ПРАВИТЕЛЬСТВО РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ПОСТАНОВЛЕНИЕ

от 16 мая 2014 г. № 451

МОСКВА

Об утверждении Правил учета нефти

В соответствии с пунктом 10 статьи 339 Налогового кодекса Российской Федерации Правительство Российской Федерации **п о с т а н о в л я е т :**

1. Утвердить прилагаемые Правила учета нефти.

2. Министерству энергетики Российской Федерации в течение 30 дней со дня вступления в силу настоящего постановления утвердить:

формы паспорта качества нефти, сводного месячного эксплуатационного рапорта, расчета массы нетто остатков нефти на объектах сбора и подготовки нефти, расчета фактических остатков нефти на объектах сбора и подготовки нефти;

значения коэффициентов, учитывающих влияние температуры нефти в трубопроводе;

значения коэффициентов, учитывающих влияние давления нефти в трубопроводе;

порядок определения коэффициентов, учитывающих наличие свободного и растворенного газа в нефти;

порядок определения плотности нефти.

Председатель Правительства
Российской Федерации Д.Медведев

gost.e-ecolog.ru

УТВЕРЖДЕНЫ
постановлением Правительства
Российской Федерации
от 16 мая 2014 г. № 451

П Р А В И Л А
учета нефти

1. Настоящие Правила устанавливают порядок осуществления учета нефти обезвоженной, обессоленной и стабилизированной (далее - нефть), а также фактических потерь при ее добыче организациями, осуществляющими добычу нефти и газа (далее - организации). Учет нефти включает в себя сбор, регистрацию, обобщение и документирование информации о количестве нефти.

2. Используемые в настоящих Правилах понятия означают следующее:

"баланс нефти" - сводный документ, составляемый по результатам осуществления учетных операций с нефтью, содержащий сведения о количестве добытой организацией массы нетто нефти, ее использовании и остатках на начало и конец отчетного периода;

"балласт нефти" - масса содержащихся в нефти воды, хлористых солей и механических примесей, определенных по результатам лабораторных испытаний;

"добыча нефти" - комплекс технологических и производственных процессов по извлечению нефти из недр на земную поверхность, сбору и подготовке;

"залежь нефти" - естественное локальное (единичное) скопление нефти и газа, являющееся объектом учета запасов нефти на государственном балансе, в составе которого не выделены другие объекты учета запасов;

"масса нетто нефти" - масса нефти за вычетом масс отделенных воды, попутного нефтяного газа и примесей, а также содержащихся в нефти во взвешенном состоянии воды, хлористых солей и механических

примесей, определенных с применением средств измерений и результатов лабораторных испытаний;

"масса брутто нефти" - масса нефти, включающая в себя массу содержащихся в нефти во взвешенном состоянии воды, хлористых солей и механических примесей в пределах, установленных национальным стандартом;

"нефтегазоводяная смесь" - смесь, извлеченная из недр, содержащая углеводороды широкого физико-химического состава, попутный нефтяной газ, воду, минеральные соли, механические примеси и другие химические соединения;

"объект сбора и подготовки нефти" - трубопроводы, аппараты и резервуары, а также емкости, используемые при технологических процессах по обезвоживанию, обессоливанию и стабилизации нефтегазоводяной смеси с целью получения нефти, соответствующей требованиям национального стандарта;

"остаток нефти" - фактическое количество массы нетто нефти на объектах сбора и подготовки нефти;

"первичные учетные документы" - унифицированные формы документов, в которых отражаются результаты измерений дебита скважин по нефтегазоводяной смеси, состав нефтегазоводяной смеси и показатели нефти;

"пласт" - геологическое тело относительно однородного состава, ограниченное практически параллельными поверхностями - подошвой и кровлей;

"подготовка нефти" - совокупность технологических процессов по обезвоживанию, обессоливанию и стабилизации нефтегазоводяной смеси, направленных на получение нефти, соответствующей требованиям национального стандарта;

"показатели нефти" - количественные и физико-химические характеристики нефти (давление, температура, содержание воды, механических примесей, хлористых солей), определяемые с применением методов прямых и косвенных измерений, а также путем лабораторных испытаний;

