



## Об утверждении Правил измерения и взвешивания нефти, добытой недропользователем на контрактной территории

### *Утративший силу*

Постановление Правительства Республики Казахстан от 12 ноября 2010 года № 1195. Утратило силу постановлением Правительства Республики Казахстан от 7 сентября 2015 года № 750

**Сноска. Утратило силу постановлением Правительства РК от 07.09.2015 № 750 (вводится в действие со дня его первого официального опубликования).**

### **Примечание РЦПИ.**

**В соответствии с Законом РК от 29.09.2014 г. № 239-V ЗРК по вопросам разграничения полномочий между уровнями государственного управления см. приказ Министра энергетики Республики Казахстан от 23 февраля 2015 года № 133.**

В соответствии с подпунктом 37) статьи 16 Закона Республики Казахстан от 24 июня 2010 года "О недрах и недропользовании" Правительство Республики  
К а з а х с т а н **ПОСТАНОВЛЯЕТ:**

1. Утвердить прилагаемые Правила измерения и взвешивания нефти, добытой недропользователем на контрактной территории.
2. Признать утратившим силу постановление Правительства Республики Казахстан от 31 мая 2006 года № 478 "Об утверждении Правил измерения и взвешивания нефти, добытой на контрактной территории, производимой подрядчиком" (САПП Республики Казахстан, 2006 г., № 19, ст. 191).
3. Настоящее постановление вводится в действие по истечении десяти календарных дней после первого официального опубликования.

*Премьер - Министр*

*Республики Казахстан*

*К. Масимов*

У т в е р ж д е н ы

постановлением

Правительства

Р е с п у б л и к и

К а з а х с т а н

от 12 ноября 2010 года № 1195

### **Правила**

**измерения и взвешивания нефти,**

**добытой недропользователем на контрактной территории**

## 1. Общие положения

1. Настоящие Правила измерения и взвешивания нефти, добытой недропользователем на контрактной территории (далее - Правила) разработаны в соответствии с подпунктом 37) статьи 16 Закона Республики Казахстан от 24 июня 2010 года "О недрах и недропользовании" и Законом Республики Казахстан от 7 июня 2000 года "Об обеспечении единства измерений".

2. Правила определяют порядок измерения и взвешивания массы нефти, добытой недропользователем на контрактной территории.

3. В настоящих Правилах используются следующие основные понятия:

1) арбитражная проба - контрольная проба, используемая для арбитражного анализа ;

2) измерительная линия контрольная - измерительная линия, применяемая для контроля метрологических характеристик рабочих преобразователей расхода (далее - ПР) ;

3) межконтрольный интервал - промежуток времени между двумя очередными актами контроля, проводимого для выявления отклонения метрологических характеристик средств измерений от значений, определенных при поверке ;

4) учетные операции - операции, проводимые сдающей и принимающей сторонами, заключающиеся в определении массы нефти для последующих расчетов, а также при арбитраже ;

5) диапазон расхода и вязкости нефти рабочий - область значений расходов и вязкости, в которой нормированы их метрологические характеристики используемых ПР ;

6) измерительная линия рабочая - измерительная линия, находящаяся в работе при нормальном режиме эксплуатации системы измерения количества нефти (далее - СИКН) ;

7) нормальные условия - температура окружающей среды  $20^{\circ}\text{C}$  ( $293,15^{\circ}\text{K}$ ), атмосферное давление  $760$  мм рт. ст. ( $101325$  Н/м<sup>2</sup>);

8) контроль метрологических характеристик - определение в период между поверками отклонения значений метрологических характеристик средств измерений от действительных значений или значений, определенных при последней поверке, установление пригодности средств измерений к дальнейшей эксплуатации ;

9) масса балласта нефти - общая масса воды, хлористых солей и механических примесей в нефти ;

10) масса брутто нефти - общая масса нефти, включающая массу балласта ;

11) масса нетто нефти - разность массы брутто нефти и массы балласта ;

12) система измерений количества и показателей качества нефти - совокупность средств измерений (ПР, преобразователей плотности (далее - ПП), влагосодержания, солесодержания, вязкости, температуры, давления, массометров), устройств обработки, хранения, индикации и регистрации результатов измерений, технологического и вспомогательного оборудования (трубопроводов, фильтров, насосов, пробоотборника, запорной и регулирующей арматуры и другого), предназначенных для выработки сигналов измерительной информации в форме, удобной для автоматической и ручной обработки;

13) автоматизированное рабочее место оператора - персональный компьютер с соответствующим программным обеспечением в комплекте с монитором, клавиатурой и принтером, предназначенный для отображения мнемосхемы СИКН, текущих технологических и качественных параметров нефти, измеренных и вычисленных системой обработки информации, формирования отчетных документов и вывода их на печать;

14) измерительная линия (далее - ИЛ) - часть конструкции СИКН, состоящая из ПР или массомера с прямолинейными участками трубопроводов, оснащенными средствами измерений давления и температуры, задвижками и фильтрами;

15) резервная схема учета - система, применяемая для измерения массы нефти при отказе основной схемы - системы измерения количества и показателей качества нефти;

16) измерительная линия резервная - находящаяся в ненагруженном резерве, которая в любой момент может быть включена в работу;

17) мера вместимости - средство измерений объема нефти, имеющее свидетельство о поверке и утвержденную градуировочную таблицу;

18) технологическое оборудование - запорная и регулирующая арматура, трубопроводы, фильтры, струевыпрямители и прямолинейные участки, циркуляционный насос, автоматический и ручной пробоотборники, пробозаборное устройство, дренажные емкости, промывочный насос с соответствующей технологической обвязкой и другие;

19) мера полной вместимости - средство измерений объема нефти, имеющее свидетельство о поверке и оснащенное указателем уровня наполнения (автоцистерны, прицепы-цистерны, полуприцепы-цистерны);

Иные понятия, используемые в настоящих Правилах, применяются в соответствии законами Республики Казахстан от 24 июня 2010 года "О недрах и недропользовании" и от 7 июня 2000 года "Об обеспечении единства измерений" и другими нормативными правовыми актами.

4. Учет нефти осуществляется по контрактной территории по каждой скважине через групповые замерные установки в тоннах. Для обеспечения

достоверности измерения массы нефти, а также контроля за качеством измерения недропользователь должен иметь необходимое оборудование и средства измерения, имеющие действующий сертификат о поверке и внесенные в реестр государственной системы обеспечения единства измерений Республики Казахстан.

## 2. Методы измерений

5. Измерение и взвешивание нефти осуществляется прямыми и косвенными методами.

6. При применении прямых методов измеряют массу нефти с помощью весов, весовых дозаторов и устройств (прямой статический метод), массовых счетчиков и массовых ПР (прямой динамический метод).

7. Косвенный метод подразделяют на объемно-массовый метод и метод, основанный на гидростатическом принципе.

8. Косвенный объемно-массовый метод подразделяется на косвенный объемно-массовый динамический метод и косвенный объемно-массовый статический метод.

9. Косвенный объемно-массовый динамический метод применяют при измерении массы нефти непосредственно на потоке в нефтепроводах. При этом объем нефти измеряют счетчиками или ПР с интеграторами.

10. При применении косвенного объемно-массового динамического метода измеряют объем и плотность нефти при одинаковых или приведенных к одним условиям (температура и давление), определяют массу брутто нефти как произведение значений этих величин, а затем вычисляют массу нетто нефти.

11. Плотность нефти измеряют поточными плотномерами или ареометрами для нефти в объединенной пробе в условиях лаборатории, а температуру нефти и давление при условиях измерения плотности и объема соответственно термометрами и манометрами.

12. Массу нетто нефти определяют как разность массы брутто нефти и массы балласта. Массу балласта определяют как общую массу воды, хлористых солей и механических примесей в нефти. Для этого определяют массовые доли воды, механических примесей и хлористых солей в нефти и рассчитывают их массу.

13. Косвенный объемно-массовый статический метод применяют при измерении массы нефти в градуированных емкостях (вертикальные и горизонтальные резервуары, транспортные емкости и другие).

Массу нефти определяют по результатам измерений:

1) в мерах вместимости:

уровня нефти - стационарным уровнемером или другими средствами

измерений уровня жидкости;  
плотности нефти - переносным или стационарным средством измерений  
плотности, или ареометром;  
температуры нефти - термометром в точечных пробах или с помощью  
переносного или стационарного преобразователя температуры;  
объема нефти - по градуировочной таблице меры вместимости с  
использованием результата измерений уровня;  
2) в мерах полной вместимости:  
плотности нефти - переносным средством измерений плотности, или  
ареометром в лаборатории, лабораторным плотномером, или с применением  
преобразователя плотности;  
температуры нефти - переносным преобразователем температуры или  
термометром в точечной пробе нефти;  
объема нефти, принятого равным действительной вместимости меры,  
значение которой нанесено на маркировочную табличку и указано в  
свидетельстве о поверке, с учетом изменения уровня нефти относительно  
указателя уровня.

Результаты измерений плотности и объема нефти приводят к нормальным условиям или результат измерений плотности нефти приводят к условиям измерений ее объема в мерах вместимости и мерах полной вместимости.

Объем нефти в резервуарах определяют с помощью градуировочных таблиц резервуаров по значениям уровня наполнения, измеренным уровнемером, метроштоком или металлической измерительной рулеткой. В емкостях, градуированных на полную вместимость, контролируют уровень наполнения, и определяют объем по паспортным данным.

