МИНИСТЕРСТВО НЕФТЯНОЙ И ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

УТВЕРЖДАЮ
Начальник управления
"Главнефтеавтоматика"
Л.Г.Аристакесян
26 декабря 1989г

РУКОВОДСТВО ПО ПРОЕКТИРОВАНИЮ ГАЗОИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ ПУНКТОВ ДЛЯ СИСТЕМ УЧЕТА НЕФТЯНОГО ГАЗА

РД 39-0148306-422-89

НАСТОЯЩИЙ ДОКУМЕНТ РАЗРАБОТАН:
Всесоюзным научно-исследовательским институтом по переработке газа

Директор В.А.Астахов

Ответственный исполнитель
Заведующий лаб.№ 2 Г.А.Паутов

gost.e-ecolog.ru

Руководящий документ

Руководство по проектированию газоизмерительных пунктов для систем учета нефтяного газа

РД 39-0I48306-422-89

вводится впервые

Срок действия установлен : с I февраля I990 г.

Срок действия : до I февраля I993 г.

Руководящий документ "Руководство по проектированию газоизмерительных пунктов для систем учета нефтяного газа" распространяется на предприятия и организации Министерства нефтяной и газовой промышленности СССР, проектирующие и эксплуатирующие пункты учета нефтяного газа и продуктов его переработки.

А Н Н О Т А Ц И Я

Настоящий руководящий документ по проектированию пунктов учета нефтяного газа разработан с целью унификации проектирования пунктов учета нефтяного газа, оптимизации применения средств измерения и достижения автоматизированного учета газа.

Требования РД распространяются на пункты учета, оборудованные средствами измерения в соответствии с ГОСТ 8.361-79, РД 50-213-80. РД 39-0148306-405-87, РД 39-0148306-407-87,. В данном документе дано краткое описание пунктов учета газа; рекомендации по требованиям, предъявленным к проектированию пунктов учета нефтяного газа; к выбору сужающих устройств, напорных трубок; к расположению мест измерения основных параметров потока газа и так далее.

Исполнителями руководящего документа являются:
замначальника управления автоматизации и средств связи –
– В.А.Надеин;

от ВНИИгазпереработка – зам.главного инженера П.И.Дворниченко, ведущий науч.сотрудник комплексного отдела автоматизации, научный руководитель темы "Единая система учета нефтяного газа и продуктов его переработки от скважины до потребителя" Г.А.Паутов; ведущий инженер отдела Г.Я.Козубенко, м.н.с. Г.В.Тимощенко;

от НПО "Сибнефтеавтоматика" – нач.СКБ Г.С.Абрамов, ведущий конструктор Н.С.Яковлева.

I. В В Е Д Е Н И Е

I.I. Настоящее руководство по проектированию газоизмерительных пунктов для систем учета попутного нефтяного газа (в дальнейшем-руководство) разработано с целью реализации РД "Единой системы учета нефтяного газа и продуктов его переработки от скважины до потребителя" на предприятиях и организациях Миннефтегазпрома СССР.

I.2. Требования настоящего "Руководства...." должны выполняться при проектировании новых и реконструировании эксплуатируемых пунктов учета нефтяного газа, оснащенных узлами учета, использующими принцип переменного перепада давления.

I.3. Руководство устанавливает терминологию, основы требований к пунктам учета, оборудованных средствами измерения в соответствии с требованиями РД 50-213-80 "Правила измерения расхода газов и жидкостей стандартными устройствами", Рд 39-0148306-405-87 "Методика измерения расхода газа концевых ступеней сепарации", РД 39-0148306-407-87 "Единая система учета нефтяного газа и продуктов его переработки от скважины до потребителя". При проектировании пунктов учета следует руководствоваться наряду с настоящей методикой, ГОСТами, СНиПами, правилами и техническими условиями на проектирование, инструкциями по технике безопасности и охране окружающей среды и другими нормативными документами.

2. ПЕРЕЧЕНЬ ТЕРМИНОВ, ИСПОЛЬЗУЕМЫХ В РД

2.1. Пункт учета нефтяного газа
2.2. Узел учета нефтяного газа
2.3. Технологический блок узла учета нефтяного газа
2.4. Технологическая часть пункта учета нефтяного газа
2.5. Измерительная линия пункта учета нефтяного газа
2.6. Прямые участки трубопровода
2.7. Вспомогательное оборудование
2.8. Вторичное оборудование

* в дальнейшем в РД – "пункт учета",
– "узел учета",
– "технологический блок узла учета",
– "технологическая часть пункта учета",
– "измерительная линия пункта учета".

3. ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ

3.1. Пункт учета нефтяного газа – комплекс измерительных и технических средств и оборудования, обеспечивающий измерение расхода и количества нефтяного газа в условиях эксплуатации, состоящий структурно из технологической части; вторичного и вспомогательного оборудования.

3.2. Узел учета нефтяного газа – измерительный комплекс, обеспечивающий измерение термодинамических параметров и расчет расхода и количества нефтяного газа, состоящий из технологического блока и вторичного оборудования.

3.3. Технологический блок узла учета нефтяного газа – часть узла учета, обеспечивающая измерение термодинамических параметров и состоящая из трубной вставки для установки и работоспособности первичных измерительных средств расхода; первичных измерительных преобразователей термодинамических параметров измеряемого потока; соединительных линий и вспомогательного оборудования.

3.4. Технологическая часть пункта учета нефтяного газа – – часть пункта учета нефтяного газа, обеспечивающая метрологические основы измерения расхода методом переменного перепада давления и нормативные условия эксплуатации узла учета, устанавливаемая в технологической зоне и состоящая из коллектора, измерительной линии и вспомогательного оборудования.

3.5. Измерительная линия пункта учета нефтяного газа – участок трубопровода, обеспечивающий формирование стационарного измеряемого потока и измерение термодинамических параметров, состоящий из технологического блока узла учета, прямых участков трубопровода до и после него.

3.6. Прямые участки трубопровода – участки труб соответствующего диаметра и длины, обеспечивающие стационарность газового потока в трубопроводе.

3.7. Вспомогательное оборудование – оборудование, обеспечивающее монтаж и эксплуатацию пункта учета нефтяного газа (обслуживающие площадки, приборный шкаф, опоры, теплоизоляционные покрытия, пробоотборные устройства, сбросные линии).

