

Қазақстан Республикасының Энергетика
министрлігіПриказ Министра энергетики
Республики Казахстан от 5 мая
2018 года № 163. Зарегистрирован
в Министерстве юстиции
Республики Казахстан 5 июня
2018 года № 16992

Министерство энергетики Республики Казахстан

**Об утверждении Правил измерения
и взвешивания нефти, добытой
недропользователем на участке недр**

В соответствии с пунктом 1 статьи 152 Кодекса Республики Казахстан «О
недрах и недропользовании» **ПРИКАЗЫВАЮ:**

*Сноска. Преамбула в редакции приказа Министра энергетики РК от
01.11.2022 № 342 (вводится в действие по истечении шестидесяти календарных
дней после дня его первого официального опубликования).*

1. Утвердить прилагаемые Правила измерения и взвешивания нефти,
добытой недропользователем на участке недр.

2. Признать утратившим силу приказ Министра энергетики Республики
Казахстан от 23 февраля 2015 года № 133 «Об утверждении Правил измерения и
взвешивания нефти, добытой недропользователем на контрактной территории»
(зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых
актов за № 10891, опубликован 13 мая 2015 года в информационно-правовой
системе «Әділет»).

3. Департаменту развития нефтяной промышленности Министерства
энергетики Республики Казахстан в установленном законодательством
Республики Казахстан порядке обеспечить:

1) государственную регистрацию настоящего приказа в Министерстве
юстиции Республики Казахстан;



QR-код содержит данные ЭЦП должностного лица РГП на ПХВ «ИЗПИ»

QR-код содержит ссылку на
данный документ в ЭКБ НПА РК

2) в течение десяти календарных дней со дня государственной регистрации настоящего приказа направление его копии в бумажном и электронном виде на казахском и русском языках в Республиканское государственное предприятие на праве хозяйственного ведения «Республиканский центр правовой информации Министерства юстиции Республики Казахстан» для официального опубликования и включения в Эталонный контрольный банк нормативных правовых актов Республики Казахстан;

3) в течение десяти календарных дней после государственной регистрации настоящего приказа направление его копии на официальное опубликование в периодические печатные издания;

4) размещение настоящего приказа на интернет-ресурсе Министерства энергетики Республики Казахстан после его официального опубликования;

5) в течение десяти рабочих дней после государственной регистрации настоящего приказа в Министерстве юстиции Республики Казахстан представление в Департамент юридической службы Министерства энергетики Республики Казахстан сведений об исполнении мероприятий, предусмотренных подпунктами 2), 3) и 4) настоящего пункта.

4. Контроль за исполнением настоящего приказа возложить на курирующего вице-министра энергетики Республики Казахстан.

5. Настоящий приказ вводится в действие с 29 июня 2018 года и подлежит официальному опубликованию.

**Министр энергетики
Республики Казахстан**

К. Бозумбаев

«СОГЛАСОВАН»

Министр по инвестициям и развитию
Республики Казахстан

_____ Ж. Касымбек
18 мая 2018 года

Приложение к приказу
Утверждены приказом
Министра энергетики
Республики Казахстан
от 5 мая 2018 года
№ 163

**Правила измерения и взвешивания нефти, добытой недропользователем на
участке недр**

Сноска. Правила в редакции приказа Министра энергетики РК от 01.11.2022 № 342 (вводится в действие по истечении шестидесяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

Глава 1. Общие положения

1. Настоящие Правила измерения и взвешивания нефти, добытой недропользователем на участке недр, (далее – Правила) разработаны в соответствии с пунктом 1 статьи 152 Кодекса Республики Казахстан «О недрах и недропользовании» (далее – Кодекс) и определяют порядок измерения и взвешивания нефти, добытой недропользователем на участке недр.

2. В настоящих Правилах используются следующие основные понятия:

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

2) 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;

3) масса балласта нефти – общая масса воды, хлористых солей и механических примесей в нефти;

4) система измерений количества и показателей качества нефти – совокупность средств измерений (преобразователей расхода, преобразователей плотности, 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), предназначенных для выработки сигналов измерительной информации в форме, удобной для автоматической и ручной обработки;

5) масса брутто нефти – общая масса нефти, включающая массу балласта;

6) масса нетто нефти – разность массы брутто нефти и массы балласта нефти;

7) измерительная линия – часть конструкции системы измерения количества нефти, состоящая из преобразователей расхода или массомера с прямолинейными участками трубопроводов, оснащенными средствами измерений давления и температуры, задвижками и фильтрами;

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

9) 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 измерительные приборы;

10) арбитражная проба – контрольная проба, используемая для арбитражного анализа.

3. Учет нефти осуществляется по участку недр по каждой скважине через групповые замерные установки в тоннах. Для обеспечения достоверности измерения массы нефти, а также контроля за качеством измерения недропользователем применяются необходимое оборудование и средства измерения, имеющие действующий сертификат о поверке и внесенные в реестр государственной системы обеспечения единства измерений Республики Казахстан.

Глава 2. Порядок измерения и взвешивания нефти, добытой недропользователем на участке недр

4. Измерение и взвешивание нефти осуществляются прямыми и косвенными способами.

5. При применении прямых способов измеряют массу нефти с помощью весов, весовых дозаторов и устройств (прямой статический способ), массовых счетчиков и массовых преобразователей расхода (прямой динамический способ).

6. Косвенный способ подразделяют на объемно-массовый способ и способ, основанный на гидростатическом принципе.

7. Косвенный объемно-массовый способ подразделяется на косвенный объемно-массовый динамический способ (далее - косвенный динамический способ) и косвенный объемно-массовый статический способ (далее - косвенный статический способ).

8. Косвенный объемно-массовый динамический способ применяют при измерении массы нефти непосредственно на потоке в нефтепроводах. При этом объем нефти измеряют счетчиками или преобразователем расхода с интеграторами.

9. При применении косвенного объемно-массового динамического способа 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.

10. 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.

11. Косвенный объемно-массовый статический способ применяют при измерении массы нефти в градуированных емкостях (вертикальные и горизонтальные резервуары, транспортные емкости и цистерны).

Массу нефти определяют по результатам измерений:

1) в мерах вместимости:

уровня нефти – стационарным уровнемером или средствами измерений уровня жидкости (лазерного, механического, гидростатического, электрического, акустического, радарного, рефлексного микроволнового, радиационного типов);

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 сертификате 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.

