РЕКОМЕНДАЦИЯ
Государственная система обеспечения единства измерений

СОДЕРЖАНИЕ КАПЕЛЬНОЙ ЖИДКОСТИ В ПОТОКЕ ПРИРОДНОГО И ПОПУТНОГО ГАЗА

Методика выполнения измерений

МИ 3270-2010

gost.e-ecolog.ru

МИНИСТЕРСТВО ПРОМЫШЛЕННОСТИ И ТОРГОВЛИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

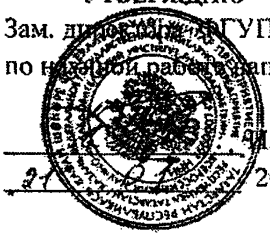
ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ УНИТАРНОЕ ПРЕДПРИЯТИЕ

ВСЕРОССИЙСКИЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ РАСХОДОМЕТРИИ (ФГУП ВНИИР)

ГОСУДАРСТВЕННЫЙ НАУЧНЫЙ МЕТРОЛОГИЧЕСКИЙ ЦЕНТР

УТВЕРЖДАЮ
Зам. директора по ФГУП ВНИИР
по научной работе направления 1



_____ Я.И. Фишман
21 2010 г.

РЕКОМЕНДАЦИЯ
Государственная система обеспечения единства измерений

СОДЕРЖАНИЕ КАПЕЛЬНОЙ ЖИДКОСТИ В ПОТОКЕ ПРИРОДНОГО И ПОПУТНОГО ГАЗА

Методика выполнения измерений

МИ 3270-2010

Казань 2010

ПРЕДИСЛОВИЕ

1 РАЗРАБОТАНА	ООО Научно - производственным центром «СКПнефть"
ИСПОЛНИТЕЛИ	Баринов Б.А., к.т.н.; Малинин А.В., к.т.н.
РАЗРАБОТАНА	Федеральным государственным унитарным предприятием «Всероссийский научно – исследовательский институт расходометрии» (ФГУП ВНИИР)
ИСПОЛНИТЕЛИ	Сладовский А.Г., Ибрагимов Т.Ф.
РАЗРАБОТАНА	ОАО «Сургутнефтегаз»
ИСПОЛНИТЕЛИ	Михеев Н.А., Баев Ф.А.
2 УТВЕРЖДЕНА	Федеральным государственным унитарным предприятием «Всероссийский научно – исследовательский институт расходометрии» (ФГУП ВНИИР) « 21 » января 2010 г.
3 АТТЕСТОВАНА	Федеральным государственным унитарным предприятием «Всероссийский научно – исследовательский институт расходометрии» (ФГУП ВНИИР) « 21 » января 2010 г.
4 ЗАРЕГИСТРИРОВАНА	Федеральным государственным унитарным предприятием «Всероссийский научно–исследовательский институт метрологической службы» (ФГУП ВНИИМС) «17» марта 2010 г.
5 ВВЕДЕНА ВПЕРВЫЕ	

Настоящая рекомендация не может быть полностью или частично воспроизведена, тиражирована и (или) распространена без письменного разрешения одного из разработчиков.

СОДЕРЖАНИЕ

Стр.

1 Вводная часть 1
2 Требования к погрешности измерений 1
3 Средства измерения и вспомогательное оборудование... 1
4 Метод измерений 2
5 Требования безопасности, охраны окружающей среды.... 2
6 Требования к квалификации операторов..... 3
7 Условия измерений 3
8 Подготовка к выполнению измерений..... 4
9 Выполнение измерений..... 5
10 Обработка результатов измерений 6
11 Контроль точности результатов измерений..... 7
12 Оформление результатов..... 7
Приложение А (обязательное) Пробозаборник ИКЖ -3..... 9
Приложение Б (справочное) Расчет погрешности измере-ния содержания капельной жидкости в потоке природного и попутного газа..... 11
Приложение В (справочное) Перечень нормативных документов, использованных при разработке МВИ 13

Государственная система обеспечения единства измерений **Содержание капельной жидкости в потоке природного и попутного газа Методика выполнения измерений**	**МИ 3270-2010**

1 Вводная часть

Настоящая рекомендация устанавливает методику выполнения измерений (далее – МВИ) содержания капельной жидкости в потоке природного и попутного газа (далее – газ).