"потери нефти непроизводственные" - количество нефти, безвозвратно утраченное на объектах сбора и подготовки нефти, обусловленное нарушением нормативных и (или) технических документов, регламентирующих эксплуатацию оборудования и (или) сооружений, аварийными разливами и ситуациями, не предусмотренными проектной

документацией на разработку месторождения (далее - проектная документация);

"потери нефти фактические" - количество нефти, безвозвратно утраченное на объектах сбора и подготовки нефти;

"потери нефти фактические технологические" - количество нефти, безвозвратно утраченное на объектах сбора и подготовки нефти, обусловленное технологическим процессом сбора и подготовки нефти;

"сбор нефти" - технологический процесс по перемещению нефтегазоводяной смеси, предусмотренный проектной документацией;

"учетные операции с нефтью" - последовательно выполняемые организационные, технологические, измерительные и вычислительные действия по определению массы нетто нефти, а также составлению первичных учетных документов.

3. Учет нефти осуществляется при:

а) добыче нефти;

б) подготовке и (или) транспортировке, переработке и (или) потреблении нефти, принятой от третьего лица;

в) передаче нефти третьим лицам для подготовки и (или) транспортировки, переработки и (или) потребления;

г) производстве широкой фракции легких углеводородов в процессе стабилизации;

д) использовании для производства нефтепродуктов;

е) использовании для производственно-технологических нужд и в качестве топлива;

ж) определении остатков нефти на объектах сбора и подготовки нефти на начало и конец отчетного периода, в том числе после проведения ремонтных работ на объектах сбора и подготовки нефти или переработки нефти;

з) определении потерь нефти фактических за отчетный период.

4. Учет нефти осуществляется в тоннах. Для целей налогообложения налогом на добычу полезных ископаемых количество массы нетто нефти пересчитывается в килограммы путем деления количества массы нетто нефти в тоннах на 1000 и округления полученного результата до четвертого знака после запятой.

5. Определение массы нетто нефти в составе нефтегазоводяной смеси при отборе на объектах сбора и подготовки нефти, а также при отборе нефти после ее подготовки осуществляется в соответствии с настоящими Правилами и проектной документацией.

6. Нефть, передаваемая для транспортировки, должна сопровождаться паспортом качества нефти, устанавливающим соответствие значений показателей нефти, полученных в результате лабораторных испытаний, требованиям нормативной документации, составляемым организацией по форме, установленной Министерством энергетики Российской Федерации.

7. Нефть, принимаемая от третьих лиц для подготовки и (или) транспортировки, переработки, учитывается обособленно от собственной нефти организации.

8. Учетные операции с нефтью осуществляются на основе информации, полученной с применением средств измерений или технических устройств с измерительными функциями по методикам измерений, отвечающим требованиям законодательства Российской Федерации об обеспечении единства измерений и о техническом регулировании.

9. При осуществлении учетных операций с нефтью:

объем и масса брутто нефти, объем и масса нефтегазоводяной смеси определяются с применением средств измерений;

масса балласта нефти и масса нетто нефти определяются с применением средств измерений и результатов лабораторных испытаний.

10. Масса нетто нефти, добытой в отчетный период ($Д_ф$), определяется по завершении подготовки нефти на месторождении (участке недр) по формуле 1:

$$Д_ф = \Delta М_{ост} + М + М_{нгдо} + М_{подг} - М_{куп} - М_{возвр} + П_ф \ ,$$

где:

$\Delta М_{ост}$ - изменение массы нетто остатков нефти на объектах сбора и подготовки нефти месторождения (участка недр) в отчетный период (тонн);

М - масса нетто нефти, измеренной в отчетный период посредством системы измерения количества нефти, технологически расположенной первой по завершении технологического процесса подготовки нефти, либо посредством товарных резервуаров, технологически расположенных по завершении технологического процесса подготовки нефти до системы измерения количества нефти (тонн);

