \%$; - объемного расхода газа, приведенного к стандартным условиям $\pm 5,0 \%$; Пределы относительной погрешности УЗМ.Т при измерении массового расхода сырой нефти (без учета воды) при содержании воды в сырой нефти (в объемных долях): до 70 % - $\pm 6,0 \%$; от 70 % до 95 % - $\pm 15,0 \%$.

Областью применения УЗМ.Т являются системы герметизированного сбора нефти и попутного газа на нефтепромыслах. В принцип работы установки заложен гидростатический метод измерения массы, основанный на зависимости гидростатического давления P , столба жидкости высотой H , от плотности жидкости ρ , (рис. 4). $P = \rho \cdot g \cdot h$, где g - ускорение свободного падения. Для измерения объемного расхода газа используется метод замещения - «метод PVT» (давление . объем . температура). Рис. 4 - Схема технологическая

принципиальная установки Установка массоизмерительная тран-спортабельная типа «АСМА-Т» предназначена для определения суточных дебитов по жидкости, нефти и воде путем прямого измерения массы жидкости -нефтеводогазовой смеси и объема попутного газа нефтяных скважин [5]. Относительная погрешность измерения массы дебита жидкости не более $\pm 2,0 \%$;

Относительная погрешность определения дебита, %, не более: - по жидкости $\pm 2,5$; - по попутному газу $\pm 5,0$; - по обводненности при содержании воды в нефти 0 - 60 % - $\pm 2,5$; по обводненности при содержании воды в нефти 60 - 100 % - $\pm 4,0$. Принцип работы установки основан на измерении (взвешивании) количества жидкости (нефтеводогазовой смеси), поступающей из скважины, и последующим вычислением контроллером суточного дебита по газу, нефти и воде. Порядок работы установки следующий: нефтеводогазовая смесь от скважины по гибким буровым рукавам через фильтр поступает на вход трубного сепаратора, где происходит предварительное отделение попутного нефтяного газа из нефтеводогазовой смеси и капельной жидкости на участке до измерительной емкости. В измерительной емкости происходит дополнительная сепарация оставшегося в жидкости газа и накопление жидкости от минимальной до максимальной массы, задаваемых установками. С помощью

влагомера при откачке измеряют содержание воды. Масса измерительной емкости вместе с жидкостью через подвеску создает нагрузку на тензометрический датчик силы, которая преобразуется в унифицированный токовый сигнал. Токовый сигнал в контроллере затем преобразуется в единицу массы. Контроллер измеряет время и вычисляет массу «нетто» при наполнении измерительной емкости от заданной минимальной массы до заданной максимальной массы жидкости за каждый цикл измерения. Как следует из описания отечественных мобильных установок, все они используют сепарационный метод измерений, позволяющий определять количество сырой нефти и попутного нефтяного газа. Для получения надежного результата измерений с помощью сепаратора требуется, прежде всего, эффективно отделить газ от жидкости и в большинстве случаев осуществить последующее отделение воды от нефти. На промыслах, где условия эксплуатации, дебиты, соотношения газ-жидкость и вода-жидкость меняются, как правило, наблюдается плохое разделение фаз, что приводит к снижению точности измерений. Более того, сепараторы зачастую не снабжены многоступенчатыми или дублирующими измерительными системами, поэтому при попадании в измерительный прибор капель жидкости в газовую линию или газа в жидкостную линию погрешности не выявляются и не определяются количественно. Надо заметить, что сепараторы обуславливают возникновение большого количества источников ошибок. Они включают калибровку, механическое повреждение (изменение вместимости), состояние флюидов (содержание свободного и растворенного газа, механических примесей, хлористых солей, меркаптанов), коррозионные процессы (износ внутренних частей), потоки частиц твердой фазы (засоры, загрязнение) и человеческий фактор. Все это приводит к тому, что результаты измерений, полученные с помощью сепаратора, не могут считаться надежными. В работе [6] показано, что использовании сепараторов в мобильных установках, дает ряд серьезных ограничений. Такие устройства не способны достаточно детально фиксировать динамику потока скважинного флюида. Более того, признано, что метрологические характеристики таких установок полностью зависят от качества сепарации. Например, при наличии вязкой нефти надлежащего отделения газа и жидкости может не произойти, что приводит к выносу захваченного газа через линию нефтяного отвода. Из-за присутствия газа жидкостной счетчик в нефтяной линии дает погрешности показания расхода. В зависимости от применяемого типа счетчика влияние погрешности может быть существенным. При этом погрешность сложно обнаружить и еще сложнее — определить количественно. Можно заметить, что совершенствование сепараторов достигло своего предела. Наилучшим из них является прямоточный центробежный сепаратор позволяющий решить некоторые из выше описанных проблем: процесс разделения газожидкостной смеси происходит в

