Государственный научный метрологический центр

ВСЕРОССИЙСКИЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ РАСХОДОМЕТРИИ (ГНМЦ ВНИИР) ГОССТАНДАРТА РОССИИ

УТВЕРЖДАЮ

Заместитель директора

по научной работе ГНМЦ ВНИИР

_____ М.С. Немиров

_____ 2001 г.

РЕКОМЕНДАЦИЯ

Государственная система обеспечения единства измерений

ПОРЯДОК ПРОВЕДЕНИЯ КОММЕРЧЕСКОГО УЧЕТА СЫРОЙ НЕФТИ НА НЕФТЕДОБЫВАЮЩИХ ПРЕДПРИЯТИЯХ. ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ

МИ 2693 - 2001

Казань - 2001 г.

РАЗРАБОТАНА АО "Нефтеавтоматика". УИМЦ АО «Нефтеавтоматика»

ИСПОЛНИТЕЛИ: А.С. Шатунов
С.М. Михайлов

РАЗРАБОТАНА ГИМЦ ВНИИР

ИСПОЛНИТЕЛИ: М.С. Немиров
Т.Г. Сипкина

УТВЕРЖДЕНА ГИМЦ ВНИИР 09 ноября 2001 г.

ЗАРЕГИСТРИРОВАНА ВНИИМС 04 декабря 2001 г.

Введена взамен документа «Положение об оперативном и коммерческом учете сырой нефти на нефтедобывающих предприятиях», 1995 г.

Настоящая рекомендация не может быть полностью или частично воспроизведена, тиражирована и (или) распространена в качестве официального издания без разрешения АО «Нефтеавтоматика» Минэнерго России

ОГЛАВЛЕНИЕ

стр.

1 ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ 4

2 НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ 4

3 ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ 6

4 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ 6

5 ПОРЯДОК ПРОВЕДЕНИЯ КОММЕРЧЕСКОГО УЧЕТА СЫРОЙ НЕФТИ НА НЕФТЕДОБЫВАЮЩИХ ПРЕДПРИЯТИЯХ (РЕГИОНА НЕФТЕДОБЫЧИ) 7

6 ВЫЧИСЛЕНИЕ МАССЫ НЕТТО СЫРОЙ НЕФТИ 8

7 ПОГРЕШНОСТИ ИЗМЕРЕНИЙ 11

8 ТЕХНИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА КОММЕРЧЕСКОГО УЧЕТА СЫРОЙ НЕФТИ 17

9 ДОПОЛНИТЕЛЬНЫЕ УСЛОВИЯ 19

ПРИЛОЖЕНИЯ:

А. Акт учитываемых параметров (форма) 21

Б. Протокол регистрации результатов измерений массы нетто нефти (форма) 22

В. Акт приема-сдачи нефти по УУСН № (форма) 23

Г. Техническое задание на проектирование УУСН (форма) 24

Д. Техническое задание на разработку МВИ массы нетто нефти (форма) 28

Е. Перечень средств измерений и оборудования для УУСН (справочное) 33

Т 85

РЕКОМЕНДАЦИЯ

Государственная система обеспечения единства измерений **ПОРЯДОК ПРОВЕДЕНИЯ КОММЕРЧЕСКОГО УЧЕТА СЫРОЙ НЕФТИ НА НЕФТЕДОБЫВАЮЩИХ ПРЕДПРИЯТИЯХ. ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ**	МИ 2693 - 2001

Дата введения в действие _____200...

1 ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

1.1 Настоящая рекомендация устанавливает основные положения о порядке проведения коммерческого учета сырой нефти на нефтедобывающих предприятиях, заключающегося в количественном определении с нормированной погрешностью массы нетто сырой (неподготовленной) нефти методом прямых измерений с помощью массовых расходомеров и объемно-массовым динамическим методом косвенных измерений.

1.2 Рекомендация может быть использована предприятиями и организациями нефтяной отрасли при разработке и реализации технических заданий и проектов узлов учета сырой нефти (УУСН), методик выполнения измерений (МВИ) массы нетто сырой нефти, а также при организации внутрихозяйственного (оперативного) учета сырой нефти.

1.3 Рекомендацию применяют совместно с другими нормативными и методическими документами, распространяющимися на УУСН и МВИ.

2 НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ

2.1 При разработке рекомендации использованы следующие законодательные акты и нормативные документы:

Закон Российской Федерации «Об обеспечении единства измерений», 1993 г.

Закон Российской Федерации «Об энергосбережении», 1996 г.

Гражданский кодекс РФ, часть 2, 1995 г.

ГОСТ 33-2000 (ИСО 3104-94). Нефтепродукты. Прозрачные и непрозрачные жидкости. Определение кинематической вязкости и расчет динамической вязкости

ГОСТ 1756-2000 (ИСО 3007-99). Нефтепродукты. Определение давления насыщенных паров

ГОСТ 2477-65 Нефть и нефтепродукты. Метод определения содержания воды

ГОСТ 2517-85 Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб

ГОСТ 3900-85 Нефть и нефтепродукты. Методы определения плотности

ГОСТ 6370-83 Нефть, нефтепродукты и присадки. Метод определения механических примесей

ГОСТ 9965-76 Нефть для нефтеперерабатывающих предприятий. Технические условия

ГОСТ 21534-76 Нефть. Методы определения содержания хлористых солей

ГОСТ 26976-86 Нефть и нефтепродукты. Методы определения массы

ГОСТ Р 8.563-96 ГСИ. Методики выполнения измерений

ГОСТ Р 51069- 97 Нефть и нефтепродукты. Метод определения плотности, относительной плотности и плотности в градусах API ареометром

ПР 50.2.006-94 ГСИ. Порядок проведения поверки средств измерений

ПР 50.2.009-94 ГСИ. Порядок проведения испытаний и утверждения типа средств измерений

РД 153-39.4-042-99 Инструкция по определению массы нефти при учетных операциях с применением систем измерении количества и показателей качества нефти

РД 39-5-649-81 Правила ввода в промышленную эксплуатацию систем измерений количества нефти

РД 39-0147035-225-88 Инструкция по определению газовых факторов и количества растворенного газа, извлекаемого вместе с нефтью из недр

МИ 2482-98 ГСИ. Узлы учета сырой нефти коммерческие. Порядок определения суммарной погрешности

МИ 2153-2001 ГСИ. Плотность нефти. Требования к методике выполнения измерений ареометром при учетных операциях

МИ 2379-96 ГСИ. Давление насыщенных паров. Методика выполнения измерений

МИ 2575-2000 ГСИ. Остаточное газосодержание. Методика выполнения измерений

МИ 2267-93 ГСИ. Обеспечение эффективности измерений при управлении технологическими процессами. Метрологическая экспертиза технической документации

МИ 2415-97 ГСИ. Качество нефти. Нормируемые метрологические характеристики анализаторов и нормы погрешности измерений показателей

МИ 2632-2001 ГСИ. Плотность нефти и нефтепродуктов и коэффициентов объемного расширения и сжимаемости. Методы и программы расчета

ТУ 39-1435-89 Нефть для транспортирования потребителям. Технические условия

ТУ 39-1623-93 Нефть российская, поставляемая для экспорта. Технические условия

3 ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ

3.1 Сырая нефть (жидкость) – неподготовленная нефть (не соответствующая требованиям ГОСТ или ТУ на поставку товарной нефти), полученная после сепарации нефти, объемная доля воды в которой составляет от 0 до 80 %. Сырая нефть состоит из нефти, растворенного газа, пластовой воды, солей, механических примесей, а также остаточного после сепарации свободного газа.

3.2 Дегазированная нефть – сырая нефть, освобожденная от растворенного и свободного газа при атмосферном давлении.

3.3 Обезвоженная дегазированная нефть – сырая нефть, освобожденная от растворенного и свободного газа при атмосферном давлении и освобожденная от воды до 1 % объемной доли.

3.4 Узел учета сырой нефти (УУСН) – система измерений количества и показателей качества нефти (СИКН), привязанная согласно проекту к конкретным местным условиям нефтедобывающего предприятия, выполненная в блочном исполнении или размещенная частично (или полностью) в отдельном помещении, состав которой, технические и метрологические характеристики средств измерений и оборудования соответствуют проекту, разработанному с учетом требований данной рекомендации и рекомендации по проектированию УУСН.