12. Массу нетто нефти определяют как разность массы брутто нефти и массы балласта нефти. Массу балласта нефти 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. При применении косвенного способа, 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 способами:

1) как разность масс, определенных в начале и в конце товарной операции способами, предусмотренными в пункте 5 настоящих Правил;

2) 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.

14. Гидростатическое давление столба нефти измеряется манометром. Измерение производится с учетом давления паров нефти.

15. 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.

Также вместо измерения уровня измеряется плотность нефти и определяется объем нефти для определения массы балласта нефти, как частного от деления массы на плотность.

16. Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти не превышают:

$\pm 0,40 \%$ – при прямом статическом способе измерений взвешиванием на весах расцепленных цистерн;

$\pm 0,50 \%$ – при прямом статическом способе измерений взвешиванием на весах движущихся нерасцепленных цистерн и составов из них;

$\pm 0,25 \%$ – при прямом и косвенном динамических способах измерений;

$\pm 0,60 \%$ – при косвенном статическом способе измерений и косвенном способе измерений, основанном на гидростатическом принципе, массы нефти от 120 тонн и более;

$\pm 0,75$ % – при косвенном статическом способе измерений и косвенном способе измерений, основанном на гидростатическом принципе, массы нефти до 120 тонн.

17. Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти не превышают:

$\pm 0,50$ % – при прямом статическом способе измерений взвешиванием на весах расцепленных цистерн;

$\pm 0,60$ % – при прямом статическом способе измерений взвешиванием на весах движущихся нерасцепленных цистерн и составов из них;

$\pm 0,35$ % – при прямом и косвенном динамических способах измерений;

$\pm 0,50$ % – при косвенном статическом способе измерений и косвенном способе измерений, основанном на гидростатическом принципе, от 120 тонн и более;

$\pm 0,65$ % – при косвенном статическом способе измерений и косвенном способе измерений, основанном на гидростатическом принципе, до 120 тонн.

Параграф 1. Специальные технические средства

18. Специальные технические средства (в том числе средства вычислительной техники) выбирают на стадии проектирования измерительной системы массы нефти в зависимости от принятых способов измерений и взвешиваний, по результатам которых определяют массу нефти, в том числе норм погрешности измерений массы брутто товарной нефти, указанным в пункте 16 настоящих Правил, и массы нетто товарной нефти, указанным в пункте 17 настоящих Правил.

19. По специальным техническим средствам (в том числе по весам, весовым дозаторам и устройствам), входящим в состав системы измерения количества нефти, необходимо наличие сертификатов об утверждении типа или о метрологической аттестации, и действующий сертификат о поверке средств измерений в соответствии с законодательством Республики Казахстан об обеспечении единства измерений.

20. Специальные технические средства перед вводом в эксплуатацию, при эксплуатации и после ремонта подлежат поверке в соответствии со статьей 19 Закона Республики Казахстан «Об обеспечении единства измерений».

21. Поверку средств измерений осуществляют юридические лица, аккредитованные на поверку средств измерений.

22. Поверка средств измерений осуществляется в соответствии с законодательством Республики Казахстан об обеспечении единства измерений.

Погрешности средств измерений, входящих в состав системы измерения количества нефти, регламентируются в документах на способы выполнения измерений согласно СТ РК 2.62 «Системы измерений количества и показателей качества нефти. Общие требования».

Параграф 2. Порядок измерения и взвешивания массы нефти прямыми способами

23. Прямым статическим способом 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.

24. Масса брутто нефти измеряется в пределах диапазона взвешивания весов. Условия эксплуатации весов соответствуют требованиям эксплуатационных документов на конкретные типы весов.

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

26. Масса нефти в цистернах, во время движения, определяется на вагонных весах для взвешивания, во время движения, в соответствии с требованиями по эксплуатации весов.

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

28. Допустимый состав системы измерения количества нефти и пределы допускаемой погрешности с применением прямого динамического способа приведены в приложении 1 к настоящим Правилам.

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

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

Параграф 3. Порядок измерения и взвешивания массы нефти косвенными способами

31. Косвенным способом измерения и взвешивания масса нефти при приемосдаточных операциях определяется с помощью преобразователей расхода и преобразователей плотности объемно-массовым динамическим способом.

32. 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 преобразователя плотности, плотность нефти определяется по ареометру или лабораторному плотномеру с пределом допускаемой погрешности $\pm 0,5$ килограмм на кубический метр (далее – кг/м³).

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

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

33. Устройство обработки информации или автоматизированным рабочим местом оператора осуществляется управление всем процессом учета нефти.

34. Основные требования к эксплуатации системы измерения количества нефти:

1) в процессе эксплуатации системы измерения количества нефти контролируются следующие параметры:

расход нефти через измерительные линии. Конструкция системы измерения количества нефти обеспечивает при измерении массы расход нефти через измерительные линии с отклонением не более 2,5 % от рабочего диапазона;

давление нефти на выходном коллекторе. Давление нефти на выходе системы измерения количества нефти обеспечивает бескавитационную работу объемного преобразователя расхода и составляет не менее значения, определенного по формуле:

$$P = 2,06 \cdot P_H + 2\Delta P, (1)$$

где P – минимальное избыточное давление на выходе системы измерения количества нефти, мега Паскаль (далее – МПа);

P_H – давление насыщенных паров, МПа;

ΔP – перепад давления на преобразователе расхода или массомере, указанный в техническом паспорте, МПа.

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

При отсутствии устройства по корректировке коэффициента преобразования объемного преобразователя расхода по вязкости, вязкость нефти не отличается от значений вязкости, при которых проводилась поверка объемного преобразователя расхода, более чем на пределы, установленные при проведении испытаний для целей утверждения типа или метрологической аттестации в условиях эксплуатации других типов преобразователей расхода;

2) учет нефти при отклонениях и отказах средств измерений системы измерения количества нефти проводится по форме, согласно приложению 2 к настоящим Правилам;

3) системы измерения количества нефти поверяется согласно СТ РК 2.62 «Системы измерений количества и показателей качества нефти. Общие требования».

