



Об утверждении Правил измерения и взвешивания нефти, добытой на контрактной территории, производимой подрядчиком

Утративший силу

Постановление Правительства Республики Казахстан от 31 мая 2006 года N 478. Утратило силу постановлением Правительства Республики Казахстан от 12 ноября 2010 года N 1195

Сноска. Утратило силу постановлением Правительства РК от 12.11.2010 N 1195 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после первого официального опубликования).

В соответствии со статьей 39 Закона Республики Казахстан от 28 июня 1995 года "О нефти" Правительство Республики Казахстан **ПОСТАНОВЛЯЕТ:**
с м . Z 1 0 0 2 9 1

1. Утвердить прилагаемые Правила измерения и взвешивания нефти, добытой на контрактной территории, производимой подрядчиком.
2. Настоящее постановление вводится в действие по истечении десяти календарных дней после его первого официального опубликования.

П р е м ь е р - М и н и с т р

Республики Казахстан

У т в е р ж д е н ы

постановлением Правительства

Республики Казахстан

от 31 мая 2006 года N 478

Правила измерения и взвешивания нефти, добытой на контрактной территории, производимой подрядчиком

1. Общие положения

1. Настоящие Правила измерения и взвешивания нефти, добытой на контрактной территории, производимой подрядчиком (далее - Правила), разработаны в соответствии с законами Республики Казахстан "О нефти " и "Об обеспечении единства измерений". см.Z100291

2. В настоящих Правилах используются следующие основные понятия:

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

2) система измерений количества нефти (далее - СИКН) - совокупность средств измерений (преобразователей расхода, плотности, влагосодержания, солесодержания, вязкости, температуры, давления, массомеров), 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;

3) измерительная линия (далее - ИЛ) - часть конструкции СИКН, состоящая из преобразователя расхода или массомера с прямолинейными участками трубопроводов, оснащенных средствами измерений давления и температуры, задвижками и фильтрами;

4) измерительная линия рабочая - измерительная линия, находящаяся в работе при стандартном режиме эксплуатации СИКН;

5) измерительная линия контрольная - измерительная линия, применяемая для контроля метрологических характеристик рабочих преобразователей расхода;

6) измерительная линия резервная - выключенная измерительная линия, которая в любой момент времени может быть включена в работу;

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

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

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

11) масса брутто нефти - масса нефти, показатели качества которой соответствуют требованиям нормативно-технической документации;

12) масса нетто нефти - разность между массой брутто и массой балласта;

13) масса балласта нефти - общая масса воды, солей и механических примесей в нефти.

3. Учет нефти, добытой и производимой подрядчиком на контрактной территории, осуществляется в тоннах. Для обеспечения достоверности измерения массы нефти, а также контроля за качеством измерения подрядчики должны иметь необходимое оборудование и средства измерения, допущенные к эксплуатации уполномоченным органом по техническому регулированию и метрологии и внесенные в реестр государственной системы обеспечения единства измерений Республики Казахстан.

4. Масса брутто нефти определяется объемно-массовым динамическим методом, применяя СИКН, или массовым динамическим методом, применяя м а с с о м е р ы .

А также допускается применение объемно-массового статического метода.

5. Погрешность измерения массы нефти должна быть не более:

- 1) при объемно-массовом и массовом динамическом методах:
_____ + 0,25 % - при измерении массы брутто нефти;
_____ + 0,35 % - при измерении массы нетто нефти;
- 2) при объемно-массовом статическом методе:
_____ + 0,5 % - при измерении массы нетто нефти.

2. Средства измерений

6. Средства измерений, входящие в состав СИКН, должны иметь сертификаты об утверждении типа или о метрологической аттестации, о поверке средств измерений в соответствии с законодательством по обеспечению единства измерений .

После каждого ремонта, связанного с изменением вместимости, резервуар должен быть переградуирован, а после изменения оснащенности его внутренним оборудованием градуировочная таблица должна быть пересмотрена и утверждена в установленном порядке.

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

8. 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.