МВИ предназначена для измерений массы капельной жидкости, содержащейся в единице объема газа, приведенного к температуре 20^0С и давлению 0,101325 МПа (далее –стандартные условия).

Диапазон измерений по данной методике от 2 до 5000 мг/м^3.

МВИ применяют для оценки качества газа в процессе подготовки и сепарации, и определении потерь нефти при ее добыче из-за уноса газом.

2 Требования к погрешности измерений

Границы допускаемой относительной погрешности измерений по данной методике ±10% при доверительной вероятности 0,95.

3 Средства измерений и вспомогательное оборудование

3.1 При выполнении измерений применяют следующие средства измерений и другие технические средства:

3.1.1 Счетчик газа NPM – G4 по ТУ 4213-004-45737844-01 с пределами допускаемой относительной погрешности ± 3%;

3.1.2 Манометр МПЗ-Уф, с верхним пределом измерений 0,6 кгс/см^2, кл.т. 1,5 по ТУ 421200-389-0411113635-04;

3.1.3 Термометр ТЛ-2К № 1 по ТУ 25-2022.0006-90, с диапазоном измерения от минус 30 до плюс 70 °С и ценой деления 1,0 °С;

3.1.4 Весы лабораторные микрокомпьютерные с диапазоном измерения 20...200 г, и пределами допускаемой абсолютной погрешности ± 5 мг;

3.1.5 Пробозаборник ИКЖ-3 по ТУ 39-1034-85 (Приложение А);

3.1.6 Индикатор расхода (ротаметр ЭМИС-МЕТА 210 по ТУ 4213-028-14145564-2009);

3.1.7 Барометр-анероид контрольный М-67 по ТУ 2504-1797-75;

3.1.8 Шкаф сушильный с верхним пределом регулирования температуры 150^{0}С по ТУ 64-1-1411-76;

3.1.9 Гексан ч.д.а. по ТУ 2631-003-05807999-98;

3.1.10 Кальций хлористый безводный по ТУ 6-09-4711-81;

3.1.11 Стакан В-1-250 ТХС ГОСТ 25336;

3.1.12 Вставка для эксикатора 1-230 ГОСТ 9147;

3.1.13 Эксикатор 2-250 ГОСТ 25336-82;

3.1.14 Фильтровальный патрон с площадью фильтрации не менее 50 см^2 (10 слоев ткани фильтровальной из стекловолокна ТСФ (7-А)-7с(90)) по ГОСТ 10146;

3.1.15 Пакеты полиэтиленовые с замком zip-lock и размером 12х17 см.

3.2 Допускается применение других средств измерений, метрологические характеристики которых не уступают указанным в п.3.1.

3.3 Все применяемые средства измерений должны быть внесены в Государственный реестр средств измерений и иметь действующие свидетельства (клейма) о поверке, а вспомогательное оборудование проверено на работоспособность.

4 Метод измерения

Измерение содержания капельной жидкости в потоке газа выполняют методом фильтрации.

Суть метода заключается в измерении массы жидкости, уловленной фильтрующим элементом пробозаборника ИКЖ-3, при истечении через него фиксированного количества газа.

5 Требования безопасности, охраны окружающей среды

5.1 При выполнении измерений соблюдают требования в области охраны труда и промышленной безопасности:

- ПБ 08-624-2003 «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»;
- ФЗ «Об основах охраны труда в Российской Федерации» № 181 – РФ от 17.07.1999 г.
- приведенные в паспортах на средства измерений и вспомогательное оборудование.

в области пожарной безопасности:

- «Правила пожарной безопасности в Российской Федерации», 1994 г.

в области охраны окружающей среды:

- ФЗ от 10.01.2002 г. № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды» и других законодательных актов по охране окружающей среды, действующих на территории РФ.

5.2 Участок газопровода с измерительным сечением должен быть оборудован рабочей площадкой и лестницей к ней. Площадка и лестница должны быть защищены заградительными устройствами и освещены. На площадке необходимо предусмотреть место для хранения и размещения измерительной аппаратуры; размер площадки должен обеспечивать возможность удобной и безопасной работы обслуживающего персонала численностью не менее двух человек.