3.8. Вторичное оборудование – часть пункта (узла) учета, обеспечивающая энергопитание технологического блока узла учета; температурный режим первичных измерительных преобразователей;

прием, обработку представление, документирование информации и передачу ее на верхние уровни управления и состоящая из соответствующих измерительных и управляющих средств.

4. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

4.I. Данный руководящий документ определяет требования к проектированию пунктов учета нефтяного газа, технические характеристики узлов учета нефтяного газа, требование к монтажу сужающего устройства, напорных трубок и т.д.

4.2. Пункты учета являются основным техническим звеном в Единой системе учета нефтяного газа, определяющим характеристики системы учета.

4.3. Все пункты учета разделяются на две категории: коммерческие и оперативные.

4.4. Категория пунктов учета обосновывается технологической схемой размещения пунктов учета нефтяного газа.

4.5. Коммерческие пункты учета проектируются для измерения количества нефтяного газа, при хозрасчете,в случае его поставки в качестве продукта для переработки и в виде топлива другим предприятиям.

4.6. Оперативные пункты учета проектируются для учетных операций, сведения материального баланса и управления технологическими процессами (управление режима компрессорных станций, малогабаритных блочных установок и т.д.).

4.7. Проектирование пунктов учета должно осуществляться на основании задания на проектирование, выданного и утвержденного заказчиком.

4.8. Задание на проектирование пунктов учета должно быть согласовано с генеральной проектной организацией, проектирующей объект, в который входит пункт учета.

Проекты на коммерческие пункты учета проходят метрологическую экспертизу в базовой организации метрологической службы ВНИИгазпереработка в соответствии с МИ I325-86.

4.I0. Проект должен представляться "заказчику" вместе с актом метрологической экспертизы; составление акта возлагается на организацию - разработчика.

5. СПЕЦИАЛЬНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ К ПРОЕКТИРОВАНИЮ ПУНКТОВ УЧЕТА НЕФТЯНОГО ГАЗА

5.1. Количество и диаметр измерительных линий рассчитываются на этапе разработки технического задания на проектирование пункта учета исходя из значения расхода нефтяного газа в рабочих условиях при соблюдении требований п.7.1 настоящего "Руководства..." с учетом того, что диаметр коллектора, как правило, равен диаметру подводящего трубопровода.

5.2. В пункте коммерческого учета на технологической однониточной линии должна предусматриваться резервная измерительная линия идентичная основной измерительной линии.

5.3. Комплектность пунктов учета должна обеспечить измерение (расчет) расхода и количества нефтяного газа, передачу информации на более высокий уровень и документирование. В проектной документации пункта учета должна быть предусмотрена возможность метрологической аттестации узла учета в период плановых остановок.

6. КРАТКОЕ ОПИСАНИЕ УСТРОЙСТВА И ТЕХНИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК УЗЛОВ УЧЕТА С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ПЕРЕМЕННОГО ПЕРЕПАДА ДАВЛЕНИЯ

6.I. Технологический блок первичного преобразователя узла учета должен быть выполнен в виде элемента трубопровода соответствующего диаметра с диафрагмой и фланцевыми соединениями с обеих сторон. Общий вид одного из возможных вариантов узла учета (Технологической части) приведен в приложении I.

6.2. Для обеспечения работоспособности при низких температурах (до минсу 60°С) может быть использован теплоизоляционный кожух, внутри которого размещен нагреватель электрический взрывозащищенный НЭВ-I, разработанный институтом "ВНИИгазпереработка", а также другие нагреватели во взрывозащищенном исполнении или пароспутники.

6.3. Для измерения абсолютного давления и перепада давления могут использоваться измерительные преобразователи типа "Сапфир" или другие с аналогичными или лучшими характеристиками.

6.4. Для измерения температуры используются термометры сопротивления типа ТСП или другие.

Характеристики измерительных преобразователей приведены в приложении 2.

6.5. Все измерительные средства и комплектующие изделия, входящие в узел учета должны иметь взрывобезопасное исполнение.

6.6. Блок вторичных преобразователей сигналов представляет набор серийно выпускаемых сублоков для обеспечения работоспособности технологической части узлов. В качестве вторичных пресбразователей могут использоваться блоки типа БПС-24, Щ 703-II и другие.

6.7. Блок вторичных преобразователей сигналов должен устанавливаться во взрывобезопасном помещении и обеспечивать работоспособность узлов учета на расстоянии не более 600 м до технологической части и не более 300 м до вычислительного устройства.

6.8. Технические характеристики унифицированного ряда типо-размеров узлов учета УУГ-I приведены в табл.I.

6.9. Питание узла учета осуществляется от сети переменного тока 220 $^{+22}_{-33}$) В и частотой 50 Гц $\pm$ I Гц.

6.I0. Для коммерческого учета алгоритмы вычисления рас-

хода и количества нефтяного газа реализуемые в вычислителе (БОИ) с помощью расходомера переменного перепада давления должны быть согласованы:

- для межведомственных расчетов с органами Госстандарта,
- для внутриведомственных с базовой организацией метрологической службы.

Таблица I

Унифицированный ряд типо-размеров
узлов учета нефтяного газа УУГ-I

Тип	Условный метр трубопровода	Максимальное давление в трубопроводе	Максимальный расход газа	Толщина стенки трубопровода	Внутренний диаметр трубопровода	Габаритные размеры		
						Длина	Высота	Ширина
I	2	3	4	5	6	7	8	9
	Ду мм	Pmax МПа	Q_{max} нм3/ч	δ мм	$d_{вн}$ мм	l мм	h мм	$в$ мм
I	I00	4,0 8,0	6000 II000	5,0 8,0	98 92	I360	937	336
II	I50	4,0 8,0	20000 60000	6,0 I2,0	I43 I35	I360	937	336
III	200	4,0 8,0	40000 I00000	8,0 I6,0	203 I87	I460	937	336
IУ	250	4,0 8,0	80000 I20000	I0,0 I8,0	253 24I	2II6	II22	490
У	300	4,0 8,0	I00000 I60000	I0,0 20,0	305 285	2II6	II9I	490
УI	350	4,0 8,0	I20000 I80000	I2,0 22,0	353 337	2II6	I260	490
УII	400	4,0 8,0	I80000 220000	I2,0 22,0	402 386	2366	I46I	640
УIII	500	4,0 8,0	I40000 260000	I4,0 240	502 480	2306	I6I9	640

7. ТРЕБОВАНИЯ К МОНТАЖУ ПУНКТОВ УЧЕТА

7.1. Диаметр коллектора и количество измерительных линий определяется соотношением (приложение 3):

$$Д_к = Д_{20}\sqrt{n+1},$$

где: Дк - внутренний диаметр коллектора, мм;

$Д_{20}$ - внутренний диаметр измерительных трубопроводов при температуре 20°С, мм;

n - число измерительных линий

7.2. Все параллельные измерительные линии должны иметь идентичную конструкцию и размеры.