3.5 Масса нетто нефти – масса сырой нефти за вычетом балласта, состоящего из воды, свободного и растворенного газа, хлористых солей и механических примесей.

4 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

4.1 Настоящая рекомендация устанавливает требования к условиям обеспечения достоверности и заданной точности коммерческого учета массы нетто нефти по аттестованным в установленном порядке МВИ с применением УУСН, прошедших испытания с целью утверждения типа и внесенных в Государственный реестр средств измерений.

4.2 При подготовке к проведению коммерческого учета сырой нефти выполняют следующие условия:

4.2.1 При разработке МВИ массы нетто сырой нефти и проектировании УУСН учитывают условия измерений, влияющие на погрешность измерений массы нетто нефти.

4.2.2 Разработку ТЗ на УУСН осуществляют одновременно с разработкой ТЗ на МВИ массы нетто нефти.

4.2.3 Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти на вновь разрабатываемые и проектируемые УУСН устанавливают на основе технико-экономического анализа.

4.2.4 К пробоотборной системе УУСН предъявляют дополнительные требования,

изложенные в настоящей рекомендации.

4.2.5 Осуществляют авторский надзор за реализацией проектов УУСН со стороны разработчика.

4.2.6 Состав УУСН определяют выбранным методом измерений массы нетто нефти при разработке проектов новых УУСН или определяют по составу УУСН метод измерений массы нетто нефти при использовании серийных, а также реконструируемых и модернизируемых УУСН.

5 ПОРЯДОК ПРОВЕДЕНИЯ КОММЕРЧЕСКОГО УЧЕТА СЫРОЙ НЕФТИ НА НЕФТЕДОБЫВАЮЩИХ ПРЕДПРИЯТИЯХ (РЕГИОНА НЕФТЕДОБЫЧИ)

5.1 Порядок проведения коммерческого учета сырой нефти, передаваемой нефтедобывающим предприятием и принимаемой партнером по поставке, устанавливают в документе (регламенте, положении), согласованном заинтересованными сторонами и утвержденном предприятием – приемщиком нефти.

Данный документ является неотъемлемой частью договора на подготовку транспортировку и откачку товарной нефти.

5.2 Регламент (положение) устанавливает:

5.2.1 Метрологические службы предприятий, осуществляющих весь комплекс мер по определению массы нетто нефти и балласта, а также подготовленной товарной нефти; контроль за состоянием УУСН предприятий.

5.2.2 Порядок, перечень и формы документов, обеспечивающих:

а) ежесуточный учет массы нетто нефти по УУСН и предприятию в целом;

б) ежедекадный или ежемесячный баланс по массе нетто нефти предприятий;

в) периодическую проверку работы УУСН с выдачей соответствующих актов – предписаний, учитываемых при установлении величины поправочного коэффициента к массе нетто нефти, сданной на УУСН за месяц;

г) определение дисбаланса по товарно-технологическому парку предприятия-приемщика нефти и распределение объемов сданной нефти между нефтедобывающими предприятиями с учетом переданных объемов нефти, дисбаланса, утечек сырой нефти из нефтепроводов предприятий, на балансе которых последние находятся, а также с учетом поправочных коэффициентов к массе нетто сданной нефти по каждому УУСН. Значение поправочного коэффициента к массе нетто сданной нефти по каждому УУСН определяют в зависимости от пределов допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти УУСН, результатов проверок работы УУСН и других факторов, изложенных в регламенте (положении).

5.3 Примеры оформления документов по приему - сдаче нефти на УУСН приведены в приложениях 1, 2, 3.

6 ВЫЧИСЛЕНИЕ МАССЫ НЕТТО НЕФТИ

6.1 Вычисление массы нетто нефти проводят по формулам (1) и (9).

6.2 При использовании объемно-массового динамического метода косвенных измерений с применением объемных преобразователей расхода (турбинных, лопастных и др.) определяют объем сырой нефти в рабочих условиях, объемную долю воды в ней, коэффициенты, учитывающие влияние температуры, давления, растворенного и свободного газа, плотность обезвоженной дегазированной нефти, массовые доли хлористых солей и механических примесей в ней.

Вычисление массы нетто нефти проводят по формуле

$$Мн = V \times \left(1 - \frac{W}{100}\right) \times Kt \times Kp \times Kсг \times Krг \times \rho_н \times \left(1 - \frac{Wп + Wxc}{100}\right), \qquad (1)$$

где Мн – масса нетто нефти, т;

V– объем сырой нефти, измеренный на УУСН в рабочих условиях, м^3;

W – объемная доля воды в сырой нефти в рабочих условиях, %;

Kt , Kp – коэффициенты, учитывающие влияние температуры и давления на объем нефти;

Kсг , Krг – коэффициенты, учитывающие влияние растворенного и свободного газа на объем нефти;

$\rho_н$ – плотность обезвоженной дегазированной нефти, приведенная к нормальным условиям, т/м^3;

Wп - массовая доля механических примесей в обезвоженной дегазированной нефти, %;

Wxc - массовая доля хлористых солей в обезвоженной дегазированной нефти, %.

6.2.1 Измерения объемной доли воды в сырой нефти проводят поточным автоматическим влагомером или лабораторным методом по аттестованным в установленном порядке МВИ.

Вычисление объемной доли воды в сырой нефти при измерениях лабораторным методом проводят по формуле

$$W = \frac{V_в}{\frac{V_{пр} - V_{вн}}{Kt \times Kp \times Kсг \times Krг} + V_в} \times 100, \qquad (2)$$

где $V_{пр}$ – объем пробы дегазированной нефти, в нормальных условиях, см^3;

$V_в$ – объем пластовой воды в пробе дегазированной нефти, приведенный к рабочим условиям на УУСН, см^3;

$V_{вн}$ – объем пластовой воды в пробе дегазированной нефти в нормальных условиях, см^3.

При измерениях содержания воды в нефти по ГОСТ 2477 пересчитывают полученный по результатам анализа объем воды в пробе на объем пластовой воды.

6.2.2 Коэффициент Kt определяют по формуле

$$Kt = 1 - \beta_н \times (tp - 20), \quad (3)$$

где $\beta_н$ – коэффициент объемного расширения нефти, °С$^{-1}$ (из МИ 2153);

tp – температура сырой нефти в измерительной линии или в коллекторе УУСН, °С.

6.2.3 Коэффициент Kp определяют по формуле

$$Kp = 1 + F \times Ри, \quad (4)$$

где F – коэффициент сжимаемости нефти, МПа$^{-1}$ (из МИ 2153);

Ри – избыточное давление в измерительной линии или в коллекторе УУСН, МПа.

6.2.4 Коэффициент Kcг определяют по формуле

$$Kcг = 1 - \frac{V_{сг}}{1 - \frac{W}{100}}, \quad (5)$$

где Vcг – объемная доля свободного газа в сырой нефти, %, определяемая по МИ 2575.

6.2.5 Коэффициент Kрг определяют по формуле

$$Kрг = 1 - \frac{1{,}205 \times 10^{-3} \times V_{рг} \times \rho_{ог}}{0{,}274 + 0{,}2 \times \rho_{ог}} \times \frac{100}{100 - W}, \quad (6)$$

где Vрг – объемная доля растворенного газа в единице объема сырой нефти на УУСН, приведенного к нормальным условиям, м^3/м^3, определяемая по МИ 2575;

$\rho_{ог}$ – относительная плотность растворенного газа, определяемая по формуле

$$\rho_{ог} = \frac{\rho_г}{\rho_{воз}}; \quad (7)$$

где $\rho_г$ - плотность газа в нормальных условиях, кг/м^3.

Плотность растворенного и свободного газа в жидкости измеряют по аттестованной в установленном порядке МВИ путем отбора пробы сырой нефти на УУСН и последующего ее разгазирования в соответствии с РД 39-0147035-225;

$\rho_{воз}$ - плотность воздуха при нормальных условиях, кг/м^3 ($\rho_{воз}$ = 1,293 кг/м^3).