9. Внеочередную поверку средств измерений проводят в соответствии с требованиями нормативных документов по обеспечению единства измерений, а т а к ж е в с л у ч а я х :

- 1) получения отрицательных результатов при текущем контроле

метрологических характеристик средств измерений;

2) отклонения значений вязкости нефти в условиях эксплуатации объемных преобразователей расхода от значений, при которых проводилась поверка, более допускаемых пределов, если устройство обработки информации не имеет функции коррекции по вязкости;

3) отклонения значений f/v - отношения частоты к вязкости - в условиях эксплуатации объемных преобразователей расхода от значений рабочего диапазона параметра f/v , при котором проводилась поверка, если устройство обработки информации (далее - УОИ) имеет функцию коррекции по вязкости;

4) требования стороны, сдающей или принимающей нефть.

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

3. Измерение и взвешивание массы нефти

§ 1. Измерение и взвешивание массы нефти объемно-массовым динамическим методом

11. Данным методом определяется масса нефти при приемо-сдаточных операциях.

Масса брутто нефти измеряется с помощью преобразователей расхода (далее - ПР) и поточных преобразователей плотности (далее - ПП).

12. 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 $\pm 0,5 \text{ кг/м}^3$.

Результат измерений объема нефти, полученный при температуре и давлении нефти в преобразователе расхода или счетчике нефти, приводится к стандартным 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 стандартным условиям (температура, равная 20°C , избыточное давление, равное 0).

13. Устройство обработки информации или автоматизированное рабочее

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:

$$P = 2,06 \times P_n + 2 \Delta P,$$

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

P_n - давление насыщенных паров, МПа;

ΔP - перепад давления на ПР или массомере, указанный в техническом паспорте, МПа;

перепад давления на фильтрах. Перепад давления на фильтрах должен быть не более значения, указанного в паспорте на данный тип фильтра, или не должен превышать $2 \Delta P_{\phi}$, где ΔP_{ϕ} - 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;

вязкость нефти. 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 2 к настоящим Правилам.

15. Основные требования к эксплуатации ПР:

1) при эксплуатации ПР проходят 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.

Контроль метрологических характеристик ПР заключается в определении коэффициента преобразования на месте эксплуатации при рабочих условиях в рабочем диапазоне расходов и отклонения 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 дней с интервалом 5 дней и устанавливается межконтрольный интервал 5, 10, 15, 20, 25, 30 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.

16. 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 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).

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

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

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

18. Контроль поточных ПП проводится один раз в 10 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:

$$| \rho_{\text{пл}} - \rho_0 | \leq \Delta_{\text{пл}} + \Delta_0 ,$$

где $\rho_{\text{пл}}$ - значение плотности нефти, измеренное рабочим ПП, кг/м^3 ;

ρ_0 - значение плотности нефти, измеренное эталонным плотномером или резервным ПП, кг/м^3 ;

$\Delta_{\text{пл}}$ - предел допускаемой абсолютной погрешности рабочего ПП, кг/м^3 ;

Δ_0 - предел допускаемой абсолютной погрешности эталонного плотномера или резервного ПП, кг/м^3 .

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 дней показания ПП $\rho_{пл}$ сравниваются с результатами измерения плотности нефти ареометром или лабораторным плотномером и вычисляют разность плотностей $\Delta_{рк}$, кг/м³, по формуле:

$$\Delta_{рк} = \rho_{пл} - \rho_{лк},$$

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

Должно выполняться условие:

$$|\Delta_{рк}| \leq \Delta_{пл} + \Delta, \quad (1)$$

где Δ - погрешность метода измерения плотности ареометром или лабораторным плотномером из свидетельства о метрологической аттестации методики выполнения измерений плотности, кг/м³.

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

Определяют $\Delta_{р}$ по формуле:

$$\Delta_{р} = \frac{1}{30} \sum_{i=1}^30 \Delta_{рi}$$

$$\Delta_{рi} = \rho_{плi} - \rho_{ли}$$

где $\Delta_{р}$ - среднее значение разностей $\Delta_{рi}$ за первые 30 смен после поверки ПП, проверенных на отклонение от нормы, кг/м³. При обнаружении резко выделяющихся измерений их заменяют результатами дополнительных измерений;

$\rho_{плi}$, - значение плотности нефти, измеренное рабочим ПП в i-ую смену за первые 30 смен после поверки, кг/м³;

$\rho_{ли}$ - значение плотности нефти, измеренное ареометром или лабораторным плотномером в пробе, отобранной в момент измерения $\rho_{плi}$, приведенное к условиям в блоке измерения параметров качества нефти, кг/м³.