$М_{нгдо}$ - масса нетто нефти, израсходованной в отчетный период на производство продукции в соответствии с технологическими процессами, на технологические нужды, ремонтные работы, в качестве топлива (тонн);

$М_{подг}$ - масса нетто нефти, переданной в отчетный период третьим лицам для подготовки и последующей транспортировки (тонн);

$М_{куп}$ - масса нетто нефти, принятой на объекты сбора и подготовки нефти от третьих лиц для хозяйственных нужд в отчетный период (тонн);

$М_{возвр}$ - масса нетто нефти, возвращенной в отчетный период на объекты сбора и подготовки нефти после проведения ремонтных работ на объектах сбора и подготовки нефти и переработки нефти (тонн);

$П_{ф}$ - масса нетто потерь нефти фактических в отчетный период на объектах сбора и подготовки нефти месторождения (участка недр) (тонн).

11. Изменение массы нетто остатков нефти на объектах сбора и подготовки нефти месторождения (участка недр) ($\Delta М_{ост}$) в отчетный период определяется по формуле 2:

$$\Delta М_{ост} = (М_{ост\ оконч} - М_{ост\ нач}) - \Delta М_{ост\ стор},$$

где:

$М_{ост\ оконч}$ - масса нетто остатков нефти на объектах сбора и подготовки нефти на конец отчетного периода (тонн);

$М_{ост\ нач}$ - масса нетто остатков нефти на объектах сбора и подготовки нефти на начало отчетного периода (тонн);

$\Delta М_{ост\ стор}$ - изменение массы нетто остатков нефти на объектах сбора и подготовки нефти, принятой от третьих лиц для подготовки и последующей транспортировки (тонн).

12. Общая масса нетто нефти, переданной третьим лицам для транспортировки ($М_{общ\ тр}$), определяется по формуле 3:

$$М_{общ\ тр} = М_{тр} + М_{жд} + М_{танк} + М_{авт},$$

где:

$М_{тр}$ - масса нетто нефти, переданной для транспортировки по системе магистральных трубопроводов (тонн);

$М_{жд}$ - масса нетто нефти, отгруженной железнодорожным транспортом (тонн);

$М_{танк}$ - масса нетто нефти, отгруженной водным транспортом (тонн);

$М_{авт}$ - масса нетто нефти, отгруженной автомобильным транспортом (тонн).

13. Масса нетто нефти, израсходованной в отчетный период на производство продукции в соответствии с технологическими процессами, на технологические нужды, ремонтные работы, в качестве топлива ($М_{нгдо}$), определяется по формуле 4:

$$М_{нгдо} = М_{нп} + М_{шфлу} + М_{т} + М_{рем},$$

где:

$М_{нп}$ - масса нетто нефти, израсходованной в отчетный период на производство нефтепродуктов (тонн);

$М_{шфлу}$ - масса нетто нефти, израсходованной в отчетный период при получении широких фракций легких углеводородов (тонн);

$М_{т}$ - масса нетто нефти, израсходованной в отчетный период в качестве топлива (тонн);

$М_{рем}$ - масса нетто нефти, израсходованной в отчетный период на ремонтные нужды (тонн).

14. Изменение остатков массы нетто нефти, находящейся у третьих лиц в целях подготовки и последующей транспортировки ($\Delta М_{подг\ ост}$), определяется по формуле 5:

$$\Delta М_{подг\ ост} = М_{подг} - М_{подг\ сд} - П_{ст\ ф},$$

где:

$М_{подг}$ - масса нетто нефти, переданной в отчетный период третьим лицам для подготовки и последующей транспортировки (тонн);

$М_{подг\ сд}$ - масса нетто нефти, подготовленной в отчетный период третьими лицами и переданной для транспортировки (тонн);

$П_{ст\ ф}$ - масса нетто потерь нефти фактических технологических, возникших при подготовке нефти на объектах третьих лиц, предусмотренных проектной документацией (тонн).

15. Масса нетто нефти, возвращенной на объекты сбора и подготовки нефти ($М_{возвр}$), определяется:

а) после проведения ремонтных работ - по результатам измерений и на основании документации на проведение ремонтных работ;

б) после переработки нефти - по результатам измерений возвратной нефти.