6 Требования к квалификации операторов

К выполнению измерений допускают лиц, изучивших настоящую рекомендацию, инструкции по эксплуатации средств измерений и вспомогательного оборудования и прошедшие инструктаж по технике безопасности.

7 Условия измерений

При выполнении измерений соблюдают следующие условия:

- температура окружающей среды, °С — от минус 30 до плюс 35;
- температура исследуемого газа, °С — от минус 30 до плюс 70;
- диаметр газопровода, мм — от 65 до 700;
- давление в газопроводе, МПа — от 0,105 до 4,0;
- скорость газа в трубопроводе, м/с — от 1 до 30;
- отбор пробы в пробоотборник ИКЖ-3 производят при установившемся технологическом режиме (по расходу, температуре и давлению газа в газопроводе).

8 Подготовка к выполнению измерений

8.1 Подготовка пробоотборной точки

8.1.1 Место для монтажа пробозаборника ИКЖ-3 рекомендуется выбирать на вертикальном участке газопровода.

8.1.2 Пробоотборную точку следует располагать на прямом участке газопровода, на расстоянии от изгибов и местных сопротивлений не менее 5-6 диаметров трубопровода.

8.1.3 В соответствии с инструкцией по эксплуатации пробозаборника ИКЖ-3, в выбранной пробоотборной точке газопровода врезают клиновую задвижку, необходимую для подключения пробозаборника и выполнения измерений (Рис. А.2).

8.1.4 Для измерения температуры газа в точке отбора пробы в газопровод, на расстоянии не более 5 диаметров газопровода от пробоотборной точки, на глубину 0,3÷0,7 от его диаметра под углом 25÷40° к горизонту, врезают карман под термометр с внутренним диаметром гильзы от 13 до 15 мм.

8.1.5 Для измерения давления газа в точке отбора пробы, на расстоянии от 1 до 3 диаметров газопровода от измерительного сечения, в газопровод врезают закладную под манометр.

8.1.6 Допускается применение штатных средств измерений температуры и давления газа, если они установлены в соответствии требованиями п.п.8.1.4, 8.1.5.

8.2 Выбор съемного наконечника

8.2.1 Сечение съемного наконечника пробозаборника рассчитывают исходя из требования равенства скоростей основного и отбираемого в ИКЖ-3 потоков газа (условие изокинетичности).

8.2.2 Определяют максимальную ($S_{H\ max}$, м^2) и минимальную ($S_{H\ min}$, м^2) площадь внутреннего сечения съемного наконечника пробозаборника

$$S_{H\,\max} = \frac{Q_{СЧ\,\max} \cdot S_T \cdot 293{,}15}{Q_T \cdot (273{,}15 + t_1)}, \qquad (1)$$

$$S_{H\,\min} = \frac{Q_{СЧ\,\min} \cdot S_T \cdot 293{,}15}{Q_T \cdot (273{,}15 + t_1)}, \qquad (2)$$

где: Q_T – расход газа в газопроводе при стандартных условиях, м^3/ч;
S_T – площадь внутреннего сечения газопровода, м^2;
$Q_{СЧ\,max}$, $Q_{СЧ\,min}$ – диапазон измерений (соответствующий максимальному и минимальному расходу газа через пробозаборник), $Q_{СЧ\,max}$ = 6,0 м^3/ч; $Q_{СЧ\,min}$ = 0,04 м^3/ч;
t_1 – температура газа в точке отбора пробы, °С.

8.2.3 Из трех наконечников выбирают наиболее близкий по площади сечения к расчетному $S_{H\,min} \le S_H \le S_{H\,max}$, и рассчитывают расход газа через пробозаборник, обеспечивающий условие изокинетичности при выполнении измерений ($Q_{СЧ}$, м^3/ч)

$$Q_{СЧ} = \frac{S_H \cdot Q_T \cdot (273{,}15 + t_2)}{S_T \cdot 293{,}15}, \qquad (3)$$

если расход измеряется в л/мин

$$Q'_{СЧ} = \frac{S_H \cdot Q_T \cdot (273{,}15 + t_2)}{S_T \cdot 293{,}15} \cdot 16{,}7, \qquad (4)$$

где: t_2 – температура газа, проходящего через счетчик.

8.2.4 Выбранный наконечник вворачивают в фильтровальный узел.

8.3 Укомплектовывают пробозаборник тремя фильтрующими патронами.