6.2.6 Плотность обезвоженной дегазированной нефти $\rho_н$, приведенной к нормальным условиям, измеряют по аттестованной в установленном порядке МВИ.

6.2.7 Массовую долю механических примесей в обезвоженной дегазированной нефти Wп определяют по ГОСТ 6370.

6.2.8 Массовую долю хлористых солей в обезвоженной дегазированной нефти Wxc определяют по формуле

$$Wxc = 10^{-4} \times \frac{\varphi_c}{\rho_н}, \qquad (8)$$

где φ_c - концентрация хлористых солей в обезвоженной дегазированной нефти, мг/дм^3 (г/м^3), определяемая по ГОСТ 21534.

6.3 При использовании объемно-массового динамического метода косвенных измерений с применением объемных преобразователей расхода в комплексе с поточным плотномером, а также при использовании метода прямых измерений с применением на УУСН массовых расходомеров массу нетто нефти вычисляют по формуле

$$Мн = Мс - m = Мс \times \left(1 - \frac{W_в + W_{сг} + W_{пг}}{100}\right) \times \left(1 - \frac{W_п + W_{хс}}{100}\right). \qquad (9)$$

где m – масса балласта, т;

Мс – масса сырой нефти, т;

Wв – массовая доля воды в сырой нефти, %;

Wсг – массовая доля свободного газа в сырой нефти, %;

Wрг – массовая доля растворенного газа в сырой нефти, %;

Wп – массовая доля механических примесей в обезвоженной дегазированной нефти, %;

Wхс – массовая доля хлористых солей в обезвоженной дегазированной нефти, %.

6.3.1 При использовании объемно-массового динамического метода косвенных измерений с применением объемных преобразователей расхода в комплексе с поточным плотномером массу сырой нефти определяют по формуле

$$Мс = V \times \rho_с, \qquad (10)$$

где $\rho_с$ - плотность сырой нефти, измеренная поточным плотномером в условиях, идентичных условиям измерений объема сырой нефти, т/м^3.

6.3.2 Массовую долю воды в сырой нефти вычисляют по формуле

$$W_в = \frac{W \times \rho_в}{\rho_с}, \qquad (11)$$

где $\rho_в$ - плотность пластовой воды, приведенная к рабочим условиям, измеренная лабораторным методом по аттестованной в установленном порядке МВИ, т/м^3.

Объемную долю воды в сырой нефти измеряют поточным влагомером в рабочих условиях или определяют лабораторным методом. Вычисление объемной доли воды в сырой нефти при измерениях лабораторным методом проводят по формуле (2).

6.3.3 Массовую долю свободного газа в сырой нефти вычисляют по формуле

$$W_{сг} = \frac{V_{сг} \times КР \times \rho_г}{\rho_с}, \qquad (12)$$

где КР – отношение абсолютного давления в линии УУСН к атмосферному в момент измерений объемного содержания свободного газа в сырой нефти в рабочих условиях.

6.3.4 Массовую долю растворенного газа в сырой нефти вычисляют по формуле

$$W_{рг} = = \frac{V_{н} \times \rho_г}{\rho_с} \times 100 . \qquad (13)$$

6.4. При использовании метода прямых измерений с применением массовых расходомеров массу сырой нефти определяют по данным суммирующего устройства (блока обработки информации).

7 ПОГРЕШНОСТИ ИЗМЕРЕНИЙ

7.1 Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти при использовании объемно-массового динамического метода косвенных измерений с применением объемных преобразователей расхода определяют по формуле

$$\delta M = \pm 1,1 \sqrt{\delta_0^2 + \delta_v^2 + \delta_\rho^2 + \delta_w^2 + \delta_{сг}^2 + \delta_{рг}^2 + \delta_г^2 + \delta_р^2 + \delta_{хс}^2 + \delta_н^2} , \qquad (14)$$

где δ_0 - пределы допускаемой относительной погрешности преобразователей расхода, % (подтвержденные сертификатом об утверждении типа средства измерений или действующим свидетельством о его метрологической аттестации);

δ_v - пределы допускаемой относительной погрешности вторичных приборов преобразователей расхода или блока обработки информации по объему сырой нефти или массе нетто нефти (подтвержденные сертификатом об утверждении типа средства измерений или действующим свидетельством о его метрологической аттестации);

$\delta\rho$ - пределы допускаемой относительной погрешности измерений плотности обезвоженной дегазированной нефти, %;

δ_W - пределы составляющей допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, обусловленной допускаемой абсолютной погрешностью измерений объемной доли воды, %;

$\delta_{СГ}$ - пределы составляющей допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, обусловленной абсолютной погрешностью измерений объемной доли свободного газа, %;

$\delta_{РГ}$ - пределы составляющей допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, обусловленной абсолютной погрешностью измерений остаточного содержания растворенного газа, %;

δ_T - пределы составляющей допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, обусловленной абсолютной погрешностью измерений температуры, %;

δ_P - пределы составляющей допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, обусловленной абсолютной погрешностью измерений давления, %;

$\delta_{хс}$ - пределы составляющей допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, обусловленной погрешностью измерений массовой доли хлористых солей, %;

δ_n - пределы составляющей допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, обусловленной погрешностью измерений массовой доли механических примесей, %.

7.2 Погрешности измерений при использовании объемно-массового динамического метода косвенных измерений с применением объемных преобразователей расхода

7.2.1 Пределы составляющей допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, обусловленной допускаемой абсолютной погрешностью измерений объемной доли воды в сырой нефти, определяют по формуле

$$\delta_W = \pm \frac{\Delta W}{100 - W_{ВВ}} \times 100, \qquad (15)$$

где ΔW - пределы допускаемой абсолютной погрешности влагомера (подтвержденные сертификатом об утверждении типа средства измерений) или пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений объемной доли воды в сырой нефти согласно аттестованной в установленном порядке МВИ, %;

$W_{ВВ}$ - верхний предел измерений содержания воды в нефти на УУСН согласно ТЗ на МВИ, об. доля воды, %.

7.2.2 Пределы составляющей допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, обусловленной абсолютной погрешностью измерений объемной доли свободного газа $\delta_{СГ}$, принимают равными пределам основной абсолютной погрешности измерений количества свободного газа. С учетом МИ 2575 они составляют: ± 0,05% в диапазоне

измерений от 0,1 до 1 %; ± 0,1 % - в диапазоне от 1 до 2 %; ± 0,25 % - в диапазоне от 2 до 10 % и ± 0,1 % - в случае полного отсутствия газа (нижний предел диапазона измерений прибора УОСГ-100 СКП).

7.2.3 Пределы составляющей допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, обусловленной погрешностью измерений концентрации растворенного газа $\delta_{рг}$ с учетом МИ 2575, определяют по формуле

$$\delta_{рг} = \frac{\Delta W_{рг}}{1 - \frac{W_{ргв}}{100}}, \qquad (16)$$

где $\Delta W_{рг}$ – пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений массовой доли растворенного газа в сырой нефти, %, определяемые по формуле

$$\Delta W_{рг} = \frac{\delta_{рго} \times V_{рг\,мах} \times \rho_{г}}{\rho_{с\,мин}}, \qquad (17)$$

где $\delta_{рго}$ – пределы основной относительной погрешности измерений растворенного газа, %, согласно МИ 2575;

$V_{рг\,мах}$ – максимальная объемная доля растворенного газа в сырой нефти, приведенного к нормальным условиям, $м^3/м^3$ нефти на УУСП согласно ТЗ на МВИ массы нетто нефти;

$\rho_{с\,мин}$ - минимальная плотность сырой нефти согласно ТЗ на МВИ массы нетто нефти.

7.2.4 Пределы составляющей допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, обусловленной абсолютной погрешностью измерений температуры, определяют по формуле

$$\delta t = \beta_{н} \times \Delta t_{р} \times 100, \qquad (18)$$

где $\Delta t_{р}$ – пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, °С.

7.2.5 Пределы составляющей допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, обусловленной погрешностью измерений давления, определяют по формуле

$$\delta p = F \times \Delta P_{н} \times 100, \qquad (19)$$

где $\Delta P_{н}$ – пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений давления, МПа.