7.3. На прямых участках запрещается какие-либо врезки и монтаж узлов и конструкций кроме предусмотренных схемой (приложение 3,4).

7.4. При монтаже измерительных линий должна быть соблюдена равнопроходность, при этом разность внутренних диаметров прямых участков и преобразователя расхода не должна превышать ±0,3%, от среднего диаметра.

7.5. Фланцы и прокладки должны быть отцентрированы, внутренний диаметр прокладок должен быть на 2-3 мм больше внутреннего диаметра фланца.

7.6. Измерительные линии диаметром свыше 500 мм проектировать не рекомендуется (за исключением факельных линий).

7.7. Прямые участки измерительных линий пункта учета и технологический блок должны устанавливаться на опорах исключающих перекос и обеспечивающих прямолинейность укладки трубопровода.

7.8. Опоры должны проектироваться так, чтобы уменьшить вибрации и смещения трубопроводов и обеспечивать их надежное крепление. Опоры прямых участков измерительной линии должны устанавливаться у фланцевых соединений на расстоянии не менее одного диаметра от наружной стенки фундамента до фланцевого соединения с обеих сторон этого соединения (приложение 5).

7.9. На всей длине измерительной линии трубопровод должен иметь уклон не менее 0,002 по ходу газового потока.

7.10. На открытых площадках трубопроводы и арматура пунктов учета теплоизолируются одинаково с технологи-

ческими трубопроводами измеряемого потока до и после пункта учета.

7.II. При проектировании измерительных линий необходимо предусмотреть периодическую очистку (продувку) от конденсата и механических примесей через специальный штуцер (приложение 4) в закрытую систему.

7.I2. В трубопроводе допускается отверстие для удаления осадков и конденсата. Диаметр такого отверстия не должен превышать 0,08 $Д_{20}$, а его расстояние от существующего отверстия для измерения перепада давления должно быть не менее 0,5 $Д_{20}$.

8. ТРЕБОВАНИЯ К ПРЯМЫМ УЧАСТКАМ ТРУБОПРОВОДА

8.1. Прямой участок трубопровода – это участок между ближайшими фланцевыми соединениями узла учета и местного сопротивления.

8.2. Длина прямого участка условно выражается в диаметрах трубопровода при $20^{\circ}C$. При изменении сечения трубопровода (конусы, сужение, расширение и т.п.) длина прямого участка трубопровода рассчитывается исходя из диаметра трубопровода, прилегающего к сужающему устройству.

8.3. Установка сужающего устройства непосредственно у местного сопротивления не допускается.

8.4. Границей местных сопротивлений следует считать: для колена – сечение, проходящее перпендикулярно оси трубопровода через центр радиуса изгиба; для тройника под острым углом или разветвляющего потока – сечение, расположенное на расстоянии двух диаметров ст точки пересечения осей трубопровода; для вварных сужений и расширений – сварной шов; для вварной группы колен – сечение, расположенное на расстоянии одного диаметра от сварного шва ближайшего к сужающему устройству колена.

8.5. Необходимые длины прямых участков до сужающего устройства, которые не дают дополнительной погрешности определения расхода, для наиболее применяемых местных сопротивлений приведены в табл.I.

При совмещении первого местного сопротивления с последующим, длина прямого участка между ним и сужающим устройством должна составлять не менее $100Д_{20}$.

8.6. Сопротивления, расстояние между которыми меньше $5Д_{20}$ являются совмещенными. Если расстояние между двумя местными сопротивлениями меньше $5Д_{20}$, то данную группу сопротивлений

Таблица 2

Относительная площадь сужающего устройства (m)	Значение l/D_{20} для следующих местных сопротивлений			
	задвижка	колено или тройник	гильза термометра диаметром $0{,}03 \leq d \leq 0{,}03Д_{20}$	сужение потока при конусности от I:I.5 до I:3
0,05	I0	I0	I5	I0
0,I0	I0	I0	I5	I0
0,I5	I0	I5	I5	I0
0,20	I0	I5	I5	I0
0,25	I0	I5	I5	I0
0,30	I5	I5	I5	I0
0,35	I5	20	25	I0
0,40	I5	20	I5	I0
0,50	20	30	20	I5
0,55	25	35	20	20
0,60	30	40	20	30

считают как одно сопротивление и после него требуется увеличение длины прямого участка.

8.8. Необходимую длину прямого участка между двумя сопротивлениями перед сужающим устройством выбирают по табл.3 в которой приведены более удаленные из двух ближайших к сужающему устройству местных сопротивлений.

Таблица 3

Местное сопротивление	Значение l/D_{20}
Колено или тройник	I5,0
Сужение при конусности от I:I,5 до I:3	7,5
Расширение при конусности от I:2 до I:4	I5,0
Задвижка	I0,0

8.9. Если местное сопротивление состоит из нескольких источников возмущения (3-х, 4-х и т.д.), расстояние между которыми меньше $5Д_{20}$, то длина участка между данными совмещенным

сопротивлением и ближним к сужающему устройству должна составлять не менее $50Д_{20}$. Если расстояние между вторым (совмещенным) местным сопротивлением и последующим больше или равно $5Д_{20}$, то дополнительные (3-е, 4-е и т.д.) сопротивления не учитываются.