16. Масса нетто потерь нефти фактических на объектах сбора и подготовки нефти месторождения (участка недр) ($П_ф$) определяется по формуле 6:

$$П_ф = П_{ф\ технол} + П_{непр},$$

где:

$П_{ф\ технол}$ - масса нетто потерь нефти фактических технологических в отчетный период, возникших на объектах сбора и подготовки нефти месторождения (участка недр) (тонн);

$П_{непр}$ - масса нетто потерь нефти непроизводственных в отчетный период, возникших на объектах сбора и подготовки нефти месторождения (участка недр) (тонн).

17. Количество нефтегазоводяной смеси, а также ее компонентов, в том числе нефти, по скважине (группе скважин) определяется с использованием:

а) стационарных или передвижных измерительных установок;

б) градуированных емкостей;

в) весоизмерительных установок;

г) автоцистерн для перевозки нефтегазоводяной смеси с одиночных скважин или групп скважин на объекты подготовки нефти;

д) средств измерений и результатов лабораторных испытаний.

18. В целях определения массы нетто нефти, добытой из каждой скважины месторождения (участка недр) в отчетный период, измерение количества и состава нефтегазоводяной смеси (далее соответственно - суточная производительность, дебит) с учетом времени работы скважины производится равномерно, не реже 5 раз в месяц.

19. Состав нефтегазоводяной смеси определяется непосредственно после ее извлечения из недр, в том числе при измерении дебита скважины в соответствии с пунктом 18 настоящих Правил, с применением средств измерений и результатов лабораторных испытаний по отобранной пробе.

20. Результаты измерения дебита скважины и определения состава нефтегазоводяной смеси принимаются в качестве постоянных величин на период до следующего измерения и определения (далее - период измерения).

21. Дебит i-й скважины месторождения (участка недр) по нефтегазоводяной смеси в j-й период измерения в течение отчетного периода определяется:

а) с использованием установок, оборудованных преобразователями объемного расхода, или градуированных емкостей, не оснащенных системами измерения массы ($Q^{j}_{\text{жид}\,i}$), - по формуле 7:

$$Q^{j}_{\text{жид}\,i} = \frac{Q^{j}_{\text{скв}\,i}}{t^{j}_{i}} \times 24,$$

где $Q^{j}_{\text{скв}\,i}$ - объем нефтегазоводяной смеси, извлеченной из i-й скважины (куб. м) за время t^{j}_{i} (часов), в течение которого осуществлялось измерение дебита в j-й период измерения;

б) с использованием установок, оборудованных преобразователями массового расхода, установок или емкостей, оснащенных системами измерения массы ($M^{j}_{\text{жид}\,i}$), - по формуле 8:

$$M^{j}_{\text{жид}\,i} = \frac{M^{j}_{\text{скв}\,i}}{t^{j}_{i}} \times 24,$$

где $M^{j}_{\text{скв}\,i}$ - масса нефтегазоводяной смеси, извлеченной из i-й скважины (тонн) за время t^{j}_{i} (часов), в течение которого осуществлялось измерение дебита в j-й период измерения.

22. Дебит i-й скважины месторождения (участка недр) по массе нетто нефти в j-й период измерения в течение отчетного периода с применением косвенных методов измерений определяется:

а) по объему нефти ($Q^{j}_{\text{неф}\,i}$) - по формуле 9:

$$Q^{j}_{\text{неф}\,i} = Q^{j}_{\text{жид}\,i} \times [1 - W^{j}_{Q\,i}] \times K^{j}_{\text{сг}\,i} \times K^{j}_{\text{рг}\,i},$$

где:

$Q^{j}_{\text{жид}\,i}$ - дебит i-й скважины по нефтегазоводяной смеси в j-й период измерения (куб.м в сутки);

$W^{j}_{Q\,i}$ - объемная доля балласта в нефти, добытой из i-й скважины в j-й период измерения в течение отчетного периода, определяемая на основании состава нефтегазоводяной смеси (долей);