7.2.6 Пределы составляющей допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, обусловленной погрешностью измерений доли хлористых солей в обезвоженной дегазированной нефти, принимают равными пределам допускаемой абсолютной погрешности измерений массовой доли хлористых солей в ней и определяют по формуле

$$\delta xc \equiv \Delta Wxc = 10^{-4} \times \frac{\Delta \varphi_c}{\rho_н}, \qquad (20)$$

где $\Delta \varphi_c$ - пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений концентрации хлористых солей в обезвоженной дегазированной нефти, мг/дм^3 (г/м^3).

7.2.7 Пределы составляющей допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, обусловленной погрешностью измерений массовой доли механических примесей в обезвоженной дегазированной нефти, принимают равными пределам допускаемой абсолютной погрешности измерений массовой доли механических примесей $\Delta W_н$, %.

7.3 Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти при использовании объемно-массового динамического метода косвенных измерений с применением объемных преобразователей расхода в комплексе с поточным плотномером и при использовании метода прямых измерений с применением на УУСН массовых расходомеров определяют по формуле

$$\delta M = \pm 1.1 \sqrt{\delta M_c^2 + \left(\frac{\Delta W_м}{1 - \frac{W_{мв}}{100}}\right)^2 + \left(\frac{\Delta W_{сг}}{1 - \frac{W_{сгв}}{100}}\right)^2 + \left(\frac{\Delta W_{рг}}{1 - \frac{W_{ргв}}{100}}\right)^2 + \left(\frac{\Delta W_н}{1 - \frac{W_{нв}}{100}}\right)^2 + \left(\frac{\Delta W_{хс}}{1 - \frac{W_{хсв}}{100}}\right)^2}, \qquad (21)$$

где δM_c – пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы сырой нефти, %;

$\Delta W_м$ – пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений массовой доли воды в сырой нефти согласно аттестованной в установленном порядке МВИ, %;

$\Delta W_{сг}$ - пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений массовой доли свободного газа в сырой нефти, %;

$\Delta W_н$ –пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений массовой доли механических примесей, %;

$\Delta W_{хс}$ – пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений массовой доли хлористых солей, %;

$W_{мв}$ – верхний предел измерений массовой доли воды в сырой нефти, %;

$W_{сгв}$- верхний предел измерений массовой доли свободного газа в сырой нефти, %;

$W_{ргв}$ - верхний предел измерений массовой доли остаточного содержания растворенного газа в сырой нефти, %;

$W_{мв}$ - верхний предел измерений массовой доли механических примесей в обезвоженной дегазированной нефти, %;

$W_{хсв}$ - верхний предел измерений массовой доли хлористых солей в обезвоженной дегазированной нефти, %.

7.3.1 Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы сырой нефти при использовании объемно-массового динамического метода косвенных измерений с применением объемных преобразователей расхода в комплексе с поточным плотномером определяют по формуле

$$\delta Mc = \pm 1{,}1\sqrt{\delta_O^2 + \delta_V^2 + \delta_\rho^2 + \delta_t^2 + \delta_p^2}, \qquad (22)$$

где δ_ρ – пределы допускаемой относительной погрешности поточного плотномера, %.

7.3.2 Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы сырой нефти при использовании прямого метода с применением массовых расходомеров принимают равными пределам их допускаемой относительной погрешности измерений.

7.3.3 Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений массовой доли воды в сырой нефти определяют по формуле

$$\Delta W_{.в} = \frac{\Delta W \times \rho_в}{\rho_c}. \qquad (23)$$

7.3.4 Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений массовой доли свободного газа в сырой нефти определяют по формуле

$$\Delta W_{СГ} = \frac{\delta_{СГ} \times \rho_Г}{\rho_c}. \qquad (24)$$

7.4 Дополнительные погрешности измерений

В процессе разработки МВИ и проектирования УУСН исключают возможное проявление ряда дополнительных систематических и случайных погрешностей измерений, для чего выполняют следующие условия:

7.4.1 При разработке МВИ плотности дегазированной обезвоженной нефти предусматривают стабильное состояние нефти, для чего в процессе подготовки к выполнению измерений плотности исключают неполное дегазирование нефти или чрезмерное удаление ее фракций.

7.4.2 Изменение значений объемных долей свободного и растворенного газа в сырой нефти между двумя периодическими измерениями, регламентированными МВИ массы нетто нефти, устанавливают в границах, не превышающих пределов допускаемой погрешности измерений указанных параметров.

7.4.3 При поверке массовых расходомеров УУСН с помощью прувера и эталонного плотномера среднюю скорость потока сырой нефти на входе пробозаборного зонда устанавливают равной средней скорости основного потока в месте отбора сырой нефти.

7.4.4 Пробоотборную систему УУСН аттестуют по утвержденной методике (например, по методике ГНМЦ ВНИИР), соответствующей следующим основным требованиям:

а) отбираемая пробоотборной системой на узел (блок) качества часть потока сырой нефти соответствует по составу основному потоку сырой нефти на УУСН;

б) минимальное число циклов срабатывания автоматического пробоотборника в течение суток устанавливают в зависимости от вида функции флюктуации объемной доли воды в сырой нефти на УУСН;

в) предельно допускаемый коэффициент несоответствия объема объединенной пробы произведению объема разовой пробы на количество циклов срабатываний автоматического пробоотборника в течение суток устанавливает предприятие - разработчик его конструкторской документации для стандартных условий на конкретный тип автоматического пробоотборника и владелец УУСН для конкретных условий эксплуатации в зависимости от остаточного содержания свободного и растворенного газа.

7.5 Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти

7.5.1 Значение пределов допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти обосновывают на стадии разработки ТЗ на МВИ массы нетто нефти и на проект УУСН на основе технико-экономического анализа в зависимости от условий измерений, выбранного метода измерений и метрологических характеристик средств измерений УУСН.

7.5.2 Значение пределов допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти на УУСН устанавливают в МВИ массы нетто нефти и в нормативных документах на МВИ на основе МИ 2482.

8 ТЕХНИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА КОММЕРЧЕСКОГО УЧЕТА СЫРОЙ НЕФТИ

8.1 Коммерческий учет сырой нефти проводят по аттестованной в установленном порядке МВИ массы нетто сырой нефти на автоматизированных узлах учета сырой нефти, имеющих сертификат об утверждении их типа (серийного или индивидуального образца) и принятых в эксплуатацию в установленном порядке. Примеры оформления технических заданий на проектирование УУСН и разработку МВИ массы нетто нефти приведены в приложениях 4 и 5.

Разработку конструкторской документации и проектов УУСН осуществляют на основе «Рекомендаций по проектированию узлов учета сырой нефти» (АО «Нефтеавтоматика»).

8.2 Средства измерений (СИ), входящие в состав УУСН, а также используемые для измерений параметров нефти согласно МВИ, имеют сертификат об утверждении их типа (или действующее свидетельство о метрологической аттестации) и прошли очередную поверку. Перечень СИ и оборудования для УУСН приведен в приложении 6. Периодичность поверки средств измерений соответствует межповерочным интервалам, установленным при утверждении типов СИ, РД 153-39.4-042.

8.3 Преобразователи расхода УУСН поверяют в соответствии с документами на методики поверки, утвержденными в установленном порядке, на месте эксплуатации с помощью эталонных СИ, технические характеристики которых соответствуют условиям поверки и измерений на УУСН.

8.4 Состав СИКН УУСН, технические и метрологические характеристики СИ и оборудования, входящего в состав СИКН, соответствуют проекту или конструкторской документации (КД) на УУСН, разработанным на основании технического задания, настоящей рекомендации, рекомендаций по проектированию коммерческих УУСН. Рабочий проект на коммерческий УУСН подлежит метрологической экспертизе в ГНМЦ ВНИИР или в другом специализированном в данной области ГНМЦ Госстандарта России.

8.5 Ответственность за техническое состояние и метрологическое обеспечение УУСН несет его владелец. Взаимоотношения между сдающей и принимающей сторонами, между владельцем УУСН и организацией, проводящей его обслуживание, определяют в договоре.