35. Основные требования к эксплуатации преобразователей расхода:

1) при эксплуатации преобразователей расхода проводят поверку и контроль метрологических характеристик;

2) во время поверки или контроля метрологических характеристик рабочих преобразователей расхода учет нефти проводится контрольной измерительной линией;

3) поверка преобразователей расхода проводится 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 системе измерения количества нефти;

4) коэффициент преобразования преобразователей расхода при необходимости вводится в устройстве обработки информации как вручную, так и автоматически после поверки.

В зависимости от способа реализации градуировочной характеристики в устройстве обработки информации коэффициент преобразования преобразователей расхода представляют в виде:

5) постоянного значения во всем рабочем диапазоне расходов;

6) значений коэффициента преобразования в различных поддиапазонах расхода;

7) значений коэффициента преобразования в точках рабочего диапазона расходов;

8) в межповерочном интервале проведения контроль метрологических характеристик преобразователей расхода.

При контроле метрологических характеристик преобразователей расхода определяют коэффициент преобразования на месте эксплуатации при рабочих условиях в рабочем диапазоне расходов и отклонение полученного значения

коэффициента преобразования от значения, установленного на вторичном приборе преобразователей расхода или устройстве обработки информации (хранящегося в памяти устройства обработки информации).

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

Установление межконтрольного интервала преобразователей расхода проводится в следующем порядке:

9) для каждой вновь вводимой системы измерения количества нефти, а также после реконструкции с заменой преобразователя расхода определяется межконтрольный интервал преобразователей расхода. Межконтрольный интервал определяется также после ремонта преобразователей расхода;

10) межконтрольный интервал в зависимости от интенсивности эксплуатации преобразователей расхода устанавливается либо в часах наработки либо в календарном времени (в днях или месяцах) по результатам контроля коэффициента преобразования по трубопоршневым поверочным установкам;

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

12) межконтрольный интервал устанавливается по результатам статистических данных;

13) контроль преобразователей расхода, находящихся в резерве и длительное время не проходящих контроль, проводится только перед вводом их в эксплуатацию;

14) величина межконтрольного интервала вносится в формуляр системы измерения количества нефти;

15) установление межконтрольного интервала выполняет организация, проводящая обслуживание системы измерения количества нефти, согласовав с представителями сдающей и принимающей сторон.

Основные требования к эксплуатации поточных преобразователей плотности:

16) поверка поточных преобразователей плотности проводится по измерительному комплекту металлических напорных пикнометров или по плотномеру высокого класса точности;

17) поверка поточных преобразователей плотности проводится в лаборатории или на месте эксплуатации. Поверку поточных преобразователей плотности на месте эксплуатации проводится, если изменение плотности нефти в течение года не превышает 100 кг/м^3 ;

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

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

20) период колебаний выходного сигнала соответствует периоду колебаний, указанному в сертификате поверки (поверка воздухом или газом).

36. Если погрешность преобразователя плотности при поверке или контроле превышает установленные пределы, он подлежит градуировке с последующей поверкой.

Градуировка поточных преобразователей плотности проводится по измерительному комплекту пикнометров или по плотномеру высокого класса точности в лаборатории или на месте эксплуатации.

Градуировка поточных преобразователей плотности проводится на месте эксплуатации, если изменение плотности нефти в течение года не превышает 100 кг/м^3 .

37. Контроль поточных преобразователей плотности проводится один раз в 10 календарных дней способом сличения показаний рабочего преобразователя плотности с результатами измерения плотности нефти плотномером высокого класса точности в рабочих условиях при рабочем значении плотности или с показаниями резервного преобразователя плотности.

Резервный преобразователь плотности используется чистым и нефть через него проходит только при сличении.

Выполняется условие:

$$|\rho_{nn} - \rho_0| > \Delta_{nn} + \Delta_0, (2)$$

где ρ_{nn} – значение плотности нефти, измеренное рабочим преобразователем плотности, кг/м³;

ρ_0 – значение плотности нефти, измеренное плотномером высокого класса точности или резервным преобразователем плотности, кг/м³;

Δ_{nn} – предел допускаемой абсолютной погрешности рабочего преобразователя плотности, кг/м³;

Δ_0 – предел допускаемой абсолютной погрешности плотномера высокого класса точности или резервного преобразователя плотности, кг/м³.

При отсутствии плотномера высокого класса точности или до оснащения системы измерения количества нефти резервным преобразователем плотности контроль рабочих преобразователей плотности проводится по результатам измерения плотности нефти аналитической лабораторией.

Не реже одного раза в 10 календарных дней показания преобразователя плотности ρ_{nn} сравниваются с результатами измерения плотности нефти ареометром или лабораторным плотномером и вычисляют разность плотностей Δ_{pn} , кг/м³, по формуле:

$$\Delta_{pn} = \rho_{nn} - \rho_{лн}, (3)$$

где $\rho_{лн}$ – значение плотности нефти, измеренное ареометром или лабораторным плотномером в пробе, отобранной в момент измерения ρ_{nn} , приведенное к условиям в блоке измерения параметров качества нефти, кг/м³.

Выполняется условие:

$$|\Delta_{pn}| < \Delta_{nn} + \Delta, (4)$$

где Δ – погрешность способа измерения плотности ареометром или лабораторным плотномером из сертификата о метрологической аттестации способа выполнения измерений плотности, кг/м³.

До проведения оценки погрешности способа проводится контроль преобразователем плотности.

Определяют $\overline{\Delta_p}$ по формуле:

$$\overline{\Delta_p} = \frac{1}{30} \cdot \sum_{i=1}^{30} \Delta_{pi}, (5)$$

$$\Delta_{pi} = \rho_{nni} - \rho_{lni}, (6)$$

где $\overline{\Delta_p}$ – среднее значение разностей за первые 30 смен после поверки преобразователем плотности, проверенных на отклонение от нормы, кг/м³. При обнаружении резко выделяющихся измерений их заменяют результатами дополнительных измерений;

ρ_{nni} – значение плотности нефти, измеренное рабочим преобразователем плотности в i-ую смену за первые 30 смен после поверки, кг/м³;

ρ_{lni} – значение плотности нефти, измеренное ареометром или лабораторным плотномером в пробе, отобранной в момент измерения, приведенное к условиям в блоке измерения параметров качества нефти, кг/м³.