8.10. Длина прямого участка после сужающего устройства выбирается по графику (Приложения 5 РД 50-213-80) в зависимости от относительной площади сужающего устройства. При любой m длина прямого участка после сужающего устройства, равная $8Д_{20}$, является достаточной.

8.11. При использовании в качестве средства измерения напорной трубки длина прямого участка до места установки трубки определяют по табл.4.

Таблица 4

Наименование местного сопротивления	при измерении $\frac{z}{D_{20}}$	
	в точке местной скорости 0,242 z	от оси трубы
Колено или тройник	55	25
Полностью открытая задвижка	30	15

8.12. Расстояние от места установки напорной трубки до конца прямого участка в любом случае должно быть больше или равно $5Д_{20}$ и не менее 50 м от свободного конца факела.

8.13. Длины прямых участков до сужающего устройства выбираются по таблицам 1,2 настоящего руководящего документа в зависимости от вида местного сопротивления и должны быть при m =0,5 не менее представленных в приложении 3,4,8. В этом случае длины прямых участков не дают дополнительной погрешности определения расхода нефтяного газа.

8.14. Длина участка до места установки напорной трубки выбирается по табл.4 настоящего руководящего документа и должна быть не менее указанной в приложении 6.

9. ТРЕБОВАНИЯ К РАСПОЛОЖЕНИЮ МЕСТ ИЗМЕРЕНИЯ ОСНОВНЫХ ПАРАМЕТРОВ ПОТОКА ГАЗА

9.1. Перепад давления на диафрагме при угловом способе отбора рассчитывают как разность между статическими давлениями, взятыми непосредственно у плоскостей сужающего устройства в углах, образуемых последними со стенкой трубопровода (при камерном отборе - в корпусе камеры) (см.приложение 7).

9.2. Перепад давления на диафрагме при фланцевом способе отбора рассчитывают как разность между статическими давлениями, взятыми на расстоянии l_1 и l_2 до и после сужающего устройства.

$$l_1 = l_2 = 25{,}4 \pm A \text{ мм}, \qquad (4)$$

где

$$A = \begin{cases} 0{,}5 \text{ мм} & \text{при } m > 0{,}36 \text{ и } 58 < D < 150 \\ & m \le 0{,}36 \\ 1{,}0 \text{ мм} & \text{при } m > 0{,}36 \text{ и } 50 \le D \le 58 \\ & m > 0{,}36 \text{ и } 150 \le D \le 760 \end{cases}$$

9.3. Абсолютное давление при угловом способе отбора перепада давления следует измерять через отдельное цилиндрическое отверстие, расположенное у входной плоскости сужающего устройства в углу, образуемом последним со стенкой трубопровода (при камерном отборе - в корпусе камеры).

9.4. Абсолютное давление на фланцевом способе отбора перепада давления измеряют на расстоянии l_1 от входной плоскости сужающего устройства.

9.5. Измерение температуры газа производится на прямом участке трубопровода до или после сужающего устройства. С целью сокращения длины прямого участка до сужающего устройства рекомендуется производить измерения температуры газа на прямом участке после сужающего устройства на расстоянии не менее $5D_{20}$ (см.приложение 4.8), но не более $10D_{20}$ от его заднего торца. Диаметр гильзы термометра должен быть не более $0{,}13\ D_{20}$.

Глубина погружения термометра должна составлять (0,3-0-5) $Д_{20}$. Диаметр гильзы термометра не ограничивается, если расстояние от сужающего устройства до места измерения температуры не менее 8 $Д_{20}$.

9.6. Отбор проб газа для расчета его плотности и компонентного состава допускается производить за сужающим устройством на расстоянии не менее $5Д_{20}$, но не более $10Д_{20}$ от его заднего торца.

9.7. Измерение избыточного давления, температуры газа и отбор проб газа необходимо производить на прямом участке трубопровода за напорной трубкой на расстоянии большем или равном 5 $Д_{20}$ (приложение 8).

IO. ОБЕСПЕЧЕНИЕ ТРЕБОВАНИЙ ТЕХНИКИ БЕЗОПАСНОСТИ ПРИ МОНТАЖЕ И ЭКСПЛУАТАЦИИ ПУНКТОВ УЧЕТА

IO.I. При проектировании технологической части пунктов учета должна быть предусмотрена технологическая площадка для монтажа и обслуживания пунктов учета.

IO.2. Установка технологической части пункта учета должна проводиться в соответствии с "Правилами безопасности в нефтегазодобывающей промышленности" и "Правилами безопасности при эксплуатации газоперерабатывающих заводов".

IO.3. При монтаже вся электропроводка пункта учета должна быть проложена в металлических коробах или трубках, обеспечивающих механическую защиту и исключающих повреждений кабелей.