14. При применении косвенного метода, основанного на гидростатическом принципе, измеряют гидростатическое давление столба нефти, определяют среднюю площадь заполненной части резервуара и рассчитывают массу нефти, как произведение значений этих величин, деленное на ускорение силы тяжести.

Массу отпущенной (принятой) нефти определяют двумя методами:  
как разность масс, определенных в начале и в конце товарной операции  
вышеизложенным методом;

как произведение разности гидростатических давлений в начале и в конце товарной операции на среднюю площадь сечения части резервуара, из которого отпущена нефть, деленное на ускорение силы тяжести.

15. Гидростатическое давление столба нефти измеряют манометрическими приборами с учетом давления паров нефти.

16. Для определения средней площади сечения части резервуара металлической измерительной рулеткой или уровнемером измеряют уровни

нефти в начале и в конце товарной операции и по данным градуировочной таблицы резервуара вычисляют соответствующие этим уровням средние площади сечения.

Допускается вместо измерения уровня измерять плотность нефти и определять объем нефти для определения массы балласта, как частного от деления массы на плотность.

17. Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти не должны превышать:

0,40 % - при прямом статическом методе измерений взвешиванием на весах расцепленных цистерн;

0,50 % - при прямом статическом методе измерений взвешиванием на весах движущихся нерасцепленных цистерн и составов из них;

0,25 % - при прямом и косвенном динамических методах измерений;

0,50 % - при косвенном статическом методе измерений и косвенном методе измерений, основанном на гидростатическом принципе, массы нефти от 120 т и более;

0,65 % - при косвенном статическом методе измерений и косвенном методе измерений, основанном на гидростатическом принципе, массы нефти до 120 т.

18. Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти не должны превышать:

0,50 % - при прямом статическом методе измерений взвешиванием на весах расцепленных цистерн;

0,60 % - при прямом статическом методе измерений взвешиванием на весах движущихся нерасцепленных цистерн и составов из них;

0,35 % - при прямом и косвенном динамических методах измерений;

0,60 % - при косвенном статическом методе измерений и косвенном методе измерений, основанном на гидростатическом принципе, от 120 т и более;

0,75 % - при косвенном статическом методе измерений и косвенном методе измерений, основанном на гидростатическом принципе, до 120 т.

### **3. Средства измерений**

19. Средства измерений и вспомогательные устройства (в том числе средства вычислительной техники) выбирают на стадии проектирования измерительной системы массы нефти в зависимости от принятых методов измерений, по результатам измерений которых определяют массу нефти, в том числе норм погрешности измерений массы брутто товарной нефти, указанным в пункте 17 настоящих Правил, и массы нетто товарной нефти, указанным в пункте 18 настоящих Правил.

20. Средства измерений, входящие в состав СИКН, должны иметь сертификаты об утверждении типа или о метрологической аттестации, и действующий сертификат о поверке средств измерений в соответствии с законодательством в области обеспечения единства измерений.

21. Поверка осуществляется государственной метрологической службой, а также метрологическими службами юридических лиц, аккредитованными на данный вид деятельности.

22. Средства измерений перед вводом в эксплуатацию, при эксплуатации и после ремонта подлежат поверке согласно приложению 1 к настоящим Правилам. Периодичность поверки определяется уполномоченным органом по техническому регулированию и метрологии.

23. Поверка средств измерений осуществляется в соответствии с нормативными документами по стандартизации, действующими на территории Республики Казахстан.

Ответственность за техническое состояние и метрологическое обеспечение системы измерения количества и показателей качества нефти несет ее владелец.

#### **4. Порядок измерения и взвешивания массы нефти прямыми методами**

##### **4.1. Измерение и взвешивание массы нефти прямым статическим методом**

24. Прямым статическим методом измеряют массу нефти в таре и транспортных средствах путем взвешивания на весах (железнодорожных и автомобильных цистерн) для статического взвешивания среднего класса точности с количеством поверочных делений не менее чем 3000.

25. Масса брутто нефти должна быть в пределах диапазона взвешивания весов. Условия эксплуатации весов должны соответствовать требованиям эксплуатационных документов на конкретные типы весов.

26. Масса нефти железнодорожных цистерн определяется как разница между измеренной массой нагруженных цистерн и массой пустых цистерн, определенной по результатам их взвешивания.

27. Определение массы нефти в цистернах во время движения допускается только на вагонных весах для взвешивания во время движения в соответствии с требованиями инструкции по эксплуатации весов, изложенных в эксплуатационных документах.

## 4.2. Измерение и взвешивание массы брутто нефти прямым динамическим методом

28. Масса нефти, транспортируемой трубопроводом, определяется непосредственно на потоке в нефтепроводах прямым динамическим методом. На результат измерения не влияет изменение вязкости и плотности нефти.

29. Рекомендуемый состав СИКН и пределы допускаемой погрешности приведены в приложении 2 к настоящим Правилам.

30. В процессе эксплуатации массометров контролируется смещение нуля массометра в соответствии с техническим описанием на данный тип массометров.

31. Поверка и контроль массометров проводятся как на месте эксплуатации, так и на поверочном стенде.

Контрольный массометр аттестуется заводом-изготовителем по классу не ниже класса трубопоршневых установок или Прувера по аттестованной методике .

Контроль метрологических характеристик массометров проводится следующим образом :

1) при любом значении расхода из рабочего диапазона массометра одновременно проводится измерение массы нефти массометром и комплектом трубопоршневых поверочных установок (далее - ТПУ) и ПП или контрольным массометром ;

2) отклонение показаний массометра по результатам контроля вычисляется по формуле:

$$\sigma = \frac{M - M_{др}}{M_{др}} \times 100\%, \quad (1)$$

где М - масса брутто нефти, измеренная массометром, т;  
М<sub>др</sub> - масса брутто нефти, измеренная другим прибором - комплектом ТПУ и ПП или контрольным массометром, т.

Отклонение показаний массометра по результатам контроля не должно превышать ± 0,25 %.

## 5. Порядок измерения и взвешивания массы нефти косвенными методами

### 5.1. Измерение и взвешивание массы нефти косвенным объемно-массовым динамическим методом

32. Масса нефти при приемо-сдаточных операциях определяется с помощью ПР и ПП объемно-массовым динамическим методом.

33. При этом, масса вычисляется устройством обработки информации как произведение соответствующих значений объема и приведенной к условиям измерения объема (температура, давление) плотности, или объема или плотности, приведенных к одним нормальным условиям.

При отключении рабочего и отсутствии резервного ПП, плотность нефти определяется по ареометру или лабораторному плотномеру с пределом допускаемой погрешности  $\pm 0,5$  кг/м<sup>3</sup>.

Результат измерений объема нефти, полученный при температуре и давлении нефти в ПР или счетчике нефти, приводится к нормальным условиям.

Значение плотности нефти, измеренное поточным ПП при температуре и давлении в блоке измерения параметров качества нефти, приводится к условиям измерения объема нефти и к нормальным условиям.

34. Устройство обработки информации (далее - УОИ) или автоматизированным рабочим местом оператора осуществляется управление всем процессом учета нефти.

35. Основные требования к эксплуатации СИКН:

1) в процессе эксплуатации СИКН контролируются следующие параметры: расход нефти через измерительные линии. Конструкция СИКН должна обеспечивать при измерении массы расход нефти через измерительные линии с отклонением не более 2,5 % от рабочего диапазона, указанного в сертификате о метрологической аттестации системы;

давление нефти на выходном коллекторе. Давление нефти на выходе СИКН должно обеспечивать бескавитационную работу объемного ПР и быть не менее значения, определенного по формуле:

$$P = 2,06 \cdot P_n + 2\Delta P, \quad (2)$$

где  $P$  - минимальное избыточное давление на выходе СИКН, МПа;

$P_n$  - давление насыщенных паров, МПа;

$\Delta P$  - перепад давления на ПР или массомере, указанный в техническом паспорте, МПа;

Перепад давления на фильтрах должен быть не более значения, указанного в паспорте на данный тип фильтра, или не должен превышать  $2\Delta P_{\text{ф}}$ , где  $\Delta P_{\text{ф}}$  - перепад давления на фильтре на максимальном расходе, определенный на месте эксплуатации после чистки фильтра. Чистка фильтров должна проводиться не реже одного раза в три месяца с оформлением акта.

При отсутствии устройства по корректировке коэффициента преобразования

объемного ПР по вязкости, вязкость нефти не должна отличаться от значений вязкости, при которых проводилась поверка объемного ПР, более чем на пределы, установленные при проведении испытаний для целей утверждения типа или метрологической аттестации в условиях эксплуатации других типов ПР;

2) учет нефти при нарушениях основных требований эксплуатации и отказах средств измерений должен проводиться в соответствии с приложением 3 к настоящим Правилам.

### 36. Основные требования к эксплуатации ПР:

1) при эксплуатации ПР проводят поверку и контроль метрологических характеристик;

2) во время поверки или контроля метрологических характеристик рабочих ПР учет нефти можно проводить по контрольной измерительной линии;

3) поверка ПР должна проводиться на месте эксплуатации в комплекте с элементами измерительных линий (струевыпрямителями, если они предусмотрены проектом, прямыми участками) в рабочем диапазоне расходов, в котором они эксплуатируются в СИКН;

4) коэффициент преобразования ПР может быть введен в УОИ как вручную, так и автоматически после поверки.