Не реже одного раза в 10 календарных дней показания рабочего преобразователя плотности сравниваются с плотностью нефти, измеренной ареометром или лабораторным плотномером, и вычисляется разность плотностей, кг/м³, по формуле:

$$\Delta_p = \rho_{nn} - \rho_{ln}, (7)$$

где ρ_{ln} – значение плотности нефти, измеренное ареометром или лабораторным плотномером в пробе, отобранной в момент измерения ρ_{nn} , приведенное к условиям в блоке измерения параметров качества нефти, кг/м³.

Выполняется условие:

$$|\Delta_p - \overline{\Delta_p}| < \Delta_{nl} + \Delta_{ap}, (8)$$

где Δ_{ap} – предел допускаемой погрешности ареометра ($\pm 0,5$ кг/м³) или лабораторного плотномера, кг/м³, (берут из сертификата о поверке).

Если условия (4) или (8) не выполняются, выясняется причина отклонения: ошибки измерений, несоблюдение условий контроля, неучтенные факторы.

При несоблюдении условий в течение трех смен подряд и в случае неисправности преобразователя плотности демонтируют, промывают, снова устанавливают в блоке измерения параметров качества нефти и контролируют по

настоящему способу. При получении отрицательных результатов в течение двух дополнительных смен преобразователь плотности подлежит внеочередной поверке.

По договоренности принимающей и сдающей сторон проводится изменение периодичности контроля.

Для наглядности представления контроля метрологических характеристик преобразователей плотности и для реализации возможности диагностики неисправности рекомендуется вышеуказанные измерения заносить и сохранять в компьютере и индцировать на экране монитора в виде графиков.

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

Масса брутто нефти ($M_{бр}$), тонн, при отключении преобразователей плотности и при отсутствии резервного преобразователя плотности вычисляется по формуле:

$$M_{бр} = V \times \rho_{лп} \times 10^{-3}, (9)$$

где V – объем нефти, прошедшей через системы измерения количества нефти, кубический метр (далее – m^3);

$\rho_{лп}$ – плотность нефти, измеренная ареометром или лабораторным плотномером, приведенная к условиям измерения объема или к нормальным условиям, $кг/м^3$.

До проведения оценки погрешности способа согласно способам выполнения измерений ареометром масса брутто нефти определяется по формуле:

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

где $\rho_{лп}$ – плотность нефти, измеренная ареометром или лабораторным плотномером и приведенная к условиям измерения объема или к нормальным условиям без учета систематической погрешности способа, $кг/м^3$;

ΔM – поправка на массу брутто нефти, определенная по формуле:

$$M_{бр} = V \times \rho_{лн} \times K_n \times 10^{-3}, (11)$$

где K_n – поправочный множитель.

39. По косвенному объемно-массовому динамическому способу 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.

40. Массу нефти m_1^D , килограмм (далее – кг), при измерениях объема нефти, проводимых с помощью преобразователя расхода или счетчика жидкости, и его плотности, определяемой с помощью преобразователя плотности, и последующем приведении результатов измерений объема и плотности нефти к условиям вычисляют по формуле:

$$m_1^D = \rho_0^D V_0^D, (12)$$

где ρ_0^D, V_0^D – плотность и объем нефти, приведенные к нормальным условиям;

«Д» – обозначение, соответствующее термину «динамическое».

41. Плотность нефти, приведенную к условиям при температуре 15°C, ρ_{15}^D , кг/м³, вычисляют по формуле:

$$\rho_{15}^D = \frac{\rho_{изм}^D}{STL_{\rho}^D CPL_{\rho}^D}, (13)$$

где $\rho_{изм}^D$ – плотность нефти, измеренная при температуре и давлении нефти в преобразователе плотности, кг/м³;

STL_{ρ}^D – поправочный коэффициент, учитывающий влияние температуры на объем нефти, определенный для температуры нефти в преобразователе плотности, вычисляемый в соответствии с документами по стандартизации;

CPL_{ρ}^D – поправочный коэффициент, учитывающий влияние давления на объем нефти, определенный для давления нефти в преобразователе плотности, вычисляемый в соответствии с документами по стандартизации.

42. Плотность нефти, приведенную к нормальным условиям при температуре 20°C, ρ_{20}^D , кг/м³, вычисляют по формуле:

$$\rho_{20}^D = \rho_{15}^D \exp[-\alpha_{15}^D 5(1 + 4\alpha_{15}^D)], \quad (14)$$

где α_{15}^D – коэффициент объемного расширения нефти при температуре 15°C, применяется в соответствии с таблицей значений коэффициентов объемного расширения нефти $\times 10^3$, C⁻¹, приведенные в приложении 3 к настоящим Правилам.

43. Объем нефти, приведенный к температуре 15°C, V_{15}^D , м³, вычисляют по формуле:

$$V_{15}^D = V_{\text{изм}}^D \text{CTL}_V^D \text{CPL}_V^D, \quad (15)$$

где $V_{\text{изм}}^D$ – объем нефти, измеренный при температуре и давлении нефти в преобразователе расхода или счетчике жидкости, м³;

CTL_V^D – поправочный коэффициент, учитывающий влияние температуры на объем нефти, определенный для температуры нефти в преобразователе расхода или счетчике жидкости, вычисляемый в соответствии с документами по стандартизации;

CPL_V^D – поправочный коэффициент, учитывающий влияние давления на объем нефти, определенный для давления в преобразователе расхода или счетчике жидкости, вычисляемый в соответствии с документами по стандартизации.

44. Объем нефти V_{20}^D , м³, приведенный к температуре 20°C, вычисляют по формуле:

$$V_{20}^D = V_{15}^D \exp[\alpha_{15}^D 5(1 + 4\alpha_{15}^D)], \quad (16)$$

где V_0^D – объем нефти, приведенный к нормальным условиям, м³;

α_{15}^D – коэффициент объемного расширения нефти, принимаемый в соответствии с таблицей значений коэффициентов объемного расширения нефти $\times 10^3$, C⁻¹, указанной в приложении 3 к настоящим Правилам.

45. Массу нефти m_2^D , кг, при измерениях объема нефти, проводимых с помощью преобразователя расхода 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:

$$m_2^D = V_0^D \rho_0^L, (17)$$

где V_0^D – объем нефти, приведенный к нормальным условиям, m^3 ;

ρ_0^L – плотность нефти, приведенная к нормальной температуре, $кг/м^3$.

Значение V_0^D , m^3 , определяют по формулам (15) и (16).