9 Выполнение измерений

9.1 Взвесить фильтрующий патрон с упаковкой (M_1^j, мг), извлечь из упаковки, вставить его в пробозаборник и, в соответствии с руководством по эксплуатации, подсоединить последний к задвижке (Рис. А.2).

9.2 Открыть задвижку и установить с помощью регулятора по ротаметру расход газа через счетчик равным расчетному ($Q'_{СЧ}$, л/мин).

9.3 Опустить фильтровальный узел на такую глубину, чтобы центр наконечника располагался примерно по оси трубопровода и был направлен против потока газа.

9.4 Зафиксировать начальное показание счетчика ($V_{СЧ\,1}$, м^3). Время отбора газа через пробозаборник устанавливают исходя из ожидаемой концентрации капельной жидкости. Масса жидкости, уловленной фильтром, должна быть не менее 100 мг и не более 4 г.

9.5 В зависимости от продолжительности отбора пробы газа, через каждые 5-30 минут фиксировать значение расхода газа в газопроводе и, в случае необходимости, ориентируясь на показания ротаметра (7), регулятором (8) корректировать расход газа через счетчик, обеспечивая соблюдение условия изокинетичности основного и отбираемого потоков газа. Соответствующий расход газа через счетчик рассчитывают по формуле (4).

9.6 Закрыть регулятор расхода, поднять патрубок с фильтровальным узлом и закрыть задвижку. Снять показание счетчика ($V'_{сч\,i}$), открыть регулятор расхода, отсоединить верхнюю часть пробозаборника, извлечь фильтрующий элемент, положить его в герметичную упаковку и взвесить (G_1^j).

9.7 Использованный фильтрующий патрон извлечь из упаковки, полностью погрузить в стакан с гексаном на 20 минут. Поместить патрон в другой стакан и дать стечь гексану, затем промыть патрон тремя порциями свежего гексана по 250 мл, наливая гексан внутрь патрона. Промыть внешнюю поверхность патрона 250 мл гексана.

Сушить патрон на воздухе в течение 30 минут, затем в сушильном шкафу в течение трех часов при температуре 80°С, охладить до комнатной температуры в эксикаторе с хлористым кальцием, герметично упаковать в полиэтиленовый пакет с замком zip-lock и провести контрольное взвешивание. Изменение массы патрона относительно первоначального значения M_1^j не должно превышать 5 мг.

9.8 Операции по п.п. 9.1...9.7 повторить не менее трех раз, используя для каждого испытания новый фильтрующий патрон.

10 Обработка результатов измерения

10.1 Содержание капельной жидкости в потоке газа (q, мг/м^3) рассчитывают по формуле

$$q = \frac{\left(G_i^j - M_i^j\right)\cdot\left(273{,}15 + t_{сч}\right)\cdot 0{,}101325}{\left(V'_{сч\,i} - V_{сч\,i}\right)\cdot 293{,}15\cdot\left(0{,}101325 + P_{сч}\right)}, \qquad (6)$$

$t_{СЧ}$ – температура газа, проходящего через счетчик, °С;

где:

$P_{СЧ}$ – давление газа, проходящего через счетчик, МПа;

M_i^j, G_i^j – начальная и конечная масса фильтрующего элемента с упаковкой соответственно (до и после пропускания через него газа), мг;

i – номер испытания;

j – номер фильтровального патрона;

$V_{СЧ\,i}$, $V'_{СЧ\,i}$ – начальные и конечные показания счетчика (до и после пропускания через него газа), м^3.

10.2 Если масса фильтрующего патрона после промывки и сушки (п. 9.7) изменится более, чем на 5 мг, то при повторном использовании этого патрона в расчетной формуле (6) должна использоваться новая его исходная масса M_i^j.

10.3 За результат измерений содержания капельной жидкости принимают среднее арифметическое значение результатов трех испытаний, рассчитанных по формуле (5), при условии, что разность между наибольшим и наименьшим результатами испытаний не превышает 10% от среднего арифметического.

11 Контроль точности результатов измерений

Контроль точности результатов измерений обеспечивают установлением допускаемого расхождения между результатами трех последовательных испытаний, проведенных на объекте со стабильным технологическим режимом. Разность между наибольшим и наименьшим значениями не должна превышать 10% от среднего арифметического значения результата.