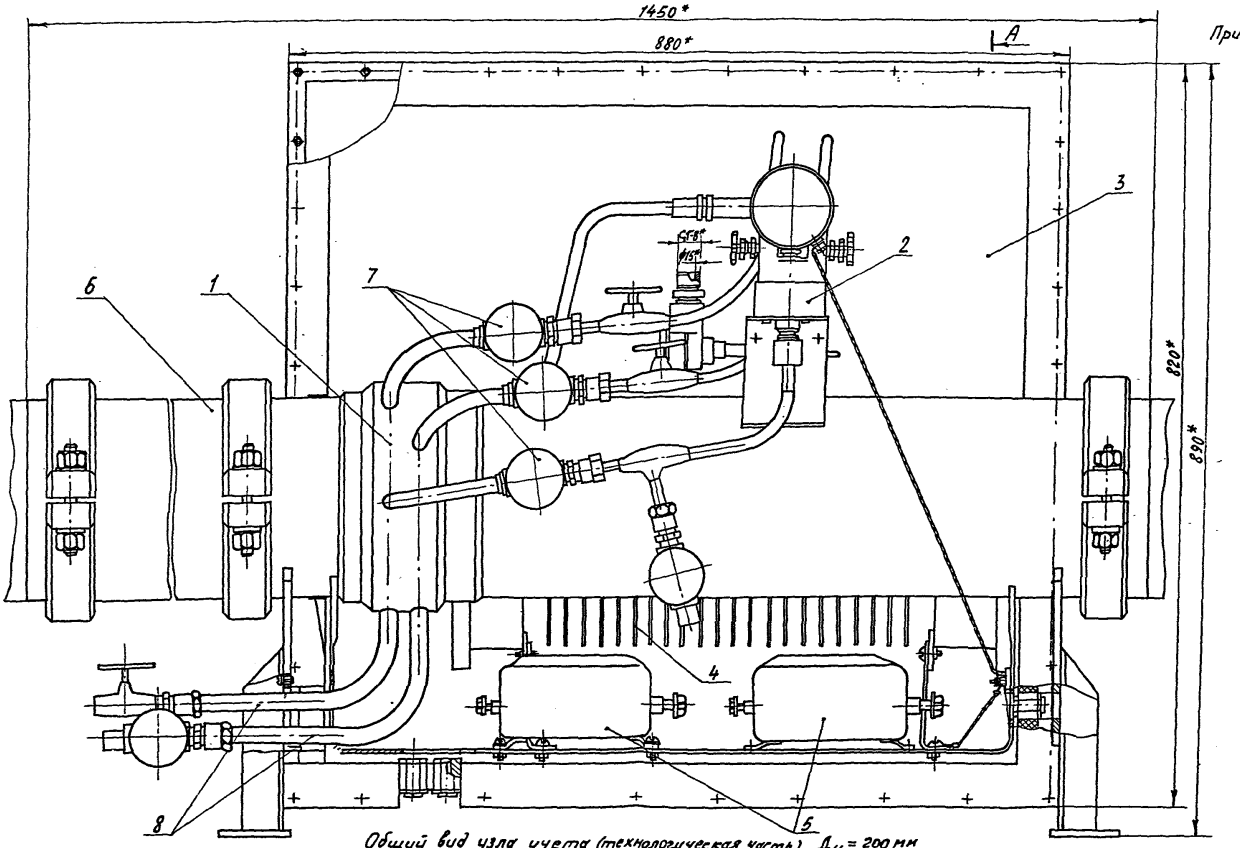
IO.4. При прокладке по одной эстакаде расстояние между силовыми и измерительными кабелями должно быть не менее 0,7 м. Не допускается прокладка в одном жолобе силовых и измерительных кабелей.

IO.5. Экраны всех измерительных кабелей должны подключаться к одному контуру заземления только в одной точке (у вторичных приборов).

IO.6. Сопротивление заземляющего устройства не должно превышать 4,0 Ом.

IO.7. Если по условиям размещения пункта учета отсутствует возможность продувки дренажных линий в закрытую систему, то продувка должна отводиться на расстояние не менее 30 м от пункта учета, на высоту не менее 4 м в соответствии с ВНТП 3-85.

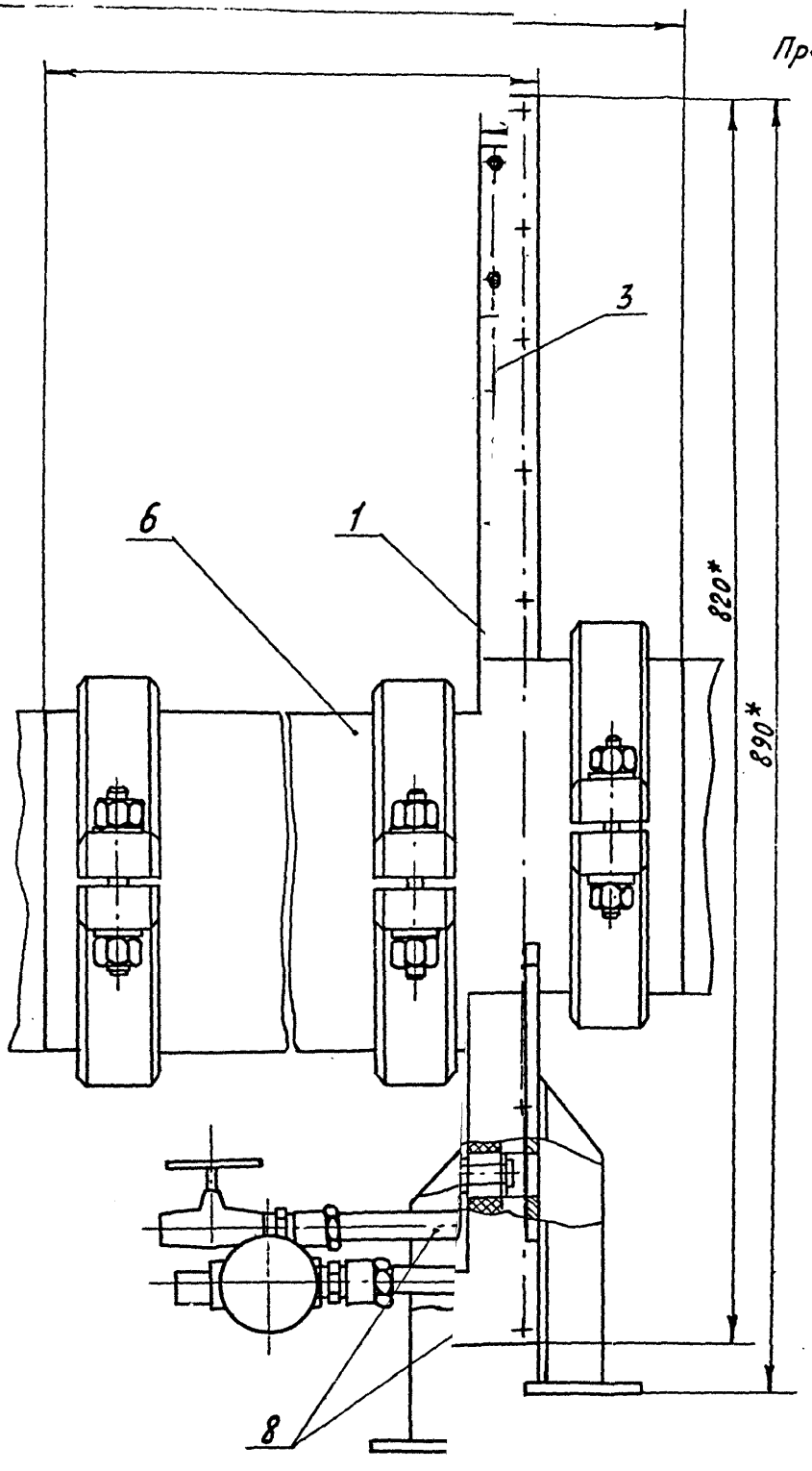
IO.8. После монтажа пункта учета должно быть проведено испытание давлением I,5 Рраб для рабочего давления до 5 атм, для рабочего давления выше 5 атм испытание проводится давлением I,25 Рраб в соответствии со СНиП 3.05.05-64.