$K^{j}_{\text{сг}\,i}$, $K^{j}_{\text{рг}\,i}$ - коэффициенты, учитывающие наличие свободного и растворенного газа в нефти i-й скважины в j-й период измерения в течение

отчетного периода, определяемые в порядке, установленном Министерством энергетики Российской Федерации, исходя из состава нефтегазоводяной смеси с применением статистических и экспериментальных данных;

б) по массе нетто нефти ($M^{j}_{неф\,i}$) - по формуле 10:

$$M^{j}_{неф\,i} = Q^{j}_{неф\,i} \times \rho^{j}_{i},$$

где:

$Q^{j}_{неф\,i}$ - дебит i-й скважины по объему нефти (куб. м в сутки);

ρ^{j}_{i} - плотность нефти i-й скважины в j-й период измерения, определенная в порядке, установленном Министерством энергетики Российской Федерации, исходя из состава нефтегазоводяной смеси (тонн/куб. м).

23. Дебит i-й скважины месторождения (участка недр) в j-й период измерения в течение отчетного периода по массе нетто нефти ($M^{j}_{неф\,i}$) определяется с применением прямых методов измерения массы по формуле 11:

$$M^{j}_{неф\,i} = M^{j}_{жид\,i}\,[1 - W^{j}_{M\,i}],$$

где:

$M^{j}_{жид\,i}$ - дебит i-й скважины по нефтегазоводяной смеси в j-й период измерения в течение отчетного периода (тонн в сутки);

$W^{j}_{M\,i}$ - массовая доля балласта в нефти, добытой из i-й скважины в j-й период измерения в течение отчетного периода, определяемая на основании состава нефтегазоводяной смеси (долей).

24. Результаты определения дебитов скважин по нефтегазоводяной смеси, составу нефтегазоводяной смеси, массы нетто нефти по каждой скважине месторождения (участку недр) в каждый период измерения в течение отчетного периода фиксируются в эксплуатационном рапорте месторождения (участка недр) равномерно, не реже 5 раз в месяц.

25. На основании данных эксплуатационного рапорта месторождения (участка недр) и массы нетто нефти, добытой в отчетный период ($Д_{ф}$), определяется масса нетто нефти, добытой по каждой скважине месторождения (участка недр) в отчетный период. На основании массы нетто нефти, добытой по каждой скважине в отчетный период, составляется сводный месячный эксплуатационный рапорт, содержащий

информацию о массе нетто нефти, добытой в отчетный период по каждой скважине, каждой залежи месторождения и по месторождению (участку недр) в целом, по форме, установленной Министерством энергетики Российской Федерации.

Хранение сводного месячного эксплуатационного рапорта месторождения (участка недр), эксплуатационных рапортов месторождения (участка недр), информации о дате и результатах измерения количества извлеченной нефтегазводяной смеси по каждой скважине месторождения (участку недр), а также результатов определения ее состава осуществляется на бумажном или электронном носителе в течение времени, позволяющем обеспечить соблюдение норм законодательства Российской Федерации о налогах и сборах.

26. Данные о дебитах скважин по нефтегазоводяной смеси, из которых извлекается нефтегазоводяная смесь на месторождении (участке недр), отображаются отдельно.

27. Определение массы нетто нефти, добытой в отчетный период, осуществляется в следующем порядке:

а) для участка недр ($Д_{нефлу}$) - по формуле 12:

$$Д_{нефлу} = \sum_{i=1}^{N_{лу}} М^{уточн}нефСКВi,$$

где:

$М^{уточн}нефСКВi$ - масса нетто нефти, добытой через i-ю скважину в отчетный период (тонн);

$N_{лу}$ - количество скважин на участке недр (штук);

б) для пласта ($Д_{нефпл}$) - по формуле 13:

$$Д_{нефпл} = \sum_{i=1}^{N_{пл}} М^{уточн}нефСКВi ,$$

где:

$М^{уточн}нефСКВi$ - масса нетто нефти, добытой через i-ю скважину в отчетный период (тонн);

$N_{пл}$ - количество скважин, которыми разрабатывается пласт (штук);

в) для залежи ($Д_{нефзал}$) - по формуле 14:

$$Д_{нефзал} = \sum_{i=1}^{N_{зал}} М^{уточн}нефСКВi ,$$

где:

$М^{уточн}нефСКВi$ - масса нетто нефти, добытой через i-ю скважину в отчетный период (тонн);

$N_{зал}$ - количество скважин, которыми разрабатывается залежь (штук).