На основании КД, проекта на УУСН, инструкций по эксплуатации СИ и оборудования владелец УУСН разрабатывает и согласовывает с партнерами по поставке нефти «Инструкцию по эксплуатации УУСН» для конкретного УУСН, учитывающую условия эксплуатации и регламентирующую условия, изложенные в МВИ массы нетто сырой нефти.

8.6 Требования к погрешности СИ, применяемых на УУСН, приведены в таблице 1.

Таблица 1

*Наименование СИ, входящих в состав СИКН УУСН	Пределы допускаемой погрешности СИ	Примечание
1	2	3
1. Установка коммерческого учета товарной и сырой нефти блочная	± 0,25 % (при измерениях массы сырой нефти)	**При условии ограничения содержания свободного газа и изменения вязкости сырой нефти в течение межповерочного интервала в пределах, установленных техническими характеристиками
2. Преобразователь объемного расхода (турбинный, роторный, лопастной и др.)	± 0,15 %	То же
3. Преобразователь массового расхода	± 0,25 %	То же
4. Преобразователь давления	± 0,6 %	
5. Преобразователь температуры	± 0,2 °С	
6. Преобразователь плотности поточный	± 0,03 %	
7. Устройство обработки информации УОИ (БОИ)	± 0,05 %	
8. Вторичный прибор преобразователя расхода – измерительный канал УОИ	± 0,05 %	
9. Преобразователь влагосодержания поточный	± 0,06 % ± 0,1 % ± 0,2 % ±1 %	В диапазоне измерений 0 – 3 % В диапазоне измерений 0 – 10 % В диапазоне измерений 0 – 20 % В диапазоне измерений 0 – 100 %
10. Вязкозиметр	± 1 %	
11. Устройство по корректировке коэффициента преобразования ТПР по расходу или вязкости	± 0,05 %	
12. Суммирующий прибор	± 0,05 %	

8.7 При условии выполнения положений, изложенных в данном рекомендации, и использовании СИ с метрологическими характеристиками, приведенными в таблице 1, при проектировании и разработке УУСН и МВИ могут быть нормированы значения пределов допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, приведенные в таблице 2.

Таблица 2

№ п/п	Содержание воды в сырой нефти на УУСН, объемная доля, %	Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %	Примечание
1	0 - 3	± 0,35	
2	0 -10	± 0,4	
3	0 -20	± 0,5	
4	0 - 50	± 2,5	
5	0 - 80	± 5,5	***Без предварительного сброса воды

Примечания:

*Допускается на стадии разработки проекта УУСН выбор СИ с другими метрологическими характеристиками, с учетом их влияния на пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти.

** Отсутствие свободного газа в сырой нефти контролируют индикатором наличия свободного газа или поточным прибором.

***Коммерческий учет сырой нефти с содержанием воды свыше 50 % объемной доли проводят с предварительным сбросом воды.

9 ДОПОЛНИТЕЛЬНЫЕ УСЛОВИЯ

9.1 Измерения вязкости жидкости в потоке на УУСН проводят при крайних значениях концентрации воды и температуры на УУСН в пределах календарного года. Допускается измерения вязкости сырой нефти, представляющей собой стойкую водонефтяную эмульсию, проводить в лабораторных условиях.

9.2 Измерения остаточного содержания свободного и растворенного газа при уточнении условий измерений на УУСН проводят при двух крайних значениях давления на УУСН через равные промежутки времени в течение периода, установленного программой исследований.

9.3 При изменении условий измерений уточняют режимы работы технологического оборудования, влияющие на условия измерений и вносят изменения в регламент работы УУСН и в МВИ массы нетто нефти.

9.4 Пробоотборная система УУСН в целом включает: размещенный в трубопроводе измерительной линии УУСН смеситель (перемешивающее устройство), установленное последовательно с ним пробозаборное устройство, циркуляционный насос, диспергаторы, кран для ручного отбора проб, пробосборник, автоматический пробоотборник, регулятор с регулирующим клапаном, обратный клапан, запорную арматуру.

9.5 Перед пуском в эксплуатацию УУСН, а также при изменении условий измерений, установленных в документах на МВИ массы нетто нефти:

- проверяют качество однородности и, соответственно, обеспечение качественных условий отбора сырой нефти из трубопровода. При неудовлетворительных результатах повышают эффективность перемешивающих устройств на измерительных линиях;
- определяют минимально допускаемое число циклов срабатывания автоматического пробоотборника в течение суток;
- сравнивают коэффициент несоответствия объема объединенной суточной пробы с предельно допускаемым. При превышении коэффициента несоответствия объема объединенной суточной пробы над предельно допускаемым, выявляют и устраняют причину превышения.

Приложение А

(рекомендуемое)

УУСН №

Наименование предприятия, сдающего нефть

АКТ УЧИТЫВАЕМЫХ ПАРАМЕТРОВ

(ФОРМА)

Дата, время	K_{VA}, $м^3$/имп	K_{VB}, $м^3$/имп	C_C, %	$C_П$, %	$K_{СГ}$	$K_{РГ}$	F, $МПа^{-1}$	$\beta_Н$, $°С^{-1}$	$\rho_Н$, т/$м^3$	$\rho_{ВОЗ}$, т/$м^3$	$\rho_Г$, т/$м^3$	$\rho^*_Г$, т/$м^3$	$V_{РГ}$, $м^3/м^3$	$V_{СГ}$, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15

Приложение: справки о результатах определения параметров.

Представитель предприятия, сдающего нефть _____ _____

подпись инициалы, фамилия

Дата _____

Приложение Б

(рекомендуемое)

УУСН №

_____

Наименование предприятия, сдающего нефть

ПРОТОКОЛ РЕГИСТРАЦИИ РЕЗУЛЬТАТОВ ИЗМЕРЕНИЙ МАССЫ НЕФТИ

№_____ от_____

(ФОРМА)

Время	Объем сырой нефти	Объем сырой нефти по нарастанию	Масса нетто нефти	Масса нетто нефти по нарастанию	$\rho_{н}$ (плотность обезв. дегаз. нефти)	W (объемная доля воды в сырой нефти)	t (температура сырой нефти на УУСН)	P (давление на УУСН)
мин. (с)	$м^3$	$м^3$	т	т	$т/м^3$	%	°С	МПа

Представитель предприятия, сдающего нефть

_____ _____

подпись инициалы, фамилия

Дата _____

Представитель партнера по учетно - расчетным операциям

_____ _____

подпись инициалы, фамилия

Дата_____

Приложение В

(рекомендуемое)

АКТ_____

ПРИЕМА - СДАЧИ НЕФТИ ПО УУСН №

(ФОРМА)

_____ 200 __г.

Предприятие: _____

узел учета сырой нефти №

Представитель пункта приема-сдачи _____ ,

действующий на основании доверенности №_____ , от _____ 200 г.

и представитель _____ ,

действующий на основании доверенности №_____ , от _____ 200 г.

составили настоящий акт о том, что первый сдал, а второй принял нефть,

перекачиваемую с _____

часы, минуты, секунды, число, месяц, год

_____ по _____

часы, минуты, секунды, число, месяц, год

_____

Суммарная масса нетто нефти составляет _____ _____ т,

в т.ч. по партиям: _____ т.

_____ т.

_____ т.

Приложения: 1 Протоколы регистрации результатов измерений массы нетто нефти.

2 Акты учитываемых параметров.

Настоящий акт является основанием для финансовых расчетов.

Сдал: _____ _____ _____

должность подпись инициалы, фамилия

Принял: _____ _____ _____

должность подпись инициалы, фамилия

Приложение Г

(рекомендуемое)

СОГЛАСОВАНО

Руководитель предприятия -

приемщика

_____

«_____» _____ 200 г.

УТВЕРЖДАЮ

Руководитель предприятия,

сдающего нефть (владельца УУСН)

_____

«_____» _____200 г.

УЗЕЛ УЧЕТА СЫРОЙ НЕФТИ КОММЕРЧЕСКИЙ

(наименование проектируемого объекта)

Техническое задание на рабочий проект

(Форма)

СОГЛАСОВАНО

Руководитель предприятия -

разработчика проекта

_____

«_____» _____ 200... г.