Общий вид узла учета (технологическая часть) $Д_у$ = 200 мм

1. Устройство сужающее
2. Преобразователь измерительный давления
3. Кожух теплоизоляционный
4. Нагреватель взрывозащищенный
5. Коробка клемная
6. Трубная вставка
7. Вентиль
8. Дренажные линии

Приложение 1



Приложение 3

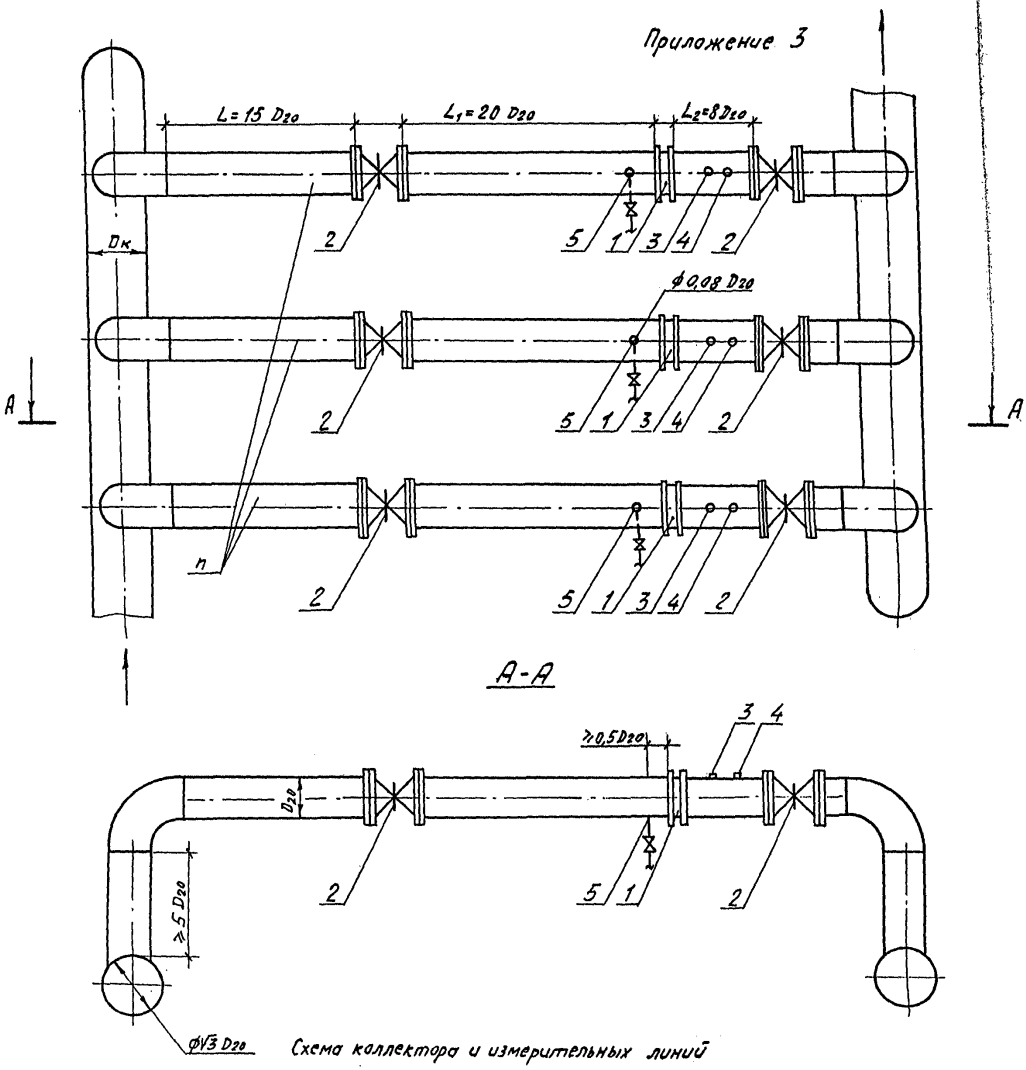


Схема коллектора и измерительных линий

1 - диафрагма; 2 - задвижка; 3 - термокарман;
4 - штуцер для подключения пробоотборника;
5 - отверстие для удаления осадка и конденсата

Приложение 2

Характеристики измерительных преобразователей и оборудования для узла учета газа

Наименование измерительных преобразователей и оборудования	Тип	Погрешность	Наименование НТД
I. Преобразователь измерительный абсолютного давления	Сапфир 22 ДА-Ех	± 0,25% ± 0,5%	ТУ 25-02-720441-85
2. Преобразователь измерительный разности	Сапфир 22 ДД-Ех	±0,25% ±0,5%	-"-
3. Термопреобразователь сопротивления	ТСП 1187	±0,1%	ТУ 25-542.822-87
4. Вычислитель расхода нефтяного газа	ВРНГ	± 0,1%	Техническое задание
5. Блок питания	БСП-24П	± 0,15	ТУ 25-02.720462-85
6. Блок питания	БСП-24К	±0,25%	-"-
7. Преобразователь измерительный от -25 до +25	Щ 703И-01	±1,2%	ТУ 25.0436.0159-85
от-70до +180		±0,6%	
от 0 до +50		±1,2%	
8. Нагреватель электрический взрывозащищенный	НЭВ-1	-	ВЦРК 5.863.000 ТУ
9. Корбка	У 614 А	-	ТУ 36-12-80
10. Вентиль	ВВД	-	ТУ 26-07-1078-73