28. При наличии расхождения между массой нетто нефти ($Д_ф$), определенной в соответствии с пунктом 10 настоящих Правил, и суммарной массой нетто нефти в нефтегазоводяной смеси, извлеченной в течение отчетного периода на месторождении (участке недр), определенной по результатам измерения дебитов скважин месторождения (участка недр) по массе нетто нефти, осуществляется уточнение результатов определения массы нетто нефти, добытой в отчетный период по каждой скважине месторождения (участка недр).

29. Разница между массой нетто нефти в составе нефтегазоводяной смеси, извлеченной из недр в отчетный период, определенной по результатам измерения дебитов скважин месторождения (участка недр) по массе нетто нефти, и массой нетто нефти (Дф) (дисбаланс) (ΔМ) определяется по формуле 15:

$$\Delta М = \sum_{i=1}^{n} М_{неф}СКВi - Дф ,$$

где:

$М_{неф}СКВi$ - масса нетто нефти в составе нефтегазоводяной смеси, извлеченной из i-й скважины месторождения (участка недр) в отчетный период (тонн);

n - количество скважин на месторождении (участке недр) (штук).

30. Масса нетто нефти, добытой через i-ю скважину месторождения (участка недр) в отчетный период ($М^{уточн}нефСКВi$), определяется по формуле 16:

$$М^{уточн}нефСКВi = М_{неф}СКВi - \Delta М \times \left[\frac{М_{неф}СКВi \times \Delta СИ^{i}_{скв}}{\sum_{i=1}^{n} (М_{неф}СКВi \times \Delta СИ^{i}_{скв})} \right] ,$$

где:

$М_{неф}СКВi$ - масса нетто нефти в составе нефтегазоводяной смеси, извлеченной из i-й скважины месторождения (участка недр) в отчетный период (тонн);

ΔМ - дисбаланс, определяемый по формуле 15 (тонн);

$ΔСИ^{i}_{скв}$ - погрешность средств измерений, с помощью которых проведено измерение количества массы нетто нефти в течение отчетного периода в составе нефтегазоводяной смеси, извлеченной из i-й скважины месторождения (участка недр) (процентов);

n - количество скважин на месторождении (участке недр) (штук).

31. Масса нетто нефти в составе нефтегазоводяной смеси, извлеченной из i-й скважины месторождения (участка недр) в отчетный период ($М_{неф}СКВi$), определяется по формуле 17:

$$М_{неф}СКВi = \sum_{i}^{j}(М^{j}_{неф\,i} \times Т^{j}_{i}) \ ,$$

где:

$М^{j}_{неф\,i}$ - дебит i-й скважины по массе нетто нефти в j-м периоде измерений (тонн в сутки);

j - количество измерений дебитов скважин в отчетный период, не менее 5 в месяц;

$Т^{j}_{i}$ - количество суток в j-м периоде измерений i-й скважины месторождения (участка недр) в течение отчетного периода.

32. Погрешность средств измерений принимается исходя из свидетельств об их поверке либо на основании расчета, проводимого в соответствии с законодательством Российской Федерации об обеспечении единства измерений.

33. Количество нефти в резервуарах (резервуар вертикальный стальной, резервуар горизонтальный стальной, резервуар железобетонный) при наливе в автомобильные и железнодорожные цистерны, танки нефтеналивных судов определяется с применением методов, основанных на прямых измерениях массы продукта с использованием массомеров в трубопроводах, а также методов, основанных на прямых измерениях массы продукта статическим взвешиванием или взвешиванием в железнодорожных или автомобильных цистернах и составах в процессе их движения на весах (методы статических и динамических измерений).