Примечание РЦПИ: E - символ суммы.

Не реже одного раза в 10 дней показания рабочего ПП сравниваются с плотностью нефти, измеренной ареометром или лабораторным плотномером, и

вычисляется разность плотностей $\Delta \rho$, кг/м³, по формуле:

$$\Delta \rho = \rho_{пл} - \rho_{л},$$

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

Должно выполняться условие:

$$|\Delta \rho - \Delta \rho_{пл}| \leq \Delta \rho_{пл} + \Delta \rho_{ар} \quad (2)$$

где $\Delta \rho_{ар}$ - предел допускаемой погрешности ареометра ($\pm 0,5$ кг/м³) или лабораторного плотномера, кг/м³, (берут из свидетельства о поверке).

Если условия (1) или (2) 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 индексировать на экране монитора в виде графиков.

19. 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:

$$M_{бр} = V \times \rho_{ар.л.} \times 10^{-3}$$

где V - объем нефти, прошедшей через СИКН, м³;

$\rho_{ар.л.}$ - плотность нефти, измеренная ареометром или лабораторным плотномером, приведенная к условиям измерения объема или к стандартным

у с л о в и я м ,

к г / м

3

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

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

где $\rho_{л}$ - плотность нефти, измеренная ареометром или лабораторным плотномером и приведенная к условиям измерения объема или к стандартным условиям без учета систематической погрешности метода, кг/м³ ;

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

$$\Delta M = V \times \rho_{л} \times K_p \times 10^{-3},$$

где K_p - поправочный множитель.

§ 2. Измерение и взвешивание массы брутто нефти массовым динамическим методом

20. Данным методом масса нефти, транспортируемой трубопроводом, определяется непосредственно. На результат измерения не влияет изменение вязкости и плотности нефти.

Рекомендуемый состав СИКН и пределы допускаемой погрешности приведены ниже:

N п/п	Наименование измерений и оборудования, в состав СИКН	средств и входящих	Предел допускаемой погрешности	Примечание
	1		2	3
1	Основные измерения и оборудование	средства		
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 и измерений 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	$\pm 0,1 \%$ (абс. ед.)	При наличии по проекту
16	Преобразователь температуры в блоке измерений параметров качества нефти (далее - БИК)	$\pm 0,2 \text{ }^\circ\text{C}$	
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 свободного газа		При наличии по проекту
23	Устройство для измерения остаточного газосодержания (растворенного газа)		При наличии по проекту
24	Преобразователи температуры на измерительных линиях	$\pm 0,2 \text{ }^\circ\text{C}$	

21. В процессе эксплуатации массомеров контролируется смещение нуля массомера в соответствии с техническим описанием на конкретный массомер.

22. Поверка и контроль массомеров проводятся как на месте эксплуатации, так и на поверочном стенде. Поверка массомеров проводится в соответствии с нормативными документами.

Контрольный ПР должен быть аттестован заводом-изготовителем по классу не ниже класса ТПУ или Прувера по аттестованной методике.

Контроль метрологических характеристик массомеров проводится не реже одного раза в месяц по следующей методике:

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

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

$$\delta = \frac{M - M_p}{M} \times 100 \%,$$

где M - масса брутто нефти, измеренная массомером, т;
 M_p - масса брутто нефти, измеренная комплектом ТПУ и ПП или контрольным массомером, т.

Отклонение показаний массомера по результатам контроля не должно превышать +0,2 %.

§ 3. Измерение и взвешивание массы брутто нефти объемно-массовым статическим методом

23. Данным методом определяется масса нефти по ее объему, плотности и температуре. Объем нефти определяется с помощью градуировочных таблиц, средств измерений уровня, гидростатического давления нефти.