200... г.

1 Наименование проектируемого объекта: Узел учета сырой нефти коммерческий УУСН (№ , пр.)

2 Основание для проектирования: договор №

3 Вид строительства: (новое строительство, модернизация , реконструкция)

4 Цель модернизации (реконструкции)

5 Назначение объекта: коммерческий учет сырой нефти

6 Месторасположение объекта: (район, пункт, площадка строительства, место в технологической схеме предварительной подготовки и транспортировки нефти)

7 Номенклатура и объем производства: (один узел учета сырой нефти)

8 Исходные данные для проектирования

8.1 Режим работы УУСН - непрерывный (цикличный)

8.2 Технологическая схема, состав УУСН

8.3 Наименование, тип эталонного средства измерений расхода (для поверки расходомеров), его производительность, $м^3/ч$ (т/ч)

8.4 Метрологические характеристики УУСН (пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти. пределы допускаемой относительной погрешности измерений объема или массы сырой нефти (жидкости), %

8.5 Максимальная и минимальная пропускная способность УУСН, $м^3/ч$ (т/ч)

8.6 Количество измерительных линий (БИЛ) в УУСН, включая контрольную и резервные, шт.

8.7 Максимальное и минимальное рабочее давление на УУСН, МПа

8.8 Максимальная и минимальная температура рабочей среды на УУСН в течение года, °С

8.9 Пределы изменения вязкости сырой нефти в рабочих условиях в течение года, сСт

8.10 Максимальная и минимальная плотность сырой нефти в рабочих условиях, $кг/м^3$

8.11 Максимальная и минимальная плотность дегазированной обезвоженной нефти, приведенная к нормальным условиям, $кг/м^3$

8.12 Пределы изменений содержания воды в сырой нефти (с учетом нештатных режимов), объемная доля, %

8.13 *Пределы изменений содержания остаточного свободного газа в сырой нефти на УУСН в рабочих условиях, объемная доля, %

8.14 **Пределы изменений содержания растворенного газа в сырой нефти, $м^3/м^3$

8.15 Плотность попутного газа, $кг/м^3$

8.16 Плотность пластовой воды, кг/м^3

8.17 Максимальное содержание мехпримесей в сырой нефти, массовая доля, %

8.18 Объемная доля сероводорода в нефти, %

8.19 Объемная доля парафина в нефти, %

8.20 Особенности структуры потока сырой нефти (стойкая эмульсия или наличие свободной воды) и ее физико-химические свойства

8.21 Возможные нештатные режимы работы и пределы изменений параметров при этих режимах

8.22 Длительность планируемого периода времени между двумя очередными измерениями остаточного содержания свободного и растворенного газа в сырой нефти на УУСН

9 Диаметр подводящего и отводящего нефтепровода к УУСН

10 Особые условия проектирования

11 Дренаж нефти и нефтесодержащих стоков (в дренажную систему)

12 Промливцевые стоки с площадки, УУСН и эталонного преобразователя расхода (в дренажную емкость)

13 Электроснабжение УУСН (основное, резервное)

14 Контрольные кабельные линии

15 Наименование строительно-монтажной организации

16 Наименование проектной организации

17 Заказчик

18 Сроки начала и окончания строительства

19 Стадийность проектирования (рабочий проект)

20 Состав проекта

21 Охрана труда, техника безопасности, противопожарные мероприятия и мероприятия по охране окружающей среды

Примечания:

*При разработке технического задания на проектирование УУСН предусматривают меры, обеспечивающие исключение возможности выделения свободного газа в сырой нефти. Давление, Рмин, на выходе УУСН устанавливают по формуле

$$Рмин > Рс + \Delta Р,$$

где Рс – максимально допускаемое давление сепарации в установке перед УУСН, МПа;

$\Delta Р = 0,1\text{-}0,5$ МПа (запас по давлению).

**Измерения остаточного содержания свободного и растворенного газа на УУСН проводят при двух крайних значениях давлений на УУСН через равные промежутки времени в течение установленного программой исследований периода.

Приложения к техническому заданию:

1 Протоколы измерений остаточного содержания свободного и растворенного газа

2 Физико-химические характеристики нефти

3 Генеральный план площадки строительства (горизонтальные и вертикальные планировки, сводный план инженерных сетей)

4 Технические условия на: электроснабжение, теплоснабжение, водоснабжение, канализацию

5 Задание на составление сметной документации

6 Характеристика верхних грунтов, максимальный уровень грунтовых вод, максимально-допускаемая нагрузка на грунты, кг/см^2.

Подписи ответственных исполнителей:

Согласовано: главный инженер проекта

Приложение Д

(рекомендуемое)

СОГЛАСОВАНО	УТВЕРЖДАЮ
Руководитель предприятия	Руководитель предприятия
(партнер по поставке, переработке	
или транспортировке нефти)	(Заказчик)
_____	_____
«_____» _____ 200 г.	«_____» _____200 г.

МАССА НЕФТИ

МЕТОДИКА ВЫПОЛНЕНИЯ ИЗМЕРЕНИЙ НА УЗЛЕ УЧЕТА СЫРОЙ НЕФТИ №

(предприятие)

Техническое задание

(Форма)

СОГЛАСОВАНО

Руководитель организации –

разработчика МВИ

_____

«_____» _____ 200 г.

200... г.

1 НАИМЕНОВАНИЕ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

1.1 Наименование: Масса нефти. Методика выполнения измерений на узле учета сырой нефти (УУСН) №... предприятия

1.2 Настоящая методика выполнения измерений (МВИ) предназначена для использования на узле учета сырой нефти (далее - УУСН) на предприятии (наименование) при коммерческом учете в процессе расчетно-учетных операций массы нетто нефти. В МВИ должны быть учтены особенности оснащения УУСН, параметров сырой нефти и требования к нормам погрешности измерений.

МВИ не может быть использована на узлах учета нефти другими предприятиями и фирмами.

2 ОСНОВАНИЕ ДЛЯ РАЗРАБОТКИ

2.1 Основанием для разработки является договор №... и данное техническое задание.

3 ОСНОВНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ

3.1 УУСН должен соответствовать МИ 2693-2001. ГСИ «Порядок проведения коммерческого учета сырой нефти на нефтедобывающих предприятиях. Основные положения», «Рекомендации по проектированию узлов учета сырой нефти». АО «Нефтеавтоматика», проекту коммерческого УУСН №... и принят в эксплуатацию в соответствии с действующими нормами и правилами.

3.2 Все средства измерений узла учета должны быть поверены в установленном порядке.

3.3 Методика должна соответствовать требованиям ГОСТ Р 8.563-96 .

3.4 Документ на МВИ должен соответствоватьтребованиям НД ГСС и НД ГСИ.

4 ОСНОВНЫЕ ПАРАМЕТРЫ И ХАРАКТЕРИСТИКИ СРЕДЫ НА УУСН

4.1 Измеряемая среда сырая нефть.

4.2 Пропускная способность УУСН, $м^3/ч$

- максимальная
- минимальная

4.3 Давление, МПа

- максимальное
- минимальное

4.4 Температура , °С

- максимальная
- минимальная

4.5 Вязкость, мм^2/с:

- максимальная

- минимальная

4.6 Максимальная и минимальная плотность сырой нефти в рабочих условиях, т/м^3

4.7 Плотность обезвоженной дегазированной нефти при нормальных условиях, т/м^3

4.8 Содержание парафина, %, максимальное

4.9 Плотность пластовой воды в нормальных условиях, т/м^3 от до

4.10 Плотность газа растворенного и свободного, приведенного к нормальному давлению, т/м^3

4.11 Объемная доля воды в сырой нефти, % , не более

4.12 *Объемная доля свободного газа в сырой нефти в рабочих условиях, % от до

4.13 *Концентрация растворенного газа, приведенного к нормальным условиям, объемная доля, м^3 (газа) / м^3 нефти от до

4.14 Содержание механических примесей в сырой нефти, массовая доля, %

4.15 Особенности структуры потока сырой нефти (стойкая эмульсия или наличие свободной воды) и физико-химические свойства ее; основные данные.