12 Оформление результатов

12.1 Результат измерений по данной МВИ записывают в следующем виде:

$$(q \pm 0{,}1q) \text{ мг/м}^3$$

12.2 Результаты измерений оформляют записью в журнал по форме, приведенной в таблице 11.1.

Таблица 11.1

№ п/п	Дата и время измерения	Место установки пробоотборника	Температура окружающей среды, °С	Температура газа в трубопроводе, °С	Давление газа в трубопроводе, МПа	Температура газа на счетчике, °С	Давление газа на счетчике, МПа	Начальное показание счетчика, $м^3$	Конечное показание счетчика, $м^3$	Начальная масса фильтр. патрона в упаковке, мг	Конечная масса фильтр. патрона в упаковке, мг	Масса жидкости, мг	Содержание капельной жидкости, $мг/м^3$
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14

Приложение А
(обязательное)
Пробозаборник ИКЖ-3

Пробозаборники типа ИКЖ предназначены для отбора, при давлении и температуре в трубопроводе, определенного количества газа и улавливания находящейся в нем капельной жидкости.

Пробозаборники применяются для оценки качества сепарации газа и потерь нефти при ее добыче и подготовке.

А.1 Техническая характеристика пробозаборника ИКЖ-3

Максимальное давление в газопроводе, МПа	4,0
Температура газа в газопроводе, °С	от минус 30 до плюс 70
Максимальный ход газоотборного блока, мм	600
Масса, кг, не более	13
Габаритные размеры, мм	1095 х 330 х 280
Рабочая среда	природный и попутный газ

А.2 Устройство пробозаборника ИКЖ-3

Пробозаборник состоит из газоотборного блока и лубрикатора (рис. А.1).

Газоотборный блок включает в себя: фильтровальный узел с корпусом (1), фильтрующим патроном (2) и сменным наконечником (3); газоотборный патрубок (4); регулятор расхода (5); направляющую хода (6) с линейной шкалой и привод (7).

Лубрикатор имеет в своем составе уплотнительный сальник (8), корпус (9), накидную гайку (10) и переходник (11).

А.3 Работа пробозаборника

Пробозаборник с помощью фланцевого переходника (1), через закрытую задвижку D_y 65 (2) подсоединяется к газопроводу (рис. А.2). К лубрикатору (3) крепится счетчик газа (4) с манометром (5), термометром (6) и ротаметром (7). Вход счетчика соединяется с регулятором расхода (8) шлангом (9), а выход ротаметра шлангом (10) с атмосферой. Затем накидная гайка (11) откручивается, от лубрикатора отсоеди-

няется газоотборный блок, в него вставляются (рис. А.1) взвешенный фильтрующий патрон (2) и наконечник (3).

К лубрикатору с помощью накидной гайки подсоединяется газоотборный блок, открывается задвижка, по ротаметру устанавливается с помощью регулятора необходимый расход газа, фильтровальный узел опускается с помощью привода в газопровод и фиксируется исходное показание счетчика.

После пропускания через фильтрующий патрон определенного количества газа регулятор расхода закрывается, снимается показание счетчика, фильтровальный узел поднимается в крайнее верхнее положение, закрывается задвижка, пробоотборный блок отсоединяется, из него вынимается фильтрующий патрон, он взвешивается, промывается растворителем и высушивается.

В случае низкого давления в трубопроводе ($P<0{,}105$ МПа), при откачке газа из аппарата компрессором, возможно подключение шланга (10) к газопроводу после секущей задвижки.

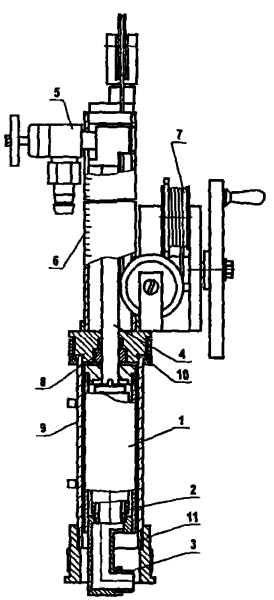


Рис. А.1

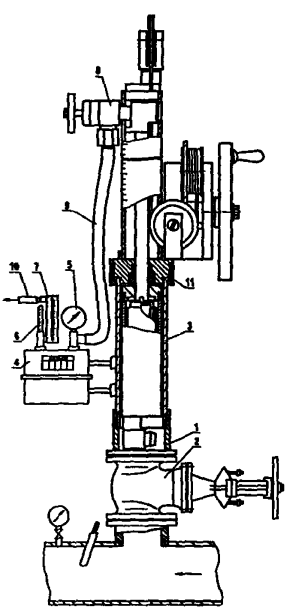


Рис. А.2

Приложение Б
(справочное)