46. Плотность нефти, приведенную к температуре $15^\circ C$, ρ_{15}^L , $кг/м^3$, вычисляют по формуле:

$$\rho_{15}^L = \frac{\rho_{изм}^L}{CTL_{\rho}^L}, (18)$$

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

CTL_{ρ}^L – поправочный коэффициент, учитывающий влияние температуры на объем нефти, вычисляемый в соответствии с документами по стандартизации.

Плотность нефти, приведенную к температуре $20^\circ C$, ρ_{20}^L , $кг/м^3$, вычисляют по формуле:

$$\rho_{20}^L = \rho_{15}^L \exp[-\alpha_{15}^L 5(1 + 4\alpha_{15}^L)], (19)$$

где α_{15}^L – коэффициент объемного расширения нефти температуре $15^\circ C$, принимаемый в соответствии с таблицей значений коэффициентов объемного расширения нефти $\times 10^3$, $^\circ C^{-1}$, указанной в приложении 3 к настоящим Правилам.

Плотность нефти, измеренная ареометром, приводится к плотности при нормальной температуре $20^\circ C$ по таблицам согласно документам по стандартизации.

47. Массу нефти m_3^D , кг, при измерениях объема нефти, проводимых с помощью преобразователя расхода или счетчика жидкости, и его плотности, определяемой с помощью поточного преобразователя плотности, и последующем приведении результатов измерений плотности нефти к условиям измерений его объема вычисляется по формуле:

$$m_3^D = V_{п.изм}^D \rho_{п.изм}^D [1 + \alpha(T_{\rho n}^D - T_{Vn}^D) + \gamma(P_{Vn}^D - P_{\rho n}^D)], \quad (20)$$

где $V_{п.изм}^D$ – объем нефти, измеренный при температуре и давлении нефти в преобразователе расхода или счетчике жидкости, m^3 ;

$\rho_{п.изм}^D$ – плотность нефти, измеренная при температуре и давлении нефти в преобразователе плотности, $кг/м^3$;

α – коэффициент объемного расширения нефти, принимаемый в соответствии с таблицей значений коэффициентов объемного расширения нефти $\times 10^3$, $^{\circ}C^{-1}$, указанной в приложении 3 к настоящим Правилам;

$T_{\rho n}^D$ – температура нефти в преобразователе плотности, $^{\circ}C$;

P_{Vn}^D – температура нефти в преобразователе расхода или счетчике жидкости, $^{\circ}C$;

γ – коэффициент сжимаемости нефти, принимаемый в соответствии с таблицей значений коэффициентов сжимаемости нефти $\times 10^3$, $МПа^{-1}$, указанной в приложении 3 к настоящим Правилам;

$P_{\rho n}^D$ – избыточное давление нефти в преобразователе плотности, $МПа$;

P_{Vn}^D – избыточное давление нефти в преобразователе расхода или счетчике жидкости, $МПа$.

48. Массу нефти m_4^D , кг, при измерениях объема нефти, проводимых с помощью преобразователя расхода или счетчика жидкости, и плотности, определяемой с помощью ареометра в соответствии с документами по стандартизации в объединенной пробе или с помощью лабораторного плотномера, и последующем приведении результатов измерений плотности нефти к условиям измерений его объема вычисляется по формуле:

$$m_4^D = V_{\text{п.изм}}^D \rho_{\text{изм}}^L [1 + \alpha(T_p^L - T_{Vn}^D) + \gamma P_V], \quad (21)$$

где $\rho_{\text{изм}}^L$ – плотность нефти, измеренная в лаборатории при температуре T_p^L , кг/м³;

α – коэффициент объемного расширения нефти, принимаемый в соответствии с таблицей значений коэффициентов объемного расширения нефти $\times 10^3$, $^{\circ}\text{C}^{-1}$, указанной в приложении 3 к настоящим Правилам;

γ – коэффициент сжимаемости нефти, принимаемый в соответствии с таблицей значений коэффициентов сжимаемости нефти $\times 10^3$, МПа⁻¹, указанной в приложении 3 к настоящим Правилам;

P_V – избыточное давление нефти при измерениях ее объема, МПа.

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

49. Формулы (20), (21) применяют при разности температур при измерениях плотности и объема нефти не более 15 $^{\circ}\text{C}$. При разности температур при измерениях плотности и объема нефти более 15 $^{\circ}\text{C}$ вычисления проводят в соответствии с пунктом 56 настоящих Правил.

50. По косвенному способу 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.

51. Массу нефти m_1^c , кг, при измерениях объема нефти в мерах вместимости и мерах полной вместимости и плотности нефти с помощью преобразователя плотности 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:

$$m_1^c = \rho_0^c V_0^c, \quad (22)$$

где ρ_0^c , V_0^c – плотность и объем нефти, приведенные к нормальному условию по температуре;

«с» – обозначение, соответствующее термину «статическое».

Плотность нефти, приведенную к температуре 15°C, ρ_{15}^c , кг/м³, вычисляют по формуле:

$$\rho_{15}^c = \frac{\rho_{изм}^c}{CTL_p^c}, (23)$$

где $\rho_{изм}^c$ – плотность нефти, измеренная с помощью ареометра в лаборатории с помощью ареометра в соответствии с документами по стандартизации или с помощью преобразователя плотности, кг/м³;

CTL_p^c – поправочный коэффициент, учитывающий влияние температуры на объем нефти, определенный для температуры нефти в лаборатории или в преобразователе плотности, вычисляемый в соответствии с документами по стандартизации.