В зависимости от способа реализации градуировочной характеристики в УОИ коэффициент преобразования ПР представляют в виде:

1) постоянного значения во всем рабочем диапазоне расходов;

2) значений коэффициента преобразования в различных поддиапазонах расхода;

3) значений коэффициента преобразования в точках рабочего диапазона расходов;

4) в межповерочном интервале проведения контроль метрологических характеристик ПР.

При контроле метрологических характеристик ПР определяются коэффициент преобразования на месте эксплуатации при рабочих условиях в рабочем диапазоне расходов и отклонение полученного значения коэффициента преобразования от значения, установленного на вторичном приборе ПР или УОИ (хранящегося в памяти УОИ).

Контроль метрологических характеристик ПР проводится по трубопоршневой поверочной установке или контрольному ПР на месте эксплуатации через межконтрольный интервал.

Установление межконтрольного интервала ПР проводится в следующем порядке:

1) для каждой вновь вводимой СИКН, а также после реконструкции с заменой ПР определяется межконтрольный интервал ПР. Межконтрольный

интервал определяется также после ремонта ПР;

2) межконтрольный интервал в зависимости от интенсивности эксплуатации ПР устанавливается либо в часах наработки либо в календарном времени (в днях или месяцах) по результатам контроля коэффициента преобразования по ТПУ;

3) при непрерывной работе ПР проводится контроль значения коэффициента преобразования в течение 30 календарных дней с интервалом 5 календарных дней и устанавливается межконтрольный интервал в 5 календарных дней;

4) межконтрольный интервал допускается устанавливать по результатам статистических данных;

5) контроль ПР, находящихся в резерве и длительное время не проходящих контроль, проводится только перед вводом их в эксплуатацию;

6) величина межконтрольного интервала вносится в формуляр СИКН;

7) установление межконтрольного интервала выполняет организация, проводящая обслуживание СИКН, согласовав с представителями сдающей и принимающей сторон.

Основные требования к эксплуатации поточных ПП:

1) поверка поточных ПП проводится по измерительному комплекту металлических напорных пикнометров или по эталонному плотномеру;

2) поверка поточных ПП проводится в лаборатории или на месте эксплуатации. Поверку поточных ПП на месте эксплуатации допускается проводить, если изменение плотности нефти в течение года не превышает  $100 \text{ кг/м}^3$ ;

3) после очередной поверки ПП в лаборатории перед его установкой на место эксплуатации выполняется контроль метрологической характеристики по воздушной точке;

4) для этого в блоке измерения параметров качества нефти или другом приспособленном помещении подается на ПП питание, подключается к измерительной линии плотности и проводится отсчет выходного сигнала при температуре  $(20 \pm 5) ^\circ \text{C}$ .

5) период колебаний выходного сигнала должен соответствовать периоду колебаний, указанному в сертификате поверки (поверка воздухом).

37. Если погрешность ПП при поверке или контроле превышает установленные пределы, он подлежит градуировке с последующей поверкой.

Градуировка поточных ПП проводится по измерительному комплекту пикнометров или по эталонному плотномеру в лаборатории или на месте эксплуатации в соответствии с нормативными документами по стандартизации.

Градуировку поточных ПП допускается проводить на месте эксплуатации, если изменение плотности нефти в течение года не превышает  $100 \text{ кг/м}^3$ .

38. Контроль поточных ПП проводится один раз в 10 календарных дней методом сличения показаний рабочего ПП с результатами измерения плотности нефти эталонным плотномером в рабочих условиях при рабочем значении плотности или с показаниями резервного ПП.

Резервный ПП должен быть чистым и нефть через него должна проходить только при сличении.

Должно выполняться условие:

$$|\rho_{\text{pp}} - \rho_0| > \Delta_{\text{pp}} + \Delta_0, \quad (3)$$

где  $\rho_{\text{pp}}$  - значение плотности нефти, измеренное рабочим ПП, кг/м<sup>3</sup>;  
 $\rho_0$  - значение плотности нефти, измеренное эталонным плотномером резервным ПП, кг/м<sup>3</sup>;

$\Delta_{\text{pp}}$  - предел допускаемой абсолютной погрешности рабочего ПП, кг/м<sup>3</sup>;

$\Delta_0$  - предел допускаемой абсолютной погрешности эталонного плотномера или резервного ПП, кг/м<sup>3</sup>.

При отсутствии эталонного плотномера или до оснащения СИКН резервным ПП контроль рабочих ПП проводится по результатам измерения плотности нефти аналитической лабораторией.

Не реже одного раза в 10 календарных дней показания ПП  $\rho_{\text{pp}}$  сравниваются с результатами измерения плотности нефти ареометром или лабораторным плотномером и вычисляют разность плотностей  $\Delta_{\text{pp}}$ , кг/м<sup>3</sup>, по формуле:

$$\Delta_{\text{pp}} = \rho_{\text{pp}} - \rho_{\text{pp}}, \quad (4)$$

где  $\rho_{\text{pp}}$  - значение плотности нефти, измеренное ареометром или лабораторным плотномером в пробе, отобранной в момент измерения  $\rho_{\text{pp}}$ , приведенное к условиям в блоке измерения параметров качества нефти, кг/м<sup>3</sup>.

Должно выполняться условие:

$$|\Delta_{\text{pp}}| < \Delta_{\text{pp}} + \Delta_0, \quad (5)$$

где  $\Delta$  - погрешность метода измерения плотности ареометром или лабораторным плотномером из свидетельства о метрологической аттестации методики выполнения измерений плотности, кг/м<sup>3</sup>.

До проведения оценки погрешности метода допускается проводить контроль ПП следующим образом.

Определяют  $\Delta_{\text{p}}$  по формуле:

$$\bar{\Delta}_p = \frac{1}{30} \cdot \sum_{i=1}^{30} \Delta_{pi},$$

$$\Delta_{pi} = \rho_{nni} - \rho_{лпi}, \quad \left( \begin{array}{c} 6 \\ 7 \end{array} \right)$$

где  $\bar{\Delta}_p$  - среднее значение разностей  $\Delta_{pi}$ , за первые 30 смен после поверки ПП, проверенных на отклонение от нормы, кг/м<sup>3</sup>. При обнаружении резко выделяющихся измерений их заменяют результатами дополнительных измерений;

$\rho_{nni}$  - значение плотности нефти, измеренное рабочим ПП в i-ую смену за первые 30 смен после поверки, кг/м<sup>3</sup>;

$\rho_{лпi}$  - значение плотности нефти, измеренное ареометром или лабораторным плотномером в пробе, отобранной в момент измерения  $\rho_{nni}$ , приведенное к условиям в блоке измерения параметров качества нефти, кг/м<sup>3</sup>.

Не реже одного раза в 10 календарных дней показания рабочего ПП сравниваются с плотностью нефти, измеренной ареометром или лабораторным плотномером, и вычисляется разность плотностей, кг/м<sup>3</sup>, по формуле:

$$\Delta_p = \rho_{nn} - \rho_{лп}, \quad (8)$$

где  $\rho_{лп}$  - значение плотности нефти, измеренное ареометром или лабораторным плотномером в пробе, отобранной в момент измерения  $\rho_{nn}$ , приведенное к условиям в блоке измерения параметров качества нефти, кг/м<sup>3</sup>.

Должно выполняться условие:

$$|\Delta_p - \bar{\Delta}_p| < (\Delta_{nn} + \Delta_{лп}), \quad (9)$$

где  $\Delta_{лп}$  - предел допускаемой погрешности ареометра ( $\pm 0,5$  кг/м<sup>3</sup>) или лабораторного плотномера, кг/м<sup>3</sup>, (берут из свидетельства о поверке).

Если условия (5) или (9) не выполняются, выясняется причина отклонения: ошибки измерений, несоблюдение условий контроля, неучтенные факторы.

При несоблюдении условий в течение трех смен подряд и в случае метрологического отказа ПП демонтируют, промывают, снова устанавливают в блоке измерения параметров качества нефти и контролируют по настоящему методу. При получении отрицательных результатов в течение двух дополнительных смен ПП подлежит внеочередной поверке.

Допускается изменение периодичности контроля по договоренности

принимающей и сдающей сторон.

Для наглядности представления контроля метрологических характеристик ПП и для реализации возможности диагностики метрологических отказов рекомендуется вышеуказанные измерения заносить и сохранять в компьютере и индицировать на экране монитора в виде графиков.

39. Масса брутто нефти при отключении ПП определяется с учетом плотности нефти по лабораторным анализам объединенной пробы нефти (суточной либо за партию). При условии невозможности определения точного момента метрологического отказа или отключения ПП, плотность нефти за этот период необходимо принять по арбитражной пробе.

Масса брутто нефти ( $M_{бр}$ ), т, при отключении ПП и при отсутствии резервного ПП вычисляется по формуле:

$$M_{бр} = V \times \rho_{пл} \times 10^{-3}, \quad (10)$$

где  $V$  - объем нефти, прошедшей через СИКН,  $м^3$ ;  
 $\rho_{пл}$  - плотность нефти, измеренная ареометром или лабораторным плотномером, приведенная к условиям измерения объема или к нормальным условиям,  $кг / м^3$ .

До проведения оценки погрешности метода согласно методике выполнения измерений ареометром масса брутто нефти определяется по формуле:

$$M_{бр} = V \times \rho_{пл} \times 10^{-3} + \Delta M, \quad (11)$$

где  $\rho_{пл}$  - плотность нефти, измеренная ареометром или лабораторным плотномером и приведенная к условиям измерения объема или к нормальным условиям без учета систематической погрешности метода,  $кг/м^3$ ;  
 $\Delta M$  - поправка на массу брутто нефти, определенная по формуле:

$$M_{бр} = V \times \rho_{пл} \times K_n \times 10^{-3}, \quad (12)$$

где  $K_n$  - поправочный множитель.