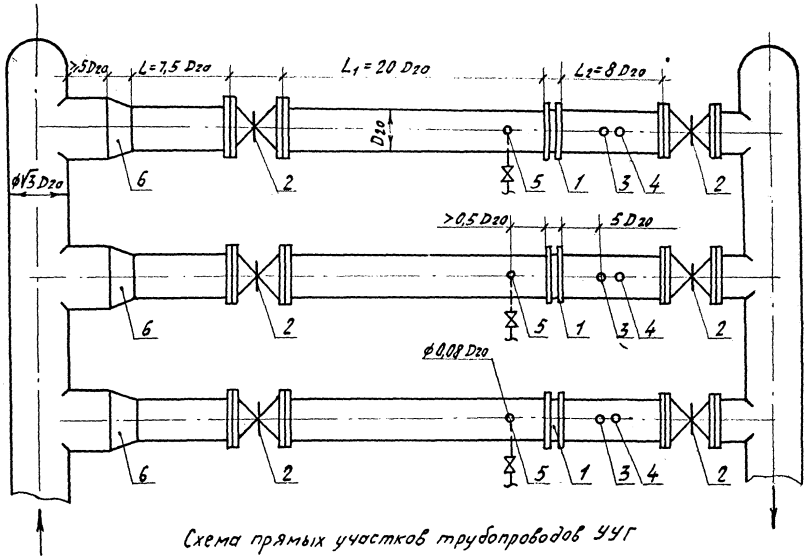


Схема прямых участков трубопроводов УУГ

1 - диафрагма; 2 - задвижка; 3 - термокарман;
4 - штуцер для подключения пробоотборника;
5 - отверстие для удаления осадка и конденсата;
6 - сужение

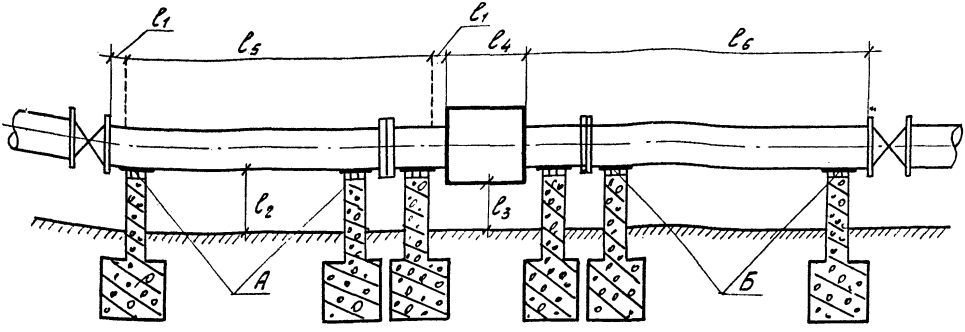


Схема привязки бетонных опор

$2Д > l_1 > 1Д$

$l_2 \geq 500$ мм

$l_3 \geq 300$ мм

А - опоры типа ООП-2

Б - закладная деталь

l_4 - длина УУГ

l_5 - длина прямого участка до сужающего участка

l_6 - длина прямого участка после сужающего устройства

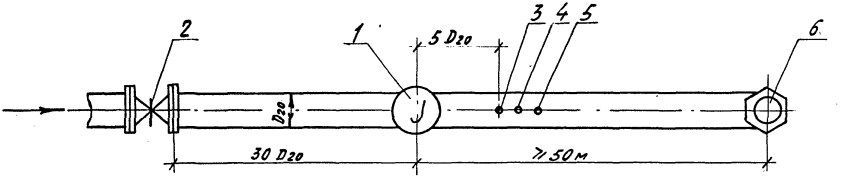
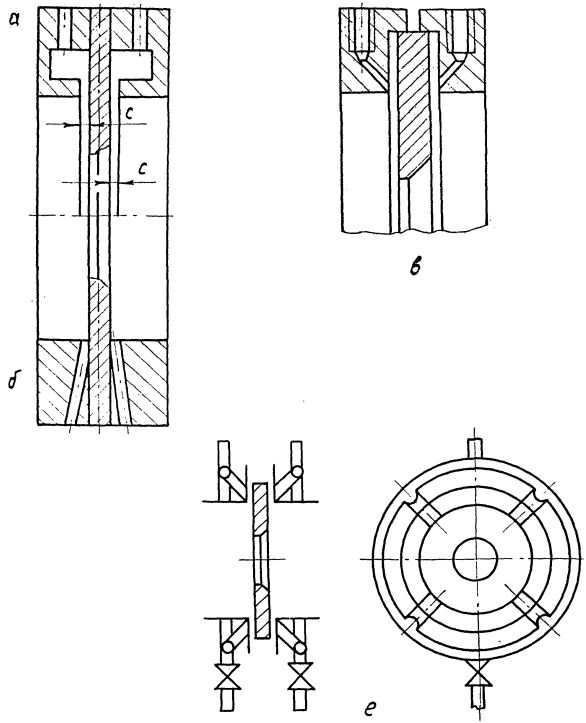


Схема прямых участков и места установки напорной трубки (1)

1 - напорная трубка (Пито-Прандтля); 2 - задвижка;
3 - манометр; 4 - термокарман; 5 - штуцер для
подсоединения пробоотборника; 6 - факел



Виды замера перепада давления на диафрагме

а, б, в - через камеры или отверстия

е - через согнутую трубку.