Примечание:

*Измерения остаточного содержания свободного и растворенного газа на УУСН должны проводиться при двух крайних значениях давления на УУСН через равные промежутки времени в течение периода, равного времени между двумя планируемыми периодическими измерениями указанных параметров в процессе эксплуатации УУСН.

Допускаются в обоснованных случаях измерения остаточного содержания свободного и растворенного газа при уточнении условий измерений на УУСН проводить в течение более короткого периода по утвержденной программе.

5 РЕЖИМ РАБОТЫ УЗЛА УЧЕТА СЫРОЙ НЕФТИ

5.1 Место установки УУСН (объект, площадка и место в технологической схеме): .... .

5.2 Технологическая схема УУСН

5.3 Количество измерительных линий в УУСН, включая контрольную и резервные: ... .

5.4 Режим работы УУСН: непрерывный, (цикличный) автоматический.

5.5 Режим работы эталонного средства измерений расхода: периодический.

5.6 Способ поверки работы эталонного средства измерений расхода: .... .

5.7 Периодичность отбора объединенной пробы: не менее 1 раза в сутки.

5.8 Возможные нештатные режимы работы УУСН, технологического оборудования и пределы изменений параметров рабочей среды: .... .

5.9 Периодичность измерений остаточного содержания свободного и растворенного газа в сырой нефти в процессе эксплуатации УУСН, сутки (месяцы): .... .

6 ОСНОВНЫЕ МЕТРОЛОГИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

6.1 Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы сырой нефти и массы нетто нефти: ... %.

6.2 Для обеспечения указанных значений погрешностей пределы допускаемых погрешностей средств измерений (СИ), входящих в состав УУСН составляют:

6.2.1 Поточный преобразователь плотности
с абсолютной погрешностью, кг/м^3: не более .... .

6.2.2 Автоматический влагомер
с абсолютной погрешностью, %: не более .... .

6.2.3 Массовые (объемные) расходомеры с допускаемой
относительной погрешностью, %: не более .... .

6.2.4 Преобразователи давления
с основной погрешностью, %: не более .... .

6.2.5 Преобразователи температуры
с абсолютной погрешностью, °С: не более .... .

6.2.6 Манометры
с классом точности: не ниже .... .

6.2.7 Термометры стеклянные
с ценой деления, °С: .... .

7 СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ, ВСПОМОГАТЕЛЬНЫЕ УСТРОЙСТВА

7.1 В состав УУСН входят следующие узлы и блоки:

7.1.1 Блок контроля качества (или измерительная линия контроля качества), содержащий: (указать состав).

7.1.2 Блок измерительных линий, включающий фильтры (далее по тексту БИЛ), содержащий: (указать состав).

7.1.3 Эталонное средство измерений расхода с узлом обвязки,
с производительностью, ... м^3/ч (т/ч).

7.1.4 Система обработки информации.

7.1.5 Индикатор содержания свободного газа.

8 ОХРАНА ТРУДА, ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ И ПРОТИВОПОЖАРНЫЕ МЕРОПРИЯТИЯ, МЕРОПРИЯТИЯ ПО ОХРАНЕ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

8.1 МВИ должна обеспечивать выполнение требований действующих норм и правил по технике безопасности, охране труда, окружающей среды и противопожарные мероприятия

Приложения к техническому заданию:

1 **Протоколы измерений остаточного содержания свободного и растворенного газа.**

2 **Физико-химические характеристики нефти.**

Ответственный исполнитель:

_____	_____	_____
должность	**подпись**	**инициалы, фамилия**

Приложение Е

(справочное)

ПЕРЕЧЕНЬ СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ И ОБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ УУСН

Таблица

№ п/п	Наименование, тип, фирма - изготовитель	ТУ, основные характеристики	Примечание
Установки учета нефти, внесенные в Государственный реестр средств измерений			
1	Установка оперативного учета нефти блочная БУУН-О, Бугульминский опытный завод «Нефтеавтоматика"	15 типоразмеров по ТУ39-00147654-037-95. Диапазоны расходов зависят от условного диаметра и количества измерительных линий и находятся в пределах от 8 до 1800 $м^3$/ч. Рабочая среда - сырая нефть с содержанием воды до 100 %. Назначение: коммерческий и оперативный учет сырой нефти	Массу нетто нефти измеряют согласно МВИ. Сертификат об утверждении типа № 2299
2	Установка коммерческого учета нефти блочная БУУН-К, Бугульминский опытный завод «Нефтеавтоматика"	15 типоразмеров по ТУ39-00147654-036-95. Диапазоны расходов зависят от условного диаметра и количества измерительных линий и находятся в пределах от 8 до 1800 $м^3$/ч. Рабочая среда: товарная нефть. Допускается применение установки для учета сырой неподготовленной нефти с содержанием воды до 3 %	Массу нетто нефти измеряют согласно МВИ. Сертификат об утверждении типа № 2298
Блоки, узлы УУСН			
3	Блок контроля качества нефти БКН-О, Бугульминский опытный завод «Нефтеавтоматика"	ТУ3900147654-039-95. Назначение: коммерческий и оперативный учет сырой нефти	
4	Блок контроля качества нефти БКН-К, Бугульминский опытный завод «Нефтеавтоматика"	ТУ3900147654-038-95. Допускается применение при учете сырой неподготовленной нефти с содержанием воды до 3 %	
5	Блок измерительных линий БИЛ-1 и БИЛ-2, Бугульминский опытный завод «Нефтеавтоматика"	15 типоразмеров по ТУ39-00147654-036-95. Диапазоны расходов зависят от условного диаметра и количества измерительных линий, и находятся в пределах от 8 до 1800 $м^3$/ч	
6	Блок фильтров БФ (вертикальный), Бугульминский опытный завод «Нефтеавтоматика"	ТУ39-00147654-036-95 и по ТУ39-00147654-037-95	
7	Катушка «К», Бугульминский опытный завод «Нефтеавтоматика"	ТУ39-00147654-036-95 и по ТУ39-00147654-037-95	

8	Фильтр типа МИГ-ФГ, Бугульминский опытный завод «Нефтеавтоматика»	ТУ 39-00147654-045-96	Горизонтальный, удобный в эксплуатации
9	Блок фильтров БФ-150-6,3, Бугульминский опытный завод «Нефтеавтоматика»	ТУ 39-001147654-036-95, на базе горизонтальных фильтров МИГ-ФГ	Отпадает необходимость использования грузоподъемных механизмов
		Преобразователи расхода	
10	Счетчик нефти турбинный «Норд-М»	ТУ 39-1478-90. Диапазон расходов, $м^3/ч$: от 7 до 900 (в зависимости от типоразмера). Кинематическая вязкость (1-20) $\bullet 10^{-6}$ $м^2/с$. Пределы допускаемой относительной погрешности измерений в диапазоне расходов: от 20 до 100% от максимального расхода: счетчиков Ду ≤ 80 мм: ±1,5 %; счетчиков Ду ≥ 100мм: ±1,0 %; от 60 до 100 % от максимального расхода: счетчиков Ду ≤ 80 мм: ± 1,0 %; счетчиков Ду ≥ 100мм: ± 0,5 %. В комплекте с вторичным прибором «Вега -3» (Дельта-2): ± 0,15 %	Низкая стоимость
11	Счетчик нефти турбинный МИГ, Бугульминский опытный завод «Нефтеавтоматика»	Диапазон расходов, $м^3/ч$: от 8 до 4000 (в зависимости от типоразмера). Пределы допускаемой относительной погрешности измерений при кинематической вязкости (1-100) $\bullet 10^{-6}$ $м^2/с$ в диапазоне расходов от 20 до 100 % от максимального расхода: в комплекте с вторичным прибором «Вега -3» (Дельта-2): ± 0,15 %; без корректировки по вязкости в диапазоне изменения вязкости ± $5\bullet 10^{-6}$ $м^2/с$: ± 0,15 %	Низкая стоимость