40. По косвенному объемно-массовому динамическому методу измерений, измеряют плотность и объем нефти, и результаты этих измерений приводят к нормальным условиям или результаты измерений плотности нефти приводят к условиям измерений его объема.

41. Массу нефти  $m_1^Д$ , кг, при измерениях объема нефти, проводимых с помощью ПР или счетчика жидкости, и его плотности, определяемой с помощью ПП, и последующем приведении результатов измерений объема и плотности нефти к с условиям вычисляют по формуле:

$$m_1^D = \rho_0^D V_0^D \quad (13)$$

где  $\rho_0^D$ ,  $V_0^D$  - плотность и объем нефти, приведенные к нормальным условиям ;

"д" - обозначение, соответствующее термину "динамическое".

42. Плотность нефти, приведенную к условиям при температуре 15 °С,  $\rho_{15}^D$ , кг/м<sup>3</sup>, вычисляют по формуле:

$$\rho_{15}^D = \frac{\rho_{изм}^D}{STL_p^D CPL_p^D}, \quad (14)$$

где  $\rho_{изм}^D$  - плотность нефти, измеренная при температуре и давлении нефти в П П , кг / м<sup>3</sup> ;

$STL_p^D$  - поправочный коэффициент, учитывающий влияние температуры на объем нефти, определенный для температуры нефти в ПП, вычисляемый в соответствии с нормативными документами по стандартизации;

$CPL_p^D$  - поправочный коэффициент, учитывающий влияние давления на объем нефти, определенный для давления нефти в ПП, вычисляемый в соответствии с нормативными документами по стандартизации.

$CPL_p^D$  - поправочный коэффициент, учитывающий влияние давления на объем нефти, определенный для давления нефти в ПП, вычисляемый в соответствии с нормативными документами по стандартизации.

43. Плотность нефти, приведенную к нормальным условиям при температуре 20 °С,  $\rho_{20}^D$ , кг/м<sup>3</sup>, вычисляют по формуле:

$$\rho_{20}^D = \rho_{15}^D \exp \left[ -\alpha_{15}^D 5(1+4\alpha_{15}^D) \right], \quad (15)$$

где  $\alpha_{15}^D$  - коэффициент объемного расширения нефти при температуре 15 °С, применяемый в соответствии с приложением 4 к настоящим Правилам.

44. Объем нефти, приведенный к температуре 15 °С,  $V_{15}^D$ , м<sup>3</sup>, вычисляют по формуле:

$$V_{15}^D = V_{изм}^D STL_v^D CPL_v^D, \quad (16)$$

где  $V_{изм}^D$  - объем нефти, измеренный при температуре и давлении нефти в ПР или счетчике жидкости, м<sup>3</sup>;

$CTL_V^D$  - поправочный коэффициент, учитывающий влияние температуры на объем нефти, определенный для температуры нефти в ПР или счетчике жидкости, вычисляемый в соответствии с нормативными документами по стандартизации;

$CPL_V^D$  - поправочный коэффициент, учитывающий влияние давления на объем нефти, определенный для давления в ПР или счетчике жидкости, вычисляемый в соответствии с нормативными документами по стандартизации.

45. Объем нефти  $V_{20}^D$ , м<sup>3</sup>, приведенный к температуре 20 °С, вычисляют по формуле:

$$V_{20}^D = V_{15}^D \exp[\alpha_{15}^D 5(1 + 4\alpha_{15}^D)], \quad (17)$$

46. Массу нефти  $m_2^D$ , кг, при измерениях объема нефти, проводимых с помощью ПР или счетчика жидкости, и его плотности, определяемой с помощью ареометра или лабораторного плотномера в лаборатории в объединенной пробе, и последующем приведении результатов измерений объема и плотности нефти к нормальным условиям вычисляют по формуле:

$$m_2^D = V_0^D \rho_0^D, \quad (18)$$

где  $V_0^D$  - объем нефти, приведенный к нормальным условиям, м<sup>3</sup>;

$\rho_0^D$  - плотность нефти, приведенная к нормальной температуре, кг/м<sup>3</sup>.

Значение  $V_0^D$ , м<sup>3</sup>, определяют по формулам (16) и (17).

47. Плотность нефти, приведенную к температуре 15 °С,  $\rho_{15}^L$ , кг/м<sup>3</sup>, вычисляют по формуле:

$$\rho_{15}^L = \frac{\rho_{изм}^L}{CTL_p^L}, \quad (19)$$

где  $\rho_{изм}^L$  - плотность нефти, измеренная с помощью ареометра в лабораторных условиях в соответствии с нормативными документами по стандартизации;

$CTL_p^L$  - поправочный коэффициент, учитывающий влияние температуры на объем нефти, вычисляемый в соответствии с нормативными документами по стандартизации;

Плотность нефти, приведенную к температуре 20 °С,  $\rho_{20}^L$ , кг/м<sup>3</sup>, вычисляют по формуле:

$$\rho_{20}^A = \rho_{15}^A \exp[-\alpha_{15}^A 5(1+4\alpha_{15}^A)], \quad (20)$$

где  $\alpha_{15}^A$  - коэффициент объемного расширения нефти температуре 15 °С, принимаемый в соответствии с приложением 4 к настоящим Правилам.

Допускается плотность нефти, измеренную ареометром, приводить к плотности при нормальной температуре 20 °С по таблицам согласно нормативным документам по стандартизации.

48. Массу нефти  $m_3^D$ , кг, при измерениях объема нефти, проводимых с помощью ПР или счетчика жидкости, и его плотности, определяемой с помощью поточного ПП, и последующем приведении результатов измерений плотности нефти к условиям измерений его объема допускается вычислять по формуле:

$$m_3^D = V_{п.изм}^D \rho_{п.изм}^D [1 + \alpha (T_{рн}^D - T_{Vn}^D) + \gamma (P_{рн}^D - P_{рн}^D)], \quad (21)$$

где  $V_{п.изм}^D$  - объем нефти, измеренный при температуре и давлении нефти в ПР или счетчике жидкости, м<sup>3</sup>;

$\rho_{п.изм}^D$  - плотность нефти, измеренная при температуре и давлении нефти в ПП, кг / м<sup>-3</sup>;

$\alpha$  - коэффициент объемного расширения нефти, принимаемый в соответствии с приложением 4 к настоящим Правилам.

$T_{рн}^D$  - температура нефти в ПП, °С;

$T_{Vn}^D$  - температура нефти в ПР или счетчике жидкости, °С;

$\gamma$  - коэффициент сжимаемости нефти, принимаемый в соответствии с приложением 4 к настоящим Правилам.

$P_{рн}^D$  - избыточное давление нефти в ПП, МПа;

$P_{Vn}^D$  - избыточное давление нефти в ПР или счетчике жидкости, МПа.

49. Массу нефти  $m_4^D$ , кг, при измерениях объема нефти, проводимых с помощью ПР или счетчика жидкости, и плотности, определяемой с помощью ареометра в соответствии с нормативными документами в объединенной пробе или с помощью лабораторного плотномера, и последующем приведении результатов измерений плотности нефти к условиям измерений его объема допускается вычислять по формуле:

$$m_4^D = V_{п.изм}^D \rho_{п.изм}^D [1 + \alpha (T_{рн}^D - T_{Vn}^D) + \gamma P_{рн}^D], \quad (22)$$

где  $\rho_{\text{изм}}^{\text{Л}}$  - плотность нефти, измеренная в лаборатории при температуре  $T_{\text{р}}^{\text{Л}}$   
к г / м<sup>3</sup> ;

$\alpha$  - коэффициент объемного расширения нефти, принимаемый в соответствии  
с приложением 4 к настоящим Правилам.

$\gamma$  - коэффициент сжимаемости нефти, принимаемый в соответствии с  
приложением 4 к настоящим Правилам.

$P_{\text{v}}$  - избыточное давление нефти при измерениях ее объема, МПа;

В случае измерений плотности с помощью лабораторного плотномера его  
принимают равным единице.

50. Формулы (21), (22) применяют при разности температур при измерениях  
плотности и объема нефти не более 15 °С. При разности температур при  
измерениях плотности и объема нефти более 15 °С вычисления проводят в  
соответствии с пунктом 57 настоящих Правил.

51. По косвенному методу статических измерений измеряют объем и  
плотность нефти в мерах вместимости или мерах полной вместимости и  
результаты этих измерений приводят к нормальным условиям или результаты  
измерений плотности нефти приводят к условиям измерений ее объема.

52. Массу нефти  $m_1^{\text{с}}$ , кг, при измерениях объема нефти в мерах вместимости  
и мерах полной вместимости и плотности нефти с помощью ПП или в  
лаборатории в объединенной или точечной пробе и последующем приведении  
результатов измерений объема и плотности нефти к нормальному условию по  
температуре вычисляют по формуле:

$$m_1^{\text{с}} = \rho_0^{\text{с}} V_0^{\text{с}}, \quad (23)$$

где  $\rho_0^{\text{с}}$ ,  $V_0^{\text{с}}$  - плотность и объем нефти, приведенные к нормальному условию  
по температуре ;  
"с" - обозначение, соответствующее термину "статическое".