24. Перечень средств измерений, используемых при объемно-массовом статическом методе приведен ниже:

N п/п	Наименование средств измерений и оборудования, используемых при объемно-массовом статическом методе	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 ММС (электронная рулетка)	<u>+3</u> мм
5.	Плотномер лабораторный или переносной или ареометры с ценой деления шкалы 0,5 кг/м ³	<u>+1</u> кг/м ³
6.	Термометры или преобразователи температуры	<u>+0,2</u> °C

7.	Датчики гидростатического давления	-
8.	Пробоотборники	-
9.	Системы гидрометрирования	

25. Основные требования к проведению измерений объема, плотности и температуры нефти.

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_6) отличается от полученного результата более, чем на $0,1\% H_6$, 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 рискной 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 должна выдерживаться в резервуаре неподвижно в течение 2-3 минут, когда водочувствительный слой полностью растворится и грань между слоями воды и нефти будет резко выделена.

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 .

Плотность нефти измеряется плотномером в соответствии с инструкцией по эксплуатации на данный тип или по нормативным документам уполномоченного органа по техническому регулированию и метрологии по объединенной пробе нефти в соответствии с государственными стандартами Республики Казахстан, отобранной из резервуара или из трубопровода, по которому проводится закачка (откачка) нефти. Полученное значение плотности приводится к средней температуре нефти в резервуаре в соответствии с методикой выполнения и з м е р е н и й .

Средняя температура нефти в резервуаре определяется с помощью стационарных преобразователей температуры в соответствии с требованиями инструкции по эксплуатации одновременно с измерением уровня или путем измерения ее при отборе точечных проб.

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 п о л о ж е н и я .

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.

26. Масса брутто нефти в резервуаре вычисляется по формуле:

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

где $\rho_{\text{н}}$ - плотность нефти при температуре измерения объема в резервуаре, кг/м³

$V_{\text{н}}$ - объем нефти, м³, определенный по градуировочной таблице резервуара в соответствии с результатами измерения общего уровня жидкости в резервуаре в соответствии с подпунктом 1) пункта 25 настоящих Правил и уровня подтоварной воды, измеренной в соответствии с подпунктом 2) пункта 25 настоящих Правил, вычисленной по формуле

$$V_{\text{н}} = K_{\text{р}} \times (V_{\text{ж}} - V_{\text{в}}),$$

где $K_{\text{р}}$ - поправочный коэффициент на изменение объема нефти $V_{\text{н}}$ в зависимости от температуры стенки резервуара;

$V_{\text{ж}}$ - общий объем жидкости, м³ ;

$V_{\text{в}}$ - объем воды, м³ .

27. 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:

$$V_{\text{н}} = V_{\text{н1}} - V_{\text{н2}} \times [1 + B \times (t_1 - t_2)],$$

где $V_{\text{н1}}$ - объем нефти до начала откачки, измеренный при температуре t_1 , м³ ;

$V_{\text{н2}}$ - объем остатка, измеренный при температуре t_2 , м³ ;

B - коэффициент объемного расширения нефти при температуре t_2 , значения которого приведены в методике выполнения измерений ареометром.

Примечание РЦПИ: B - греч. бета.

Масса сданной партии нефти вычисляется по формуле (3), где значение плотности нефти определяется для температуры t_1 .

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

$$V_{\text{н}} = V_{\text{н2}} - V_{\text{н1}} \times [1 + B \times (t_2 - t_1)],$$

где $V_{\text{н2}}$ - объем нефти в резервуаре по окончании процесса закачки и отстоя нефти, измеренный при температуре t_2 , м³ ;

B - коэффициент объемного расширения нефти при температуре t_1 .

Примечание РЦПИ: B - греч. бета.

Плотность нефти в этом случае определяется при температуре t_2 .

28. Для определения содержания балласта в нефти, проба из резервуара отбирается в соответствии с нормативными документами.