Расчет погрешности измерения содержание капельной жидкости в потоке природного и попутного газа

1 Формулу (6) представим в следующем виде

$$q = \frac{m \cdot K}{v} \qquad (Б1)$$

где

$m = G_i^j - M_i^j$;

$v = V'_{СЧi} - V_{СЧi}$;

$K = ((293,15 + t_{сч}) \cdot 0,101325) / (293,15 \cdot (P_{бар} + P_{сч}))$.

2 Границы относительной погрешности измерения содержания капельной жидкости

$$\frac{\Delta q}{q} = 1,1\sqrt{\frac{\Delta m^2}{m^2} + \frac{\Delta v^2}{v^2} + \frac{\Delta K^2}{K^2}}\ , \qquad (Б2)$$

где

$$\frac{\Delta K}{K} = \sqrt{\frac{\Delta t_{сч}^2}{t_{сч}^2} + \frac{\Delta P_{сч}^2}{P_{сч}^2}}\ , \qquad (Б3)$$

Погрешность манометра МПЗ-Уф $= \pm (0,6*1,5)/100 = \pm 0,009$кг/см^2 = ±0,0009 МПа;

погрешность барометра М-67 = ±0,8мм.рт.ст.= ±0,00011 МПа, что на порядок меньше, поэтому в дальнейших расчетах не учитывалась. Отсюда

$$\frac{\Delta q}{q} = 1,1\sqrt{\frac{\Delta m^2}{m^2} + \frac{\Delta v^2}{v^2} + \frac{\Delta T^2}{T^2} + \frac{\Delta P^2}{P^2}} \cdot 100\% = 1,1*8,2 = \mathbf{9,1\%}\ , \qquad (Б4)$$

где

$\Delta m = (\Delta M_i^j + \Delta G_i^j)^{0,5} = 1,4 * \Delta M = 7$ *мг;*

$\Delta M = \Delta G = \pm 5$ *мг* (погрешность весов);

при минимальной массе жидкости 100 мг $(\Delta m/m)^2 = (7/100)^2 =$ ***49E-04;***

$\Delta v = (\Delta V'_{СЧi} + \Delta V_{СЧi})^{0,5} = 1,4 * \Delta V;$

$\Delta V = 3\%$ (погрешность счетчика);

$(\Delta v/v)^2 = (1,4 * 0,03)^2 =$ ***17,64E-04;***

$\Delta T = 2^0C$ (погрешность термометра);

при минимальной температуре минус 30^0C $(\Delta T/T)^2 = (2/243)^2 =$ ***0,6774E-04;***

$\Delta P = 1,5\%$ *от* $0,6$ *кг/см*$^2 = 0,009$ *кг/см*^{2} (погрешность манометра);

при минимальном давлении 0,105 МПа $(\Delta P/P)^2 = (0,0009/0,105)^2 =$ ***0,73469E-04.***

Приложение В
(справочное)

Перечень нормативных документов, использованных при разработке МВИ

ГОСТ Р 8.563-96	Государственная система обеспечения единства измерений. Методики выполнения измерений
ГОСТ 112-78	Термометры метеорологические стеклянные. Технические условия
ГОСТ 24104-2001	Весы лабораторные. Общие технические требования
ПБ 08-624-03	Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности
ПБ 03-585-03	Правила устройства и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов
РД 39-0147103-352-89	Методическое руководство по исследованию сепарационных установок
МИ 3093-07	ГСИ. Нефть. Общие технологические потери на нефтедобывающих предприя-тиях. Методика выполнения измерений
Приказ Минэнерго России № 122 от 22.04.09 г.	Методические рекомендации по определению технологических потерь нефти при добыче, технологически связанных с принятой схемой и технологией разработки и обустройства месторождений

gost.e-ecolog.ru