34. Нефть для транспортирования железнодорожным транспортом отгружается одиночными цистернами либо маршрутами.

Общая масса брутто нефти в маршруте определяется путем суммирования результатов измерений массы брутто в отдельных цистернах.

Общая масса нетто нефти в маршруте определяется путем суммирования результатов измерений массы нетто в отдельных цистернах.

35. Для учета нефти при погрузке в железнодорожные цистерны применяются следующие методы измерений:

а) прямой метод статических измерений;

б) косвенный метод статических измерений;

в) прямой метод динамических измерений.

36. При применении прямого метода статических измерений массу брутто нефти определяют путем взвешивания цистерн с нефтью и порожних цистерн на железнодорожных весах.

При применении косвенного метода статических измерений массу брутто нефти определяют путем измерения объема, температуры и плотности нефти с использованием средств измерений.

При наливе цистерн в пунктах налива масса брутто нефти определяется с применением прямого метода динамических измерений с использованием средств измерений.

37. Точечная проба отбирается из железнодорожной цистерны переносным пробоотборником с уровня, расположенного на высоте 0,33 диаметра цистерны от нижней внутренней образующей. Точечные пробы для маршрута с нефтью одного вида отбираются из каждой четвертой цистерны при поставках по Российской Федерации, но не менее чем из 2 цистерн, и из каждой цистерны при поставках на экспорт.

38. Количество нефти при наливе в танки нефтеналивных судов определяется с применением средств измерений, расположенных на берегу.

При отсутствии средств измерений, расположенных на берегу, количество нефти в танках нефтеналивных судов определяется с применением косвенных методов статических измерений с использованием градуировочных таблиц танков.

39. Погрешность средств измерений при определении количества нефти в танках нефтеналивных судов допускается при измерении:

уровня налива нефти - не более ± 3 мм;

температуры нефти - не более ± 0,5°С;

плотности нефти - не более ± 0,5 кг/куб. м.

40. Масса брутто нефти определяется как произведение объема нефти и плотности, приведенных к условиям измерений объема, или как произведение объема и плотности нефти, приведенных к стандартным условиям.

41. Масса балласта нефти определяется с применением средств измерений по результатам лабораторных испытаний объединенной пробы нефти, отобранной из танка нефтеналивного судна (для оценки качества остатка нефти), из береговых резервуаров или блока качества системы измерений количества и показателей качества нефти (при наливе в танки нефтеналивных судов).

42. При применении прямого метода динамических измерений масса брутто нефти измеряется с использованием средств измерений, а масса балласта определяется по результатам лабораторных испытаний.

43. Учет нефти при отпуске в автоцистерны осуществляется в отношении каждой автоцистерны отдельно.

При применении прямого метода статических измерений масса брутто нефти определяется по результатам взвешивания на автомобильных весах автоцистерны с нефтью и порожней автоцистерны.

При применении косвенного метода статических измерений масса брутто нефти определяется по результатам измерения объема (действительной вместимости автоцистерны, значение которой указано в свидетельстве о поверке), плотности и температуры нефти в автоцистерне.

Показатели нефти определяются с помощью средств измерений и (или) по результатам лабораторных испытаний. При расчете массы результаты измерения плотности и объема нефти приводят к стандартным условиям (давление - 101325 Па, температура - 20°С) или к условиям измерения объема в автоцистерне.

При применении прямого метода динамических измерений масса брутто нефти определяется с использованием средств измерений и по результатам лабораторных испытаний.

44. Масса нетто добытой нефти, расходуемой на производство нефтепродуктов и возвращенной на объекты сбора и подготовки нефти, определяется с применением средств измерений и по результатам лабораторных испытаний.

45. Учет нефти, расходуемой на производство нефтепродуктов, осуществляется при наличии производственных мощностей по

переработке нефти (нефтебитумные заводы, блочно-модульные установки, нефтеперерабатывающие заводы, нефтехимические комбинаты и др.).

46. Показатели нефти, используемой для производства нефтепродуктов, определяются с применением средств измерений и (или) по результатам лабораторных испытаний отобранной пробы.