неравновесных условиях (например, малое время пребывания газожидкостной смеси в элементе порядка 0,05 секунды; разное статическое давление в центре и на периферии потока; разные тангенциальные скорости по поперечному сечению потока; неравномерное распределение фаз по сечению элемента); - процесс разделения в центробежном поле тем эффективнее, чем больше центробежная сила, величина которой тем больше, чем выше тангенциальные скорости потока, однако, чем выше эти скорости, тем больше вторичный унос жидкости и выше гидравлическое сопротивление аппарата. Однако и прямоточно-центробежные сепараторы имеют зависимость от качества разделения фракций. Характерные погрешности в замерах сепараторов и устройств циклонного типа приводят к переоценке дебита нефти (от 5% до 15%). Захват воды в нефтяной поток также является актуальной проблемой. В некоторых случаях устойчивая эмульсия содержала до 52 % воды, не учитываемой при замере, а это уже серьезная ошибка в оценке объемов добываемой нефти. В настоящее время в нефтяные и водяные линии устанавливают счетчики обводненности, позволяющие определить количество захваченной воды в нефти и захваченной нефти в воде. Однако, как правило, они требуют калибровки, поскольку их показания учитывают степень минерализации и плотности воды, а эти показатели меняются во времени. Ситуацию усугубляет отсутствие данных о динамике работы скважины, поскольку принципы сепарации включают процессы усреднения данных. Порционные замеры объема наиболее активно воздействуют на поток и дают мало информации о динамике и стабильности процессов добычи. Традиционные методы сепарации подразумевают необходимость регулирования давления (и уровня жидкости в сосуде), что сказывается на естественном поведении скважины (особенно при газлифте, но также и при естественном фонтанировании). Такое влияние приводит к завышению оценки дебита при испытании эксплуатационных скважин. Это подтверждается величиной коэффициента «обратной аллокации» (отношения общего реализованного объема нефти к сумме объемов, полученных при испытании каждой отдельной скважины), значение которого обычно меньше единицы. В случае тяжелой нефти этот показатель достигает до значения 0,6, а это означает, что отчетные дебиты скважин в среднем на 66 % превышали объем отправленной на экспорт общей продукции. Наиболее перспективным направлением совершенствования мобильных установок является изготовление их на базе многофазных расходомеров. Многофазные расходомеры не подвержены нежелательному воздействию при смешивании измеряемых фаз, замер нефти, газа и воды происходит «на лету», без сепарации. Как результат, предоставляется достоверная информация об истинном динамическом поведении скважин без нарушения их естественного состояния, так как не требуется регулировать давление или уровень жидкости. Помимо возможности замера расхода в

указанных условиях, многофазные расходомеры производят точные измерения дебитов при вспененных и эмульгированных жидкостях, что соответствует условиям, при которых обычные сепараторы не дают достоверной информации. Нефтяными компаниями [7, 8, 9] было продемонстрировано преимущества многофазных расходомеров над сепараторами при использовании их на промыслах. Так многофазные расходомеры используются для проведения плановых опробований и распределения добываемой продукции по отдельным скважинам, вместо традиционного оборудования. При принятии решения относительно использования традиционных, либо многофазных расходомеров, может иметь место некоторый компромисс. Применение многофазных расходомеров не является решением всех проблем, однако ясно одно, что многофазные расходомеры не требуют сепарации газожидкостной смеси и имеют достаточно высокую точность при измерениях гетерогенных смесей. Одним из путей решения проблемы является совмещение многофазного расходомера и сепаратора в мобильной эталонной установке. Это позволяет получать уточненные характеристики путем сравнения результатов измерений на обоих устройствах.