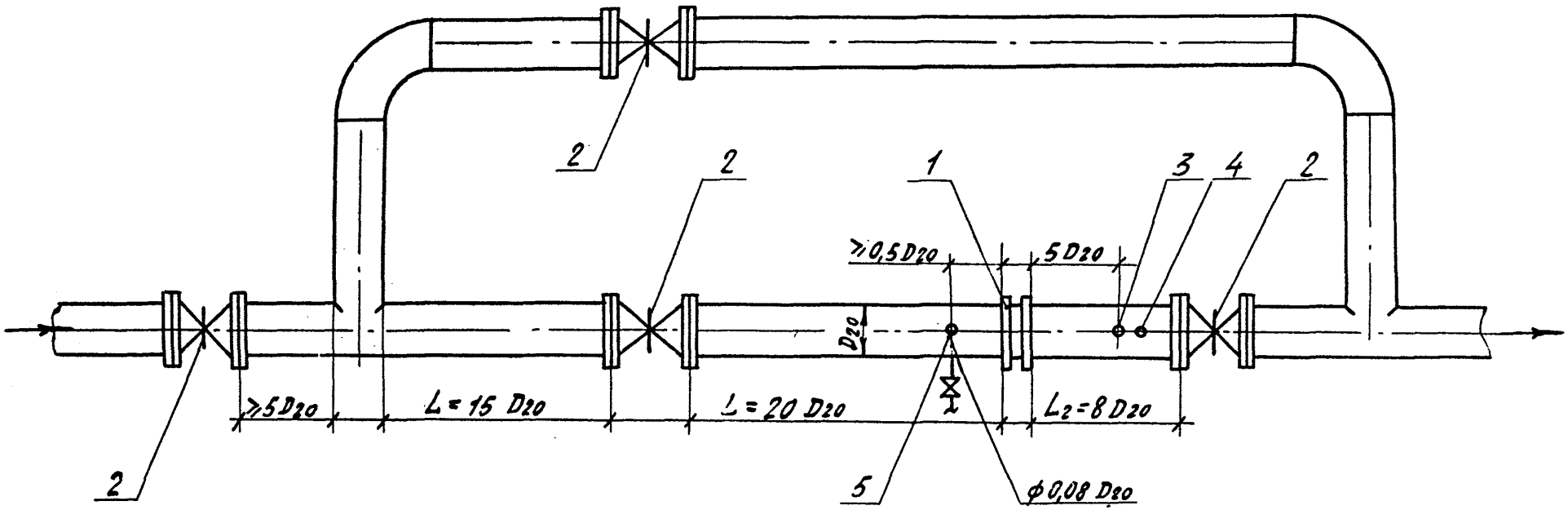


Схема размещения датчиков для измерения параметров газа

1 - диафрагма; 2 - задвижка; 3 - термокарман;

4 - штуцер для подключения пробоотборника;

5 - отверстие для удаления осадка и конденсата

Приложение 9.

ПЕРЕЧЕНЬ НТД, ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ ПУНКТОВ УЧЕТА НЕФТЯНОГО ГАЗА

I. Правила измерения расхода газов и жидкостей стандартными устройствами. РД 50-213-80.

2. Единая система учета нефтяного газа и продуктов его переработки от скважины до потребителя. РД 39-0148306--407-87.

3. Методика измерений расхода газа концевых ступеней сепарации. РД 39-0148306-405-87.

4. Расход жидкости газа. Методика выполнения измерений по скорости в одной точке сечения трубы. ГОСТ 8.361-79 ГСП.

5. Методика учета газа, добываемого через нефтяные скважины при разработке нефтяных и газонефтяных залежей с применением газовых и газоводяных методов...".

6. Строительные нормы и правила. СНИП 3.05.05-84.

7. Рекомендации по проектированию газоизмерительных пунктов. Метрологические требования. М., Министерство газовой промышленности, ВНПО СГА.

8. Временные рекомендации по проектированию узлов учета нефтяного газа в системе Главтюменнефтегаза, 1988г

9. Нормы технологического проектирования объектов сбора, транспорта, подготовки нефти, газа и воды нефтяных месторождений. ВНТП-85. Миннефтепром, М., 1985г.

10. Метрологическая экспертиза конструкторской и технологической документации. Основные положения и задачи. МИ 1325-86.

11. Инструкция по определению количества нефти на автоматизированных узлах учета нефти с турбинными счетчиками при учетно-расчетных операциях РД 39-5-770-82.

I2. Методические указания. Расход жидкости и газов. Методика выполнения измерений с помощью специальных устройств. РД 50-4II-83.

I3. Унифицированные технологические схемы сбора, транспорта и подготовки нефти, газа и воды нефтедобывающих районов. РД 39-0I4831I-605-86.

I4. Методика определения поправок на массу брутто нефти, измеряемую на автоматизированных узлах учета нефти при учетно-расчетных операциях между предприятиями МНП. РД 39-0I47I03-35I-86.

I5. Правила технологической эксплуатации систем сбора и внутрипромыслового транспорта нефти и газа. РД 39-0I47I03-344-86

I6. Нормы точности баланса сдаваемой и принимаемой нефти в территориальных управлениях магистральных нефтепроводов в целом по Миннефтепрому. РД 39-0I47I03--308-88

I7. Временная инструкция по учету ШФЛУ на продуктопроводе "Западная Сибирь-Урал-Поволжье". РД 39-0I47I03--307-89

I8. Автоматизация и телемеханизация магистральных нефтепроводов при создании безлюдной технологии. РД 39--0I48400-003-87

I9. Автоматизация и телемеханизация нефтедобывающих производств. Объекты и объемы автоматизации. РД 39--0I3539I-00I-86

20. Рекомендации по проектированию систем учета тепла и топлива, расходуемого на объектах Главтранснефти. РД 39-30-I243-85.

2I. Временные рекомендации по проектированию и эксплуатации узлов учета нефти с турбинными счетчиками. НПО "Нефтеавтоматика". Уфа I98Iг.

22. Инструкция по учету нефти в нефтегазодобывающих объединениях РД 39-30-627-81.

23. Правила ввода в эксплуатацию систем измерения количнства нефти. РД 39-5-849-81.

24. Правила устройства электроустановок ПУЭ-76

25. Автоматизация и телемеханизация магистральных нефтепроводов. Основные положения РД 39-30-612-81.

26. Определение количества товарной нефти автоматизированной информационно-измерительной системой КСУКТ и продукции, СТП 00-004-80 ПО "Белорусьнефть"

27. Правила безопасности в нефтегазодобывающей промышленности. М.1974г.

28. Правила безопасности при эксплуатации газоперерабатывающих заводов. М.1986г.

С О Д Е Р Ж А Н И Е

Стр.

I. Введение.....4

2. Перечень терминов, используемых в РД.....5

3. Термины и определения.....6

4. Общие положения.....8

5. Общие требования к проектированию пунктов учета нефтяного газа.....9

6. Краткое описание устройства и технических узлов учета с использованием переменного перепада давления.....10

7. Требования к монтажу пунктов учета.....13

8. Требования к прямым участкам трубопроводов.....15

9. Требования к расположению мест измерения основных параметров потока газа.....18

IO. Обеспечение требований техники безопасности при монтаже и обслуживании пунктов учета.....20

Приложения I-9.....21-31

gost.e-ecolog.ru