Плотность нефти, приведенную к температуре 15 °С,  $\rho_{15}^{\text{с}}$ , кг/м<sup>3</sup>, вычисляют  
по формуле:

$$\rho_{15}^{\text{с}} = \frac{\rho_{\text{изм}}^{\text{с}}}{CTE_{\rho}^{\text{с}}}, \quad (24)$$

где  $\rho_{\text{изм}}^{\text{с}}$  - плотность нефти, измеренная с помощью ареометра в лаборатории  
с помощью ареометра в соответствии с нормативными документами по  
стандартизации или с помощью ПП, кг/м<sup>3</sup>;

$CTL_p^c$  - поправочный коэффициент, учитывающий влияние температуры на объем нефти, определенный для температуры нефти в лаборатории или в ПП, вычисляемый в соответствии с нормативными документами по стандартизации.

53. Плотность нефти, приведенную к температуре  $20^{\circ}C$ ,  $\rho_{20}^c$ , кг/м<sup>3</sup>, вычисляют по формуле:

$$\rho_{20}^c = \rho_{15}^c \exp[-\alpha_{15}^c 5(1+4\alpha_{15}^c)]. \quad (25)$$

54. Объем нефти, приведенный к температуре  $15^{\circ}C$ ,  $V_{15}^c$ , м<sup>3</sup>, вычисляют по формуле:

$$V_{15}^c = V_{20} [1 + (2\kappa_{CT} + \kappa_S)(T_{CT} - 20)] CTL_v^c, \quad (26)$$

где  $V_{20}$  - объем нефти в мере вместимости на измеряемом уровне  $H$ , определяемый по градуировочной таблице меры вместимости, составленной при температуре  $20^{\circ}C$  в соответствии с нормативными документами по стандартизации с учетом изменения уровня нефти относительно указателя уровня, м<sup>3</sup>. Данные градуировочных таблиц соответствуют температуре стенки мер вместимости, равной  $20^{\circ}C$ ;

$\kappa_{CT}$  - температурный коэффициент линейного расширения материала стенки меры вместимости, значение которого принимают равным  $12,5 \cdot 10^{-6} 1/^{\circ}C$  для стали и  $10 \cdot 10^{-6} 1/^{\circ}C$  для бетона;

$\kappa_S$  - температурный коэффициент линейного расширения материала средства измерений уровня нефти (например измерительной рулетки с грузом, метроштока, уровнемера поплавкового типа и другие). Его значения принимают равными:

для нержавеющей стали -  $12,5 \cdot 10^{-6} 1/^{\circ}C$ ;  
для алюминия -  $23 \cdot 10^{-6} 1/^{\circ}C$ .

В случае необходимости при использовании уровнемеров других типов вводят температурные поправки к измеренному уровню нефти, при этом значение коэффициента  $\kappa_S$  принимают равным нулю;

$T_{CT}$  - температура стенки меры вместимости, принимаемая равной температуре нефти в мере вместимости  $T_v^c$ ,  $^{\circ}C$ ;

$CTL_v^c$  - поправочный коэффициент, учитывающий влияние температуры на объем нефти, определенный для температуры нефти в мере вместимости или в мере полной вместимости, вычисляемый в соответствии с нормативными

документами по стандартизации.

55. Объем нефти, приведенный к нормальной температуре  $20^{\circ}\text{C}$ , вычисляют по формуле:

$$V_{20}^c = V_{15}^c \exp[\alpha_{15}^c 5(1+4\alpha_{15}^c)]. \quad (27)$$

56. Плотность нефти при проведении учетных операций приводится к плотности при нормальной температуре  $20^{\circ}\text{C}$  в соответствии с нормативными документами по стандартизации.

57. Массу нефти  $m_{\text{Л}}^c$ , кг, при приведении плотности нефти, измеренной в лаборатории, к условиям измерений объема нефти в мере вместимости или мере полной вместимости допускается вычислять по формуле:

$$m_{\text{Л}}^c = V_{\text{Л}} \rho_{\text{изм}}^{\text{Л}} [1 + (2\kappa_{\text{ст}} + \kappa_{\text{с}})(T_{\text{ст}} - 20)] [1 + \kappa(T_{\text{Л}}^{\text{Л}} - T_{\text{ст}})], \quad (28)$$

где  $\rho_{\text{изм}}^{\text{Л}}$  - плотность нефти, измеренная в лаборатории ареометром в соответствии с нормативными документами по стандартизации при температуре  $T_{\text{Л}}^{\text{Л}}$ , кг / м<sup>3</sup>;

$\alpha$  - коэффициент объемного расширения нефти, принимаемый в соответствии с приложением 4 к настоящим Правилам.

58. Формула (28) применяется при разности температур  $T_{\text{Л}}^{\text{Л}}$  и  $T_{\text{ст}}$  не более  $15^{\circ}\text{C}$ .

59. По косвенному методу, основанному на гидростатическом принципе, массу нефти  $m_2^c$ , кг, при измерениях гидростатического давления столба нефти в мерах вместимости вычисляют по формуле:

$$m_2^c = \rho_{\text{г}} P S_{\text{ср}} \quad (29)$$

где  $P$  - гидростатическое давление столба нефти, Па;  
 $S_{\text{ср}}$  - средняя площадь поперечного сечения наполненной части меры вместимости, м<sup>2</sup>;  
 $\rho_{\text{г}}$  - ускорение силы тяжести, м/с<sup>2</sup>.

60. Среднюю площадь  $S_{\text{ср}}$ , м<sup>2</sup>, вычисляют по формуле:

$$S_{\text{ср}} = \frac{V_{20} [1 + 2\kappa_{\text{ст}}(T_{\text{ст}} - 20)]}{H}, \quad (30)$$

где  $V_{20}$  - объем нефти в мере вместимости на измеряемом уровне  $H$ , определяемый по градуировочной таблице меры вместимости, м<sup>3</sup>;  
 $\kappa_{\text{ст}}$  - температурный коэффициент линейного расширения стенки меры

вместимости, значение которого принимают равным  $12,5 \cdot 10^{-6} \text{ л/}^{\circ}\text{С}$ ;  
 $T_{\text{ст}}$  - температура стенки меры вместимости, принимаемая равной  
температуре нефти в мере вместимости,  $^{\circ}\text{С}$ .

61. Массу нефти  $m_0$ , кг, принятого в меру вместимости или отпущенного из нее, определяют как абсолютное значение разности масс нефти по формуле:

$$m_0 = |m_i - m_{i+1}|, \quad (31)$$

где  $m_i$ ,  $m_{i+1}$  - массы нефти, вычисленные по формуле (12) в начале и конце операции соответственно.

62. Массу нетто товарной нефти  $T_H$ , кг, вычисляют по формуле:

$$T_H = T - m_6, \quad (32)$$

где  $T$  - масса брутто товарной нефти, кг;  
 $m$  - Масса балласта, кг, вычисляемая по формуле:

$$m_6 = m \frac{W_{M.B} + W_{X.C} + W_{M.П}}{100} \quad (33)$$

где  $W_{M.B}$  - массовое содержание воды в товарной нефти, %;  
 $W_{X.C}$  - массовое содержание хлористых солей в товарной нефти, %;  
 $W_{M.П}$  - массовое содержание механических примесей в товарной нефти, %.

63. Массовое содержание воды в товарной нефти определяется в соответствии с нормативными документами по стандартизации. Массовое содержание воды в товарной нефти допускается измерять с помощью поточного влагомера.

64. Массовое содержание хлористых солей в товарной нефти определяется в соответствии с нормативными документами по стандартизации. Массовое содержание хлористых солей в товарной нефти допускается измерять с помощью поточного солемера.

65. Массовое содержание механических примесей в товарной нефти определяется в соответствии с нормативными документами по стандартизации. Массовое содержание механических примесей в товарной нефти допускается измерять с помощью поточного анализатора.

## **5.2. Измерение и взвешивание массы брутто нефти косвенным объемно-массовым статическим методом**

66. Данным методом определяется масса нефти по ее объему, плотности и температуре в резервуарах. Объем нефти определяется с помощью

градуировочных таблиц, средств измерений уровня.

67. Состав СИКН, используемый при объемно-массовом статическом методе приведен в приложении 5 к настоящим Правилам.

68. Измерение объема, плотности и температуры нефти должно осуществляться в следующем порядке:

1) Уровень общего объема жидкости в резервуарах измеряют стационарными уровнемерами или вручную измерительной рулеткой с грузом.

Измерение уровня рулеткой осуществляется в следующей последовательности.

Проверяется базовая высота как расстояние по вертикали от днища в точке касания груза измерительной рулетки до верхнего края измерительного люка или до риски направляющей планки измерительного люка. Полученный результат сравнивается с известной (паспортной) величиной базовой высоты, нанесенной на резервуаре. Если базовая высота ( $H_0$ ) отличается от полученного результата более, чем на 0,1 %, необходимо выяснить причину изменения базовой высоты и устранить ее.

На период, необходимый для выяснения и устранения причин изменения базовой высоты, разрешается измерения уровня нефти проводить по высоте пустоты резервуара.

Лента рулетки с грузом медленно опускается до касания лотом днища или опорной плиты (при наличии), не допуская отклонения лота от вертикального положения, не задевая за внутреннее оборудование и сохраняя спокойное состояние поверхности нефти, не допуская волн.

Лента рулетки поднимается вверх строго вертикально, не допуская смещения в сторону, чтобы избежать искажения линии смачивания на измерительной ленте.