52. Плотность нефти, приведенную к температуре 20°C, кг/м³, вычисляют по формуле:

$$\rho_{20}^c = \rho_{15}^c \exp[-\alpha_{15}^c 5(1 + 4\alpha_{15}^c)], (24)$$

где $\rho_{изм}^c$ – плотность нефти, измеренная с помощью ареометра в лаборатории с помощью ареометра в соответствии с документами по стандартизации или с помощью преобразователя плотности, кг/м³;

α – коэффициент объемного расширения нефти, принимаемый в соответствии с таблицей значений коэффициентов объемного расширения нефти $\times 10^3$, C⁻¹, указанной в приложении 3 к настоящим Правилам;

53. Объем нефти, приведенный к температуре 15°C, V_{15}^c , м³, вычисляют по формуле:

$$V_{15}^c = V_{20}[1 + (2K_{CT} + \kappa_s)(T_{CT} - 20)]CTL_V^c, (25)$$

где V_{20} – объем нефти в мере вместимости на измеряемом уровне Н, определяемый по градуировочной таблице меры вместимости, составленной при температуре 20°C в соответствии с документами по стандартизации с учетом изменения уровня нефти относительно указателя уровня, м³. Данные градуировочных таблиц соответствуют температуре стенки мер вместимости, равной 20°C;

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

K_s – температурный коэффициент линейного расширения материала средства измерений уровня нефти (например измерительной рулетки с грузом, метроштока, уровнемера поплавкового типа, бесконтактным радарным уровнемером, ультразвуковым уровнемером, вибрационным сигнализатором, емкостным уровнемером, контактным волноводным преобразователем уровня). Его значения принимают равными:

для нержавеющей стали – минус $12,5 \cdot 10^{-6} \text{ } 1/^{\circ}\text{C}$;

для алюминия – минус $23 \cdot 10^{-6} \text{ } 1/^{\circ}\text{C}$.

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

T_{CT} – температура стенки меры вместимости, принимаемая равной температуре нефти в мере вместимости $T_P^{\text{л}}$ $^{\circ}\text{C}$;

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 документами по стандартизации.

54. Объем нефти, приведенный к нормальной температуре 20°C , вычисляют по формуле:

$$V_{20}^c = V_{15}^c \exp[\alpha_{15}^c 5(1 + 4\alpha_{15}^c)], \quad (26)$$

где V_{20}^c – объем нефти в мере вместимости на измеряемом уровне H , определяемый по градуировочной таблице меры вместимости, составленной при температуре 20°C в соответствии с документами по стандартизации с учетом изменения уровня нефти относительно указателя уровня, м^3 . Данные градуировочных таблиц соответствуют температуре стенки мер вместимости, равной 20°C ;

α – коэффициент объемного расширения нефти, принимаемый в соответствии с таблицей значений коэффициентов объемного расширения нефти $\times 10^3, ^\circ\text{C}^{-1}$, указанной в приложении 3 к настоящим Правилам.

55. Плотность нефти при проведении учетных операций приводится к плотности при нормальной температуре 20°C в соответствии с документами по стандартизации.

56. Массу нефти m_2^c , кг, при приведении плотности нефти, измеренной в лаборатории, к условиям измерений объема нефти в мере вместимости или мере полной вместимости вычисляется по формуле:

$$m_L^c = V_{20} \rho_{\text{изм}}^L [1 + (2\kappa_{\text{СТ}} + \kappa_s)(T_{\text{СТ}} - 20)] [1 + \kappa(T_{\text{р}}^L - T_{\text{СТ}})], \quad (27)$$

где $\rho_{\text{изм}}^L$ – плотность нефти, измеренная в лаборатории ареометром в соответствии с документами по стандартизации при температуре $T_{\text{р}}^L$ кг/м^3 ;

κ – коэффициент объемного расширения нефти, принимаемый в соответствии с таблицей значений коэффициентов объемного расширения нефти $\times 10^3, ^\circ\text{C}^{-1}$, указанной в приложении 3 к настоящим Правилам.

57. Формула (27) применяется при разности температур $T_{\text{р}}^L$ и $T_{\text{СТ}}$ не более 15°C .

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

$$m_2^c = \frac{1}{g} P S_{\text{ср}}, \quad (28)$$

где P – гидростатическое давление столба нефти, Паскаль (далее – Па);

$S_{\text{ср}}$ – средняя площадь поперечного сечения наполненной части меры вместимости, квадратный метр (далее – м^2);

g – ускорение силы тяжести, метр на секунду в квадрате (далее – м/с^2).

59. Среднюю площадь $S_{\text{ср}}$, м^2 , вычисляют по формуле:

$$S_{\text{ср}} = \frac{V_{20} [1 + 2\kappa_{\text{СТ}}(T_{\text{СТ}} - 20)]}{H}, \quad (29)$$

где V_{20} – объем нефти в мере вместимости на измеряемом уровне H , определяемый по градуировочной таблице меры вместимости, м^3 ;

K_{CT} – температурный коэффициент линейного расширения стенки меры вместимости, значение которого принимают равным $12,5 \cdot 10^{-6} 1/^\circ\text{C}$;

T_{CT} – температура стенки меры вместимости, принимаемая равной температуре нефти в мере вместимости, $^\circ\text{C}$.

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

$$m_0 = |m_i - m_{i+1}|, (30)$$

где m_i , m_{i+1} – массы нефти, вычисленные по формуле (11) в начале и конце операции соответственно.

61. Массу нетто товарной нефти M_H кг, вычисляют по формуле:

$$M_H = M_{бр} - m_6, (31)$$

где – $M_{бр}$ масса брутто товарной нефти, кг;

m_6 – масса балласта нефти, кг, вычисляемая по формуле:

$$m_6 = m \times \frac{W_{M.K.} + W_{X.T.} + W_{M.K.}}{100}, (32)$$

где – $W_{M.K.}$ массовое содержание воды в товарной нефти, %;

$W_{X.T.}$ – массовое содержание хлористых солей в товарной нефти, %;

$W_{M.K.}$ – массовое содержание механических примесей в товарной нефти, %.

62. Массовое содержание воды в товарной нефти определяется в соответствии с документами по стандартизации. Массовое содержание воды в товарной нефти измеряется с помощью поточного влагомера.

63. Массовое содержание хлористых солей в товарной нефти определяется в соответствии с документами по стандартизации. Массовое содержание хлористых солей в товарной нефти измеряется с помощью поточного солемера.

64. Массовое содержание механических примесей в товарной нефти определяется в соответствии с документами по стандартизации. Массовое содержание механических примесей в товарной нефти измеряется с помощью поточного анализатора.

65. Данным способом определяется масса нефти по ее объему, плотности и температуре в резервуарах. Объем нефти определяется с помощью градуировочных таблиц, средств измерений уровня.

66. Допустимый состав системы измерения количества нефти и пределы допускаемой погрешности, используемые при объемно-массовом статическом способе приведены в приложении 4 к настоящим Правилам.