4. Определение массы нетто нефти

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

$$W_{\text{в}} + W_{\text{п}} + W_{\text{хс}}$$

$$M_n = M_{бр} - m = M_{бр} \times \left\{ 1 - \frac{W_v + W_{п} + W_{хс}}{100} \right\},$$

где M - масса балласта, т;
 W_v - массовая доля воды в нефти, %;
 $W_{п}$ - массовая доля механических примесей в нефти, %
 $W_{хс}$ - массовая доля хлористых солей в нефти, %, вычисленная по формуле:

$$W_{хс} = 0,1 \times \frac{\phi_c}{\rho},$$

где ϕ_c - концентрация хлористых солей в нефти, мг/дм³ (г/м³);
 ρ - плотность нефти при температуре определения массы брутто, кг/м³.
 Если определяется не массовая, а объемная доля воды в нефти, массовую долю вычисляют по формуле:

$$W_v = \frac{\Phi_v \times \rho_v}{\rho},$$

где Φ_v - объемная доля воды в нефти, %;
 ρ_v - плотность воды при температуре определения объема нефти, кг/м³.

Примечание РЦПИ: Φ - греч. фи

5. Оформление результатов измерений

30. 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 3 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.

31. Результаты измерений плотности, содержания воды, хлористых солей, механических примесей, давление насыщенных паров и другие показатели качества нефти, определенные договорными отношениями между сдающей и принимающей сторонами, заносят в "Паспорт качества нефти", форма которого утверждается уполномоченным органом по метрологии.

В случае применения поточных анализаторов качества нефти, результаты

должны выводиться на печатающее устройство с интервалом выдачи распечаток, установленным сдающей и принимающей сторонами.

32. На основании записей в "Журнале регистрации показаний средств измерений СИКН" и в "Паспорте качества нефти" оформляют акт приема-сдачи нефти. Паспорт является неотъемлемой частью акта приема-сдачи нефти.

Количество экземпляров актов приема-сдачи нефти должно быть достаточным для обеих сторон, ведущих операции по приему-сдаче нефти.

33. Документы, перечисленные в пунктах 30-32 настоящих Правил, могут вестись и на электронных носителях.

34. 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 на контрактной территории, производимой подрядчиком

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. Свидетельства о поверке средств измерений, входящих в состав СИКН.
6. Протоколы поверки (определения суммарной погрешности) СИКН.
7. Свидетельства 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 на контрактной территории, производимой подрядчиком

Порядок учета нефти при отклонениях от основных требований эксплуатации

и отказах средств измерений СИКН

СИКН включена в работу "___" _____ 200__ г. в _____ часов

Представитель _____ предприятия _____ сдающей _____ стороны

Ф.И.О.

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, подвергающихся отключениям и отказам	Учет нефти по резервным средствам измерений и оборудованию	Учет нефти по СИКН с одно-временным ремонтом (заменой) отдельных элементов	Учет нефти по резервной схеме
1	2	3	4	5
1.	ПР	+		+
2.	Фильтры	+		
3.	Струевыпрямители	+		
4.	Задвижки (задвижки с электроприводом, шаровые краны с электроприводом)	+		
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 резервного)	+ (при наличии вторичных приборов ПР или электро-механических счетчиков)	+ (при отсутствии резервных и вторичных приборов ПР)
23.	Вторичные приборы ПР	+		
24.	Суммирующий прибор		+	
25.	Устройство по коррективке 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 случаях:

- 1) неустранимых утечек нефти в местах соединений измерительной линии;
- 2) 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 методика 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 P ;

2) отказ УОИ и отсутствия вторичных приборов ПР;

3) отклонения значения вязкости выше указанных в подпункте 1) пункта 14 настоящего метода 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 б о л е е с у т о к .

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 м о м е н т а о т к л ю ч е н и я С И К Н .

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 п р и в е д е н н о й ф о р м е .

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 п л о м б .

17. При сдаче и приеме каждой смены ответственные представители

	м ³	брутто, т					
1	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 _____

Ф.И.О. подпись

Принял смену _____

Операторы предприятия,
принимающего нефть

Сдал смену _____

Ф.И.О. подпись

Принял смену _____

Ф.И.О. подпись

Ф.И.О. подпись