Отсчет по ленте рулетки проводится до 1 мм сразу после появления смоченной части ленты рулетки над измерительным люком.

Для измерения высоты пустоты рулетка с грузом опускается ниже уровня нефти. Первый отсчет (верхний) берется по рулетке на уровне риски планки замерного люка. Для облегчения измерения и расчетов высоты пустоты рекомендуется при проведении измерения совмещать отметку целых значений метра на шкале рулетки с риской планки замерного люка. Затем рулетка поднимается строго вверх без смещения в стороны и берется отсчет на месте смоченной части ленты (или лота) нефтью (нижний отсчет).

Высота пустоты находится как разность верхнего и нижнего отсчетов по рулетке.

Уровень нефти в резервуаре определяется вычитанием полученного значения

из паспортной величины базовой высоты (высотного трафарета) для данного резервуара.

Измерение уровня общего объема жидкости в каждом резервуаре проводится дважды. Если результаты измерений отличаются на 1 мм, то в качестве результата измерения уровня принимается их среднее значение. Если полученное расхождение измерений более 1 мм, измерения повторяются еще дважды и берется среднее по трем наиболее близким измерениям.

Затем по градуировочной таблице на данный резервуар вычисляется общий объем жидкости в резервуаре.

Ленту рулетки до и после измерений необходимо протереть мягкой тряпкой насухо.

Измерение уровня подтоварной воды в резервуарах проводят при помощи водочувствительной ленты или пасты в следующей последовательности.

Водочувствительную ленту в натянутом виде прикрепляют к поверхности лота с двух противоположных сторон.

Водочувствительную пасту наносят тонким слоем (0,2-:-0,3) мм на поверхность лота полосками с двух противоположных сторон.

Рулетка с лотом с водочувствительной пастой или с прикрепленной водочувствительной лентой при определении уровня подтоварной воды выдерживается в резервуаре неподвижно в течение 2-3 минут, когда водочувствительный слой полностью растворится и грань между слоями воды и нефти будет резко выделена.

2) Измерение уровня подтоварной воды в резервуаре проводится в последовательности, описанной в подпункте 1) настоящего пункта.

Измерение уровня подтоварной воды необходимо повторить, если на ленте или пасте оно обозначается нечетко, косой линией или на неодинаковой высоте с обеих сторон, что указывает на наклонное положение лота при выполнении измерений.

Размытая грань является следствием отсутствия резкой границы раздела между водой и нефтью и свидетельствует о наличии водоземлюльсионного слоя. В этом случае необходимо измерение повторить после отстоя и расслоения эмульсии.

Измерив уровень подтоварной воды с помощью водочувствительной ленты или пасты, по градуировочной таблице резервуаров находят объем подтоварной воды.

Измерение уровня нефти и подтоварной воды может производиться другим способом, например, при помощи электронных рулеток.

Для определения фактического объема нефти нужно из объема, соответствующего уровню наполнения резервуара, вычесть объем подтоварной

В О Д Ы .

При отборе объединенной пробы стационарными пробоотборниками в один прием определяют среднюю температуру нефти путем измерения температуры этой пробы термометром.

При отборе точечных проб температура нефти в пробе определяется в течение 1-3 минут после отбора пробы, при этом переносной пробоотборник выдерживается на уровне отбираемой пробы не менее 5 минут. Термометр погружают в нефть на глубину, указанную в техническом паспорте на данный термометр, и выдерживают в пробе до принятия столбиком ртути постоянного положения.

Средняя температура нефти рассчитывается по температуре точечных проб, используя соотношение для составления объединенной пробы из точечных.

Допускается измерять температуру нефти преобразователем температуры, входящим в состав переносного плотномера, с одновременным измерением плотности или электронных рулеток с одновременным измерением уровня.

69. Масса брутто нефти в резервуаре вычисляется по формуле:

$$M_{бр} = V_n \times \rho_n \times 10^{-3}, \quad (34)$$

где  $\rho_n$  - плотность нефти при температуре измерения объема в резервуаре, кг/м<sup>3</sup> ;

$V_n$  - объем нефти, м<sup>3</sup>, определенный по градуировочной таблице резервуара в соответствии с результатами измерения общего уровня жидкости в резервуаре в соответствии с подпунктом 1) пункта 68 настоящих Правил и уровня подтоварной воды, измеренной в соответствии с подпунктом 2) пункта 68 настоящих Правил, вычисленной по формуле:

$$V_n = K_p \times (V_{ж} - V_{в}), \quad (35)$$

где  $K_p$  - поправочный коэффициент на изменение объема нефти  $V_n$  в зависимости от температуры стенки резервуара;  
 $V_{ж}$  - общий объем жидкости, м<sup>3</sup>;  
 $V_{в}$  - объем воды, м<sup>3</sup>.

70. При откачке резервуара объем сданной партии нефти определяется как разница первоначального объема и объема остатка в резервуаре.

Если при измерении объема остатка температура в резервуаре отличается от температуры нефти в момент измерения первоначального уровня на  $\pm 2$  °С, то объем сданной нефти вычисляют по формуле:

$$V_k = V_{к1} - V_{к2} \times [1 + \alpha \times (t_1 - t_2)], \quad (36)$$

где  $V_{H1}$  - объем нефти до начала откачки, измеренный при температуре  $t_1$  м<sup>3</sup>;  
 $V_{H2}$  - объем остатка, измеренный при температуре  $t_2$ , м<sup>3</sup>;  
 $\alpha$  - коэффициент объемного расширения нефти при температуре  $t_2$ ,  
 принимаемый в соответствии с приложением 4 к настоящим Правилам.

Масса сданной партии нефти вычисляется по формуле (34), где значение плотности нефти определяется для температуры  $t_1$ .

Соответственно, при приеме нефти в резервуаре объем принятой нефти вычисляется по формуле:

$$V_k = V_{H2} - V_{H1} \times [1 + \alpha \times (t_2 - t_1)], \quad (37)$$

где  $V_{H2}$  - объем нефти в резервуаре по окончании процесса закачки и отстоя нефти, измеренный при температуре  $t_2$ , м<sup>3</sup>;  
 $\alpha$  - коэффициент объемного расширения нефти при температуре  $t_1$   
 принимаемый в соответствии с приложением 4 к настоящим Правилам.  
 Плотность нефти в этом случае определяется при температуре  $t_2$ .

### 5.3. Измерение и взвешивание массы нефти косвенным методом, основанном на гидростатическом принципе

71. При косвенном методе, основанном на гидростатическом принципе, массу нефти  $m_2^c$ , кг, при измерениях гидростатического давления столба нефти в мерах вместимости вычисляют по формуле:

$$m_2^c = \frac{1}{g} P S_{cp}, \quad (38)$$

где  $P$  - гидростатическое давление столба нефти, Па;  
 $S_{cp}$  - средняя площадь поперечного сечения наполненной части меры вместимости, м<sup>2</sup>;  
 $g$  - ускорение силы тяжести, м/с<sup>2</sup>.

Среднюю площадь  $S_{cp}$ , м<sup>2</sup>, вычисляют по формуле:

$$S_{cp} = \frac{V_{20} [1 + 2\alpha_{ст} (T_{ст} - 20)]}{H}, \quad (39)$$

где  $V_{20}$  - объем нефти в мере вместимости на измеряемом уровне  $H$ , определяемый по градуировочной таблице меры вместимости, м<sup>3</sup>;  
 $K_{ст}$  - температурный коэффициент линейного расширения стенки меры

вместимости, значение которого принимают равным  $12,5 \times 10^{-6} \text{ l}^0\text{C}$ ;  
 $T_{\text{ст}}$  - температура стенки меры вместимости, принимаемая равной  
 температуре нефти в мере вместимости,  $^0\text{C}$ .

Массу нефти  $m_0$ , кг, принятой в меру вместимости или отпущенной из нее,  
 определяют как абсолютное значение разности масс нефти по формуле:

$$m_0 = |m_i - m_{i+1}|, \quad (40)$$

где  $m_i, m_{i+1}$  - массы нефти, вычисленные по формуле (20) в начале и конце  
 операции соответственно.

$$m_i^c = \rho_o^c V_o^c, \quad (41)$$

где  $\rho_o^c, V_o^c$  - плотность и объем нефти, приведенные к нормальным условиям  
 по температуре (обозначение "с" соответствует термину "статическое").

Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нефти  
 при косвенном методе, основанном на гидростатическом принципе, вычисляют  
 по формуле:

$$\delta m_2^c = \pm 1,1 \sqrt{\delta P^2 + \delta K^2 + (K_p - 1)^2 \delta H^2 + \delta N^2}, \quad (42)$$

где  $\delta P, \delta H$  - относительные погрешности измерений гидростатического  
 давления и уровня нефти, %;  
 $\delta K$  - относительная погрешность составления градуировочной таблицы меры  
 вместимости, %.

Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нефти  
 при проведении учетных операций  $\delta m_{\text{мос}}$ , %, вычисляют по формулам:

$$\delta m_{\text{мос}}^c = \pm 1,1 \sqrt{\frac{m_i^2}{m_0^2} C_i^2 + \frac{m_{i+1}^2}{m_0^2} C_{i+1}^2 + \delta N^2},$$

$$\text{где } C_i = \sqrt{\delta P_i^2 + \delta K_i^2 + (K_{pi} - 1)^2 \delta H_i^2}; \quad (43)$$

$$C_{i+1} = \sqrt{(\delta P_{i+1})^2 + \delta K_{i+1}^2 + (K_{pi+1} - 1)^2 \delta H_{i+1}^2};$$

где  $P_i, \delta P_{i+1}$  - относительные погрешности измерений гидростатического  
 давления, соответствующие измеряемым уровням наполнения меры вместимости  
 $H_i, H_{i+1}$ , %.