67. Измерение объема, плотности и температуры нефти осуществляется 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 (Нб) 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 отклоняя лот от вертикального положения, не задевая за внутреннее оборудование и сохраняя спокойное состояние поверхности нефти, без волн.

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

Отсчет по ленте рулетки проводится до 1 миллиметра (далее – 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 ($0,2 \div 0,3$) 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 водоземulsionного 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 при необходимости производится другим способом, например, при помощи электронных рулеток.

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

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.

При необходимости, температуру нефти измеряют преобразователем температуры, входящим в состав переносного плотномера, с одновременным измерением плотности или электронных рулеток с одновременным измерением уровня.

68. Масса брутто нефти в резервуаре вычисляется по формуле:

$$M_{\text{бр}} = V_{\text{н}} \times \rho_{\text{н}} \times 10^{-3}, (33)$$

где ρ_n – плотность нефти при температуре измерения объема в резервуаре, кг/м³;

V_n – объем нефти, м³, определенный по градуировочной таблице резервуара в соответствии с результатами измерения общего уровня жидкости в резервуаре в соответствии с подпунктом 1) пункта 67 настоящих Правил и уровня подтоварной воды, измеренной в соответствии с подпунктом 2) пункта 67 настоящих Правил, вычисленной по формуле:

$$V_n = K_p \times (V_{ж} - V_{в}), \quad (34)$$

где K_p – поправочный коэффициент на изменение объема нефти V_n в зависимости от температуры стенки резервуара;

$V_{ж}$ – общий объем жидкости, м³;

$V_{в}$ – объем воды, м³.

69. 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 $\pm 2^\circ\text{C}$, то объем сданной нефти вычисляют по формуле:

$$V_n = V_{n1} - V_{n2} \times [1 + \alpha \times (t_1 - t_2)], \quad (35)$$

где V_{n1} – объем нефти до начала откачки, измеренный при температуре t_1 , м³;

V_{n2} – объем остатка, измеренный при температуре, t_2 , м³;

α – коэффициент объемного расширения нефти при температуре t_2 , принимаемый в соответствии с приложением 3 к настоящим Правилам.

Масса сданной партии нефти вычисляется по формуле (33), где значение плотности нефти определяется для температуры t_1 .

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

$$V_n = V_{n2} - V_{n1} \times [1 + \alpha \times (t_2 - t_1)], \quad (36)$$

где V_{n2} – объем нефти в резервуаре по окончании процесса закачки и отстоя нефти, измеренный при температуре t_2 , м³;

α – коэффициент объемного расширения нефти при температуре t_1 , принимаемый в соответствии с приложением 3 к настоящим Правилам.

Плотность нефти в этом случае определяется при температуре t_1 .

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

$$m_2^c = \frac{1}{g} P S_{cp}, (37)$$

где P – гидростатическое давление столба нефти, Па;

S_{cp} – средняя площадь поперечного сечения наполненной части меры вместимости, m^2 ;

g – ускорение силы тяжести, m/s^2 .

Среднюю площадь S_{cp} , m^2 , вычисляют по формуле:

$$S_{cp} = \frac{V_{20}[1+2\kappa_{CT}(T_{CT}-20)]}{H}, (38)$$

где V_{20} – объем нефти в мере вместимости на измеряемом уровне H , определяемый по градуировочной таблице меры вместимости, m^3 ;

κ_{CT} – температурный коэффициент линейного расширения стенки меры вместимости, значение которого принимают равным $12,5 \times 10^{-6} 1/^\circ C$;

T_{CT} – температура стенки меры вместимости, принимаемая равной температуре нефти в мере вместимости, $^\circ C$.

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

$$m_0 = |m_i - m_{i+1}|, (39)$$

где m_i , m_{i+1} – массы нефти, вычисленные по формуле (19) в начале и конце операции соответственно.

Массу нефти m_1^c , кг, при измерениях объема нефти в мерах вместимости и мерах полной вместимости и плотности нефти с помощью преобразователя плотности 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:

$$m_1^c = \rho_0^c V_0^c, (40)$$

где $\rho_0^c V_0^c$ – плотность и объем нефти, приведенные к нормальным условиям по температуре (обозначение «с» соответствует термину «статическое»).

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

$$\delta m_2^c = \pm 1,1 \sqrt{\delta P^2 + \delta K^2 + (K_\Phi - 1)^2 \delta H^2 + \delta N^2}, (41)$$

где $\delta P \delta H$ – относительные погрешности измерений гидростатического давления и уровня нефти, %;

δK – относительная погрешность составления градуировочной таблицы меры вместимости, %.

Пределы относительной погрешности измерений массы нефти при проведении учетных операций δm_{02}^c , %, вычисляют по формулам:

$$\delta m_{02}^c = \pm 1,1 \sqrt{\frac{m_1^2}{m_0^2} C_i^2 + \frac{m_{i+1}^2}{m_0^2} C_{i+1}^2 + \delta N^2}, (42)$$

$$C_i = \sqrt{\delta P_i^2 + \delta K_i^2 + (K_{\Phi i} - 1)^2 \delta H_i^2};$$

где

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

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

Относительные погрешности измерений величин, входящие в формулу (42), определяют с учетом инструментальной и других составляющих погрешности измерений массы нефти.

Значения пределов допускаемой относительной погрешности измерений массы нефти, определяемые по формуле (42), не превышают значений, установленных в пункте 16 настоящих Правил.

Параграф 4. Определение массы нетто нефти

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

$$M_H = M_{\delta p} - m = M_{\delta p} \times \left(1 - \frac{\omega_v - \omega_n + \omega_{xc}}{100}\right), (43)$$

где m – масса балласта нефти, тонн;

ω_v – массовая доля воды в нефти, %;

ω_n – массовая доля механических примесей в нефти, %

ω_{xc} – массовая доля хлористых солей в нефти, %, вычисленная по формуле:

$$\omega_{xc} = 0,1 \times \frac{\varphi_c}{\rho}, (44)$$

где φ_c – концентрация хлористых солей в нефти, миллиграмм на кубический дециметр (далее мг/дм³) (грамм на кубический метр (далее г/м³));

ρ – плотность нефти при температуре определения массы брутто нефти, кг/м³.

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

$$\omega_v = \frac{\varphi_v \times \rho_v}{\rho}, (45)$$

где φ_v – объемная доля воды в нефти, %;

ρ_v – плотность воды при температуре определения объема нефти, кг/м³.