12	Преобразователь расхода жидкости турбинный MVTM, фирма «Smith Meter Ins»	Диапазон расходов, м^3/ч: от 14 до 3020 (в зависимости от типоразмера): Систематическая составляющая погрешности преобразователя: ± 0,15 %. Повторяемость: ± 0,02 %. Допускаемые пределы изменения вязкости: ±15 сСт, с корректором UPCC: не менее ±30 сСт	Высокая стоимость
13	Объемные камерные счетчики моделей H8, JB10, K12, M16 и др., фирма «Smith Meter Ins»	Пределы допускаемой относительной погрешности измерений в диапазоне вязкости до 400 сПз: ± 0,15 %. Отношение макс. расхода к минимальному: до 100:1	По специальному заказу до 2000 сПз
14	Расходомеры массовые Micro Motion типов F, DS, DH, DT, DL, CMF, фирма «Fisher Rosemount»	Диапазон расходов, т/час: от 0.0025 до 680 (в зависимости от типоразмера). Каналы измерений: - массовый расход и масса; - объемный расход и объем; - плотность среды. Пределы основной относительной погрешности измерений расхода: не более ±0,2 %	Независимость результатов измерений массового расхода от вязкости, плотности, температуры, давления, режима течения жидкости
15	Измерительные (ультразвуковые) преобразователи расхода жидкости XMT 868, PT 868, PT 868 - R, 2PT 868, фирма Panametrics	Диапазон измерений скорости: 0 –12,2 м/с. Внешний диаметр трубопровода: 1,0 - 5080,0 мм. Пределы допускаемой относительной погрешности измерений скорости объемного расхода и количества: ±1 % (со стационарными датчиками); ±2 % (с накладными датчиками); ±5 % (при зондирующем методе). Максимальное объемное содержание пузырьков свободного газа: 5 % (с накладными датчиками); 30 % (при зондирующем методе)	Внесены в Государственный Реестр СИ
16	Блок резервного учета расхода нефти ИВР-02, ОАО «ИМС» г. Москва	Индикация полного объема – 6 десятичных разрядов. Значение одного импульса отсчета – 1м^3	С учетом коэффициента преобразования ТПР
	Автоматические влагомеры сырой нефти		
17	Влагомер сырой нефти ВСН-БОЗНА, Бугульминский опытный завод «Нефтеавтоматика"	Диапазон измерений влажности нефти: 0 – 100%. Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности в диапазонах: 0 – 60 % ± 2,5 %; 0 –100 % ± 4,0 %	Низкая стоимость

18	Влагомер нефти поточный ВНП-100, Бугульминский опытный завод «Нефтеавтоматика"	Диапазон измерений влажности нефти: 0 – 100 %. Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности в диапазонах: 0 – 10 % ± 0,1 %; 10 - 60 % ± 2,5 %; 60 –100 % ± 4,0 %	Диаметр условного прохода первичного преобразователя, Ду, 100 мм
19	Микропроцессорный (интеллектуальный) влагомер, компания Phase Dynamics	Диапазон измерений влажности нефти: 0 – 100 %. Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности в диапазонах: 0 – 4 % ± 0,04 %; 0 - 20 % ± 0,2 %; 0 –100 % ± 1,0	Определяет автоматически при измерениях тип эмульсии: «вода в нефти» или «нефть в воде». Высокая стоимость
		Поточные плотномеры	
20	Датчик плотности 7835B, фирма Solartron	Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности: ± 0,3 кг/м^3	
21	Плотномер модели FD 960, фирма Onix	Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности: ± 0,3 кг/м^3.	
		Поточные вискозиметры	
22	Вискозиметр 7827, фирма Solartron	Диапазон измерений вязкости: 1-20000 сПз	Имеется канал измерений плотности
		Датчики температуры	
23	Датчик температуры модели 244EH-11-Q4, фирма «Fisher Rosemount»	Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности: ± 2 °С. Диапазон измерений: 0-50 °С. Выходной сигнал: 4-20 мА	
		Датчики давления	
24	Датчик избыточного давления модели 3051 TG, фирма «Fisher Rosemount»	Пределы допускаемой основной погрешности: ± 0,25 %	
25	Датчик избыточного давления Метран-43 Ех ДИ, Концерн «Метран»	Диапазон: 0,4 – 40 МПа Пределы допускаемой основной погрешности: ± 0,25; ± 0,5 %	
26	Преобразователь избыточного давления «Сапфир-22 Ех ДИ», Челябинский завод «Прибор»	Диапазон: 4,0; 6,0 МПа Пределы допускаемой основной погрешности: ± 0,25; ± 0,5 %	
27	Датчик перепада давлений «Метран-43 Ех ДД», Концерн «Метран»	Избыточное давление: 4,0; 6,0 МПа Перепад давлений: 6,3-630 кПа Пределы допускаемой основной погрешности: ± 0,2; ± 0,25; ± 0,5 %	

28	Преобразователь разности давлений «Сапфир-22 Ех ДД», Челябинский завод «Прибор»	Избыточное давление: 4,0; 6,0 МПа Перепад давлений: 6,3-630 кПа Пределы допускаемой основной погрешности: ± 0,2; ± 0,25; ± 0,5 %	
	Индикаторы и измерители содержания газа		
29	Индикатор фазового состояния ИФС-1в	Сигнализация при объемном содержании свободного газа более 0,5 %	
30	Измеритель содержания свободного газа в нефти типа УОСГ-100СКП		
31	Измеритель содержания растворенного газа в нефти УОДС-1-СКП		
	Пробоотборники автоматические и системы		
32	Пробоотборник автоматический МАВИК-НС, Бугульминский опытный завод «Нефтеавтоматика»	Объем разовой пробы (за цикл): 10 $см^3$. Объем пробы, вмещающейся в баллон: 3000 $см^3$. Рабочая среда: сырая нефть с содержанием воды до 98 %. Рабочее давление: до 6,3 МПа	Ограниченное число циклов срабатывания за сутки
33	Пробоотборник автоматический МАВИК-НТ, Бугульминский опытный завод «Нефтеавтоматика»	Объем разовой пробы (за цикл): 20$см^3$. Объем пробы, вмещающейся в баллон: 3000 $см^3$. Рабочая среда: сырая нефть с содержанием воды до 30 %. Рабочее давление: до 6,3 МПа	Ограниченное число циклов срабатывания за сутки
34	Изокинетитический пробоотборник сырой нефти серии «С», CLIF MOCK COMPANY	Объем разовой пробы (за цикл): 1,5 $см^3$	
35	Циркуляционная система СМС - 250 с пробоотборным зондом С-22, С-22V, CLIF MOCK COMPANY	Объем разовой пробы (за цикл): 1,5 $см^3$	
36	Система и автоматический пробоотборник Jiskoot, Jiskoot Autocontrol Ltd	Состав, типоразмер и характеристики по требованию заказчика	При представленных требованиях, включая гарантии, высокая надежность. Высокая стоимость

37	Смеситель Jiskoot, Jiskoot Autocontrol Ltd	Состав, типоразмер и характеристики по требованию заказчика	Обеспечение выполнения заданных функций и требований
38	Диспергатор	ГОСТ 2517-85 Изменение №1. Дата введения 1999-01-01	
	Насосы циркуляционные		
39	Агрегат электронасосный герметичный ЦМГ, концерн «Российские насосы»	Подача: 2,5 - 25 $м^3$/ч. Вязкость рабочей среды: до 20 сСт Давление (на входе) в контуре: 2,5 МПа	До 100 сСт и до 6,3 МПа – по требованию заказчика
40	Насос шестеренчатый (блок насоса откачки), АО «Нефтеавтоматика»	Подача без противодавления: 18 $м^3$/ч. Подача при перепаде давления между выходом и входом насоса 0,6 МПа: 12 $м^3$/ч. Вязкость среды: до 2000 сСт. Давление на входе максимальное: 4 МПа	Используется на массоизмерительной установке типа АСМА-Т и АСМА АО «Нефтеавтоматика»
41	Насос одновинтовой НРЭ4, ОАО НПО «ИСКРА»	Подача: не менее 4 $м^3$/ч. Вязкость рабочей среды: до 100 000 сСт	Давление (на входе) в контуре до 6,3 МПа - по требованию заказчика