Относительные погрешности измерений величин, входящие в формулу (43),  
 определяют с учетом инструментальной, методической и других составляющих  
 погрешности измерений массы нефти.

Значения пределов допускаемой относительной погрешности измерений массы нефти, определяемые по формуле (43), не должны превышать значений, установленных в Главе 2 настоящих Правил.

## 6. Определение массы нетто нефти

72. При учетных операциях масса нетто нефти определяется по формуле:

$$M_{\text{н}} = M_{\text{б}} - m = M_{\text{б}} \times \left(1 - \frac{\omega_{\text{в}} - \omega_{\text{п}} + \omega_{\text{хс}}}{100}\right), \quad (44)$$

где  $m$  - масса балласта, т;  
 $\omega_{\text{в}}$  - массовая доля воды в нефти, %;  
 $\omega_{\text{п}}$  - массовая доля механических примесей в нефти, %;  
 $\omega_{\text{хс}}$  - массовая доля хлористых солей в нефти, %, вычисленная по формуле:

$$\omega_{\text{хс}} = 0,1 \times \frac{\phi_{\text{с}}}{\rho}, \quad (45)$$

где  $\phi_{\text{с}}$  - концентрация хлористых солей в нефти, мг/дм<sup>3</sup> (г/м<sup>3</sup>);

$\rho$  - плотность нефти при температуре определения массы брутто, кг/м<sup>3</sup>.

Если определяется не массовая, а объемная доля воды в нефти, массовую долю вычисляют по формуле:

$$\omega_{\text{в}} = \frac{\varphi_{\text{в}} \times \rho_{\text{в}}}{\rho}, \quad (46)$$

где  $\varphi_{\text{в}}$  - объемная доля воды в нефти, %;

$\rho_{\text{в}}$  - плотность воды при температуре определения объема нефти, кг/м<sup>3</sup>.

## 7. Оформление результатов измерений

73. Результаты измерений объема по измерительным линиям, объема по СИКН и массы брутто нефти записывают в журнале регистрации показаний средств измерений СИКН, форма которого приведена в приложении 6 к настоящим Правилам, считывая с дисплея или электромеханических счетчиков через интервалы времени, установленные в договорах на поставку нефти, а также при каждой остановке и возобновлении перекачки нефти.

74. Результаты измерений плотности, температуры, содержания воды, хлористых солей, механических примесей, давления насыщенных паров, а также плотность, приведенную к нормальным условиям измерения, и другие показатели качества нефти, определенные договорными отношениями между сдающей и принимающей сторонами, заносят в Паспорт качества нефти, форма

которого утверждается уполномоченным органом по техническому регулированию и метрологии.

В случае применения поточных анализаторов качества нефти, результаты выводятся на печатающее устройство с интервалом выдачи распечаток, установленным сдающей и принимающей сторонами.

75. На основании записей в (фискальных отчетах УОИ) Журнале регистрации показаний средств измерений СИКН (несбрасываемые счетчики) и Паспорта качества нефти оформляют акт приема-сдачи нефти согласно приложению 7 к настоящим Правилам. Паспорт качества нефти, а в случае применения поточных анализаторов качества нефти - распечатка результатов измерения поточными анализаторами качества нефти, являются неотъемлемой частью акта приема - сдачи нефти.

Акты приема-сдачи нефти оформляются в количестве, достаточном для обеих сторон, но не менее чем в трех экземплярах.

76. Документы, перечисленные в пунктах 73, 74, 75 настоящих Правил, могут вестись и на электронных носителях.

77. Должностные лица, ответственные за прием-сдачу нефти, составление и подписание приемо-сдаточных документов, назначаются приказами руководителей сдающей и принимающей сторон.

Образцы подписей ответственных лиц за прием-сдачу нефти хранят в бухгалтериях сдающей и принимающей сторон.

П р и л о ж е н и е 1

к Правилам измерения и взвешивания нефти, добытой недропользователем на контрактной территории

## **Перечень**

### **документов, обязательных к наличию для СИКН**

1. Акт (копия акта) ввода СИКН в промышленную эксплуатацию.
2. Копия экспертного заключения на проект СИКН.
3. Формуляры на СИКН и средств измерений, входящие в состав СИКН.
4. Протоколы поверки средств измерений, входящих в состав СИКН.
5. Сертификат о поверке средств измерений, входящих в состав СИКН.
6. Протоколы поверки (определения суммарной погрешности) СИКН.
7. Сертификат о поверке СИКН (определение суммарной погрешности СИКН )
8. Выписка из графиков поверок средств измерений, входящих в состав СИКН .

9. Журнал контроля метрологических характеристик средств измерений, входящих в состав СИКН (возможно в электронном виде).
10. Графики контроля метрологических характеристик средств измерений, входящих в состав СИКН.
11. Графики проведения Т0-1, Т0-2, Т0-3.
12. Инструкция по эксплуатации.
13. Журнал технического обслуживания.
14. Журнал регистрации показаний средств измерений СИКН (возможно его отсутствие, если имеется возможность сохранения трендов показаний средств измерений).
15. Акты (донесения) об отказах технологического оборудования средств измерений, входящих в состав СИКН.
16. Акты отключения СИКН.
17. Должностные инструкции на персонал, ответственный за эксплуатацию СИКН.

**Приложение 2**  
к Правилам измерения и взвешивания нефти, добытой недропользователем на контрактной территории

**Рекомендуемый состав СИКН и пределы допускаемой погрешности с применением прямого динамического метода**

№ п/п	Наименование средств измерений и оборудования, входящих в состав СИКН	Предел допускаемой погрешности	Примечание
1	2	3	4
1	Основные средства измерений и оборудование		
2	Массомер	± 0,25 %	
3	Манометр	кт. 1.0	
4	Фильтр		
5	Задвижки		
6	Пробозаборное устройство		
7	Пробоотборник автоматический		
8	Пробоотборный кран для ручного отбора пробы		
9	Блок управления пробоотборником		
10	Дополнительные средства измерений и оборудование		
11	Массомер резервный	± 0,25 %	
12	Массомер контрольный	± 0,20 %	При наличии по проекту

13	Преобразователь измерительной линии	давления	на	$\pm 0,6 \%$	
14	Плотномер			$\pm 0,3 \text{ кг/м}^3$	
15	Влагомер			$\pm 0,1 \%$ (абс. ед.)	При наличии по проекту
16	Преобразователь в блоке измерений качества нефти (далее - БИК)	температуры	параметров	$\pm 0,2 \text{ }^{\circ}\text{C}$	
17	Преобразователь	давления	в БИК	$\pm 0,6 \%$	
18	Устройство обработки информации			$\pm 0,05 \%$	
19	Регулятор давления				
20	Регулятор расхода				
21	Датчик контроля загазованности				
22	Датчик контроля наличия газа	наличия	свободного		При наличии по проекту
23	Устройство остаточного (растворенного газа)	для	измерения газосодержания		При наличии по проекту
24	Преобразователи измерительных линий	температуры	на	$\pm 0,2 \text{ }^{\circ}\text{C}$	

### Приложение 3

к Правилам измерения и взвешивания нефти, добытой недропользователем на контрактной территории

### Порядок учета нефти при отклонениях и отказах средств измерений СИКН

СИКН включена в работу "\_\_" \_\_\_\_\_ 20\_\_ г. в \_\_\_\_\_ часов  
Представитель предприятия сдающей стороны

\_\_\_\_\_  
ФИО

1. Порядок учета нефти при отключениях или отказах средств измерений и оборудования, входящих в состав СИКН, приведен ниже в таблице:

№ п/п	Средства измерений и оборудования, подвергающиеся отключениям и отказам	Учет нефти по резервным средствам измерений оборудованию	Учет нефти по СИКН с одновременным ремонтом (заменой) отдельных элементов	Учет нефти резервной схеме
1	2	3	4	5
1.	ПР	+		+

2.	Фильтры	+		
3.	Струевыпрямители	+		
4.	Задвижки (задвижки с электроприводом, шаровые краны с электроприводом)	с с +		
5.	Манометры		+	
6.	Регулятор давления		+	(при возможности ручного регулирования требуемого давления)
7.	Регулятор расхода		+	
8.	Преобразователи давления		+	
9.	Преобразователи температуры		+	
10.	БИК			
11.	ПП поточные	+	+	
12.	Преобразователи вязкости поточные	+	+	
13.	Преобразователь влагосодержания поточный		+	
14.	Преобразователь солесодержания поточный		+	
15.	Преобразователь серосодержания поточный		+	
16.	Преобразователи давления		+	
17.	Термометры		+	
18.	Циркуляционные насосы	+	+	
19.	Пробоотборник автоматический		+	
20.	Расходомер		+	
21.	Контрольное устройство загазованности		+	
22.	УОИ	+	+	(при наличии резервных приборов ПР или электромеханических счетчиков)
23.	Вторичные приборы ПР	+		
24.	Суммирующий прибор		+	
25.	Устройство по корректировке коэффициента преобразования ТПР по расходу и вязкости		+	

**П р и м е ч а н и е :**

1. Дополнительно к отказам, указанным в данной таблице, переход на резервную линию осуществляется в случае повышения перепада давления на

фильтрах более значения, указанного в паспорте на данный тип фильтра.