Параграф 5. Оформление результатов измерений

72. Результаты измерений объема по измерительным линиям, объема по системе измерения количества нефти и массы брутто нефти записывают в журнале регистрации показаний средств измерений системы измерения количества нефти форма которого приведена в приложении 5 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.

73. 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.

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

74. Документы, указанные в пунктах 72, 73 настоящих Правил, ведутся в бумажном виде и (или) на электронных носителях.

Приложение 1
к Правилам измерения и взвешивания
нефти, добытой недропользователем
на участке недр

Рекомендуемый состав системы измерения количества нефти и пределы
допускаемой погрешности с применением прямого динамического способа

№ п /п	Наименование средств измерений и оборудования, входящих в состав системы измерения количества нефти	Предел допускаемой погрешности	Примечание
1	2	3	4
1.	Основные средства измерений и оборудование	-	-
2.	Массомер	$\pm 0,25 \%$	-
3.	Манометр	Класс точности 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	$\pm 0,25 \%$	-
12.	Массомер контрольный	$\pm 0,20 \%$	При наличии по проекту
13.	Преобразователь давления на измерительной линии	$\pm 0,6 \%$	-
14.	Плотномер	$\pm 0,3 \text{ кг/м}^3$	-
15.	Влагомер	$\pm 0,1 \%$ (абсолютная единица)	При наличии по проекту
16.	Преобразователь температуры в блоке измерений параметров качества нефти	$\pm 0,2^\circ\text{C}$	-
17.	Преобразователь давления в блоке измерений параметров качества нефти	$\pm 0,6 \%$	-
18.	Устройство обработки информации	$\pm 0,05 \%$	-
19.	Регулятор давления	-	-
20.	Регулятор расхода	-	-
21.	Датчик контроля загазованности	-	-
22.	Датчик контроля наличия свободного газа	-	При наличии по проекту
23.	Устройство для измерения остаточного газосодержания (растворенного газа)	-	При наличии по проекту
24.	Преобразователи температуры на измерительных линиях	$\pm 0,2^\circ\text{C}$	-

Приложение 2
к Правилам измерения и взвешивания
нефти, добытой недропользователем
на участке недр

Форма

Учет нефти при отклонениях
и отказах средств измерений системы измерения количества нефти

Система измерения количества нефти включен в работу «__» _____ 2__ года

в _____ часов

Представитель предприятия сдающей стороны

(фамилия, имя, отчество (при его наличии))

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

№ п /п	Средства измерений и оборудования, подлежащие отключениям и отка- зам	Учет нефти по ре- зервным сред- ствам измерений и оборудованию	Учет нефти по системе измерения количества нефти с одновремен- ным ремонтом (заменой) отдель- ных элементов	Учет нефти по резерв- ной схеме
1	2	3	4	5
1.	Преобразователи расхода	+		+
2.	Фильтры	+		
3.	Струевыпрямители	+		
4.	Задвижки (задвижки с электроприво- дом, шаровые краны с электроприво- дом)	+		
5.	Манометры		+	
6.	Регулятор давления		+(при возможности ручного регу- лирования требуемого давления)	
7.	Регулятор расхода		+	
8.	Преобразователи давления		+	
9.	Преобразователи температуры		+	
10.	Блок измерений параметров качества нефти			
11.	Преобразователи плотности поточные	+	+	
12.	Преобразователи вязкости поточные	+	+	
13.	Преобразователь влагосодержания по- точный		+	
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.	Устройство обработки информации	+ (при наличии резервного)	+ (при наличии вторичных приборов преобразователей расхода или электромеханических счетчиков)	+ (при отсутствии резервных и вторичных приборов преобразователей расхода)
23.	Вторичные приборы преобразователи расхода	+		
24.	Суммирующий прибор		+	
25.	Устройство по корректировке коэффициента преобразования турбинных преобразователей расходов по расходу и вязкости		+	

Приложение 3
к Правилам измерения и
взвешивания нефти, добытой
недропользователем на
участке недр

Таблица значений коэффициентов объемного расширения нефти х103, С-1

Плот- ность, кг/м ³	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 х103, МПа-1

Плот- ность, кг/м ³	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

Приложение 4
к Правилам измерения и
взвешивания нефти, добытой
недропользователем на
участке недр

Рекомендуемый состав системы измерения количества нефти и пределы
допускаемой погрешности, используемые при объемно-массовом статическом
способе

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

Приложение 5
к Правилам измерения и взвешивания
нефти, добытой недропользователем
на участке недр

Форма

**Журнал регистрации показаний
средств измерений системы измерения количества нефти**

Система измерения количества нефти № _____

(акционерное общество, товарищество с ограниченной ответственностью,
районное нефтепроводное управление, нефтегазодобывающее учреждение и
нефтеперерабатывающий завод)

Предприятие (владелец) _____

Приемо-сдаточный пункт _____

**ЖУРНАЛ
регистрации показаний средств измерений системы измерения количества
нефти**

№ п /п	Да та	Время, ча- сов, минут		Результаты измерений объема и массы брутто нефти (показания устройства обра- ботки информации или вторичных прибо- ров преобразователя расхода)				Количество нефти		Средняя тем- пература нефти за ин- тервал, °С		Среднее давле- ние за интер- вал, МПа		При- ме- ча- ние
на- ча- ло	окон- ча- ние	объем, м³		масса брутто нефти		объ- ем	мас- са	в пре- об- ра- зо- ва- те- ле рас- хо- да	в бло- ке изме- ре- ний пара- мет- ров каче- ства неф- ти	в пре- об- ра- зо- ва- те- ле рас- хо- да	в блоке измере- ний па- рамет- ров ка- чества нефти			
		начало	конец	начало	конец								м³	брут- то неф- ти, тонн
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15

Итого за смену масса брутто нефти (прописью)

Итого за сутки масса брутто нефти (прописью)

Операторы предприятия, сдающего нефть

Сдал смену _____
(фамилия, имя, отчество (при его наличии)) (подпись)

Принял смену _____
(фамилия, имя, отчество (при его наличии)) (подпись)

Операторы предприятия, принимающего нефть

Сдал смену _____
(фамилия, имя, отчество (при его наличии)) (подпись)

Принял смену _____
(фамилия, имя, отчество (при его наличии)) (подпись)