2. При отсутствии резервного ПП масса брутто нефти определяется по результатам лабораторного анализа плотности с учетом поправки метода, взятой из свидетельства о метрологической аттестации методики выполнения измерений плотности нефти ареометром или лабораторным

плотномером или коэффициента  $K_p$ .

3. При отсутствии резервного преобразователя вязкости, вязкость определяется лабораторным вискозиметром и результаты вводятся в УОИ.

4. Переход на резервную схему учета нефти осуществляют в случаях:

1) одновременного отказа ПР (фильтров или струевыпрямителей) на рабочей и резервной линиях или нескольких рабочих линий, если расход через оставшиеся в работе линии превышает допустимые пределы рабочего диапазона П Р ;

2) отказа УОИ и отсутствия вторичных приборов ПР;

3) отклонения значения вязкости при отсутствии устройства по корректировке коэффициента преобразования ТПР по вязкости и при отказе УОИ с коррекцией коэффициента преобразования ТПР по вязкости;

4) падения давления на выходе СИКН ниже определенного настоящим методом и невозможности установления до нормируемого значения;

5) срабатывания датчика контроля наличия свободного газа;

6) реконструкций и проведения плановых работ по обслуживанию, связанных с остановкой СИКН, по согласованию со сдающей и принимающей сторонами;

7) отключения электроэнергии (при отсутствии резервирования электроснабжения) ;

8) наличия утечек нефти через задвижки (или отказ), находящиеся на трубопроводе СИКН ;

9) аварийных ситуаций, при которых эксплуатация СИКН невозможна (пожар и т . д . ) .

5. Отсутствие дополнительных средств измерений не является причиной перехода на резервную схему учета нефти.

6. При отказе одной из рабочих измерительных линий поток нефти переключают на резервную измерительную линию, работающую линию закрывают, нефть дренируют, закрытые задвижки проверяют на герметичность. В журнале регистрации показаний средств измерений СИКН записывают время отключения неисправной и время включения резервной линии.

7. Если между отказом рабочей измерительной линии и переходом на резервную имеется перерыв, то количество нефти за этот промежуток времени, а

также за период перехода определяют расчетно исходя из фактических параметров потока (давление, температура), количества работающих насосных агрегатов, а также при неизменной плотности нефти за предыдущие сутки.

8. При отказе преобразователей давления и температуры, установленных на измерительных линиях, давление и температуру измеряют с помощью манометров и термометров и результаты измерений в УОИ вводят вручную.

9. Порядок перехода на резервную схему учета нефти (резервная СИКН или определение количества нефти по резервуарам).

10. Решение о переходе на резервную схему учета принимают представители предприятий сдающей и принимающей сторон, о чем уведомляют вышестоящие организации предприятий сдающей и принимающей сторон, а также подрядную организацию, осуществляющую техническое обслуживание СИКН в срок не более суток.

11. В журнале регистрации показаний средств измерений СИКН записывают время отключения, показания УОИ (результаты измерений на бланках регистрации) СИКН, производят лабораторный анализ пробы нефти, отобранной автоматическим пробоотборником, и оформляют акт приема-сдачи нефти за период с момента составления предыдущего акта приема-сдачи нефти до момента отключения СИКН.

12. До включения СИКН в работу количество нефти определяют по резервной схеме, согласованной предприятиями сдающей и принимающей сторон для каждой СИКН и приведенной в "Инструкции по эксплуатации СИКН"

13. При отключениях СИКН составляют в трех экземплярах акт по ниже приведенной форме.

14. Акт по одному экземпляру хранится у предприятий сдающей и принимающей сторон и в подрядной организации, осуществляющей техническое обслуживание СИКН в течение 12 месяцев.

15. При отказе основной и резервной схем учета прием и сдача нефти должны осуществляться способом, регламентированным соглашением сторон.

16. Порядок определения количества нефти при повреждении клейм или пломб.

17. При сдаче и приеме каждой смены ответственные представители принимающей-сдающей сторон должны проверить сохранность клейм и пломб, а также сделать соответствующую отметку в журнале.

18. При обнаружении повреждений клейм или пломб ответственные представители принимающей-сдающей сторон ставят в известность диспетчерские службы предприятий принимающей и сдающей сторон.

19. При обнаружении повреждений поверительных клейм на ПР, приборах

качества и УОИ проводят контроль метрологических характеристик.

20. В случае получения положительных результатов контроля, комиссионно представители сдающей-принимающей сторон принимают решение о возможности проведения учетных операций и вызывают поверителя для проведения внеочередной поверки.

**П р и л о ж е н и е 4**

**к Правилам измерения и взвешивания нефти, добытой недропользователем на контрактной территории**

**Таблица значений коэффициентов объемного расширения нефти  $\times 10^3, C^{-1}$**

Плотность, кг/м <sup>3</sup>	Температура нефти, °С											
	0,005 - 4,99	5,00 - 9,99	10,00 - 14,99	15,00 - 19,99	20,00 - 24,99	25,00 - 29,99	30,00 - 34,99	35,00 - 39,99	40,00 - 44,99	45,00 - 49,00	50,00 - 54,99	55,00 - 59,99
815,00-819,990	0,923	0,921	0,920	0,918	0,916	0,914	0,912	0,910	0,908	0,906	0,904	0,902
820,00-824,990	0,911	0,910	0,908	0,907	0,905	0,903	0,901	0,899	0,898	0,896	0,893	0,891
825,00-829,990	0,900	0,899	0,897	0,896	0,894	0,892	0,891	0,889	0,887	0,885	0,883	0,881
830,00-834,990	0,890	0,888	0,887	0,885	0,883	0,882	0,880	0,878	0,876	0,874	0,873	0,871
835,00-839,990	0,879	0,878	0,876	0,875	0,873	0,871	0,80	0,868	0,866	0,864	0,862	0,860

**Таблица значений коэффициентов сжимаемости нефти  $\times 10^3, МПа^{-1}$**

Плотность, кг/м <sup>3</sup>	Температура нефти, °С											
	0,005 - 4,99	5,00 - 9,99	10,00 - 14,99	15,00 - 19,99	20,00 - 24,99	25,00 - 29,99	30,00 - 34,99	35,00 - 39,99	40,00 - 44,99	45,00 - 49,00	50,00 - 54,99	55,00 - 59,99
815,00-819,990	0,767	0,781	0,795	0,810	0,824	0,838	0,852	0,866	0,880	0,894	0,908	0,922
820,00-824,990	0,754	0,768	0,782	0,796	0,810	0,824	0,838	0,852	0,865	0,879	0,892	0,906
825,00-829,990	0,742	0,755	0,769	0,783	0,797	0,810	0,824	0,837	0,851	0,864	0,877	0,890
830,00-834,990	0,730	0,743	0,757	0,770	0,784	0,797	0,810	0,823	0,837	0,850	0,863	0,876
835,00-839,990	0,718	0,732	0,745	0,758	0,771	0,784	0,797	0,810	0,823	0,836	0,849	0,861

**П р и л о ж е н и е 5**

**к Правилам измерения и взвешивания нефти, добытой недропользователем на контрактной территории**

**Рекомендуемый состав СИКН и пределы допускаемой погрешности  
с применением объемно-массового статического метода**

№ п/п	Наименование используемых методов	средств при	измерений и объемно-массовом	оборудования, статическом	Предел допускаемой погрешности
1.	Резервуары вместимостью от 100 м <sup>3</sup> до 200 м <sup>3</sup>	стальные	горизонтальные	цилиндрические	-
2.	Резервуары при измерении объема, жидкости	стальные	вертикальные	цилиндрические	-
3.	Резервуары	железобетонные	цилиндрические		-
4.	Уровнемеры с грузом, (электронная рулетка)	стационарные измеритель	или рулетки межфазного уровня	измерительные ММС	± 4 мм
5.	Плотномер ареометры с ценой деления шкалы 0,5 кг/м <sup>3</sup>	лабораторный	или переносной	или	± 1 кг/м <sup>3</sup>
6.	Термометры или преобразователи температуры				± 0,2 °С
7.	Датчики гидростатического давления				-
8.	Пробоотборники				-
9.	Системы гидрометрирования				

**П р и л о ж е н и е    6**  
к **Правилам измерения и взвешивания**  
**нефти, добытой недропользователем на**  
**контрактной территории**

**Форма журнала регистрации показаний средств  
измерений СИКН**

СИКН № \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_  
АО, ТОО, РНУ, НГДУ и НПЗ

Предприятие (владелец) \_\_\_\_\_

ПСП (приемо-сдаточный пункт) \_\_\_\_\_

**Ж У Р Н А Л**

**регистрации показаний средств измерений СИКН**

№ п/п	Дата	Время ч. мин.		Результаты измерений объема и массы брутто нефти (показания УОИ или вторичных приборов ПР)			
		начало	оконч.	объем, м <sup>3</sup>		масса брутто	
				начало	конец	начало	конец
1	2	3	4	5	6	7	8

продолжение таблицы

	Количество нефти	Средняя температура		
--	------------------	---------------------	--	--



				К началу закачки							
				После закачки							

Сдал \_\_\_\_\_ Масса принятой нефти \_\_\_\_\_  
(подпись) (прописью)

Принял \_\_\_\_\_ Представитель от руководства предприятия \_\_\_\_\_  
(подпись)