47. Масса нетто нефти, израсходованной на производство продукции в соответствии с технологическими процессами, на технологические нужды, ремонтные работы и в качестве топлива, определяется с использованием средств измерений и результатов лабораторных испытаний.

48. Масса нетто нефти, используемой для ремонтных работ и возвращенной на объекты сбора и подготовки нефти месторождения (участка недр), подлежит учету. Масса нетто нефти, возвращенной на объекты сбора и подготовки нефти месторождения (участка недр), определяется в соответствии с документацией на ремонтные работы.

49. Организация ведет отдельный учет приема, остатков и сдачи нефти, принадлежащей третьим лицам.

Изменение остатков нефти, принадлежащей третьим лицам, в отчетный период ($\Delta M_{ост\ стор}$) определяется по формуле 18:

$$\Delta M_{ост\ стор} = M_{ст\ пр} - M_{ст\ сд} - П_{ст\ ф},$$

где:

$M_{ст\ пр}$ - масса нетто нефти, принадлежащей третьим лицам, принятой для подготовки и транспортировки (тонн);

$M_{ст\ сд}$ - масса нетто нефти, принадлежащей третьим лицам, переданной для транспортировки (реализованной собственником нефти) (тонн);

$П_{ст\ ф}$ - фактические потери нефти, принадлежащей третьим лицам, при ее подготовке (тонн).

50. Масса нетто нефти, принимаемой от третьих лиц, определяется с применением средств измерений и по результатам лабораторных испытаний.

51. Фактические потери нефти при добыче включают в себя потери нефти фактические технологические и потери нефти непроизводственные.

52. Масса нетто потерь нефти фактических технологических при добыче по месторождению (участку недр) определяется по формуле 19:

$$П_{Фтехнол} = \frac{N_{нор} \times (\Delta M_{ост} + M + M_{нгдо} + M_{подг} - M_{куп} - M_{возвр})}{100},$$

где:

$N_{нор}$ - норматив технологических потерь, утвержденный в установленном порядке для месторождения (участка недр) (процентов);

$\Delta M_{ост}$ - изменение массы нетто остатков нефти на объектах сбора и подготовки нефти месторождения (участка недр) в отчетный период (тонн);

M - масса нетто нефти, измеренной в отчетный период посредством системы измерения количества нефти, технологически расположенной первой по завершении технологического процесса подготовки нефти, либо посредством товарных резервуаров, технологически расположенных до системы измерения количества нефти (тонн);

$M_{нгдо}$ - масса нетто нефти, израсходованной в отчетный период на производство продукции в соответствии с технологическими процессами, на технологические нужды, ремонтные работы, в качестве топлива (тонн);

$M_{подг}$ - масса нетто нефти, переданной в отчетный период третьим лицам для подготовки и последующей транспортировки (тонн);

$M_{куп}$ - масса нетто нефти, принятой на объекты сбора и подготовки нефти от третьих лиц для хозяйственных нужд в отчетный период (тонн);

$M_{возвр}$ - масса нетто нефти, возвращенной в отчетный период на объекты сбора и подготовки нефти после проведения ремонтных работ на объектах сбора и подготовки нефти и переработки нефти (тонн).

53. Количество потерь нефти непроизводственных по месторождению (участку недр) при разливе определяется как разница между количеством нефти, разлитой на месторождении (участке недр) в отчетный период, и количеством собранной нефти.

54. Масса нетто нефти, разлитой на месторождении (участке недр), в том числе в составе нефтегазоводяной смеси, подтверждается и определяется на месте аварии, повреждения по объему грунта, насыщенного нефтью.

Масса нетто нефти, впитавшейся в грунт, определяется как разница веса 100 куб. см грунта, взятого с места разлива нефти, пропитавшегося нефтью, и веса 100 куб. см грунта, взятого вблизи места разлива нефти, но не пропитавшегося нефтью (пара проб). Отбор проб осуществляется равномерно по всей площади грунта, залитого нефтью.

Количество отбираемых пар проб грунта определяется в зависимости от площади, залитой нефтью, но должно быть не менее 5.

55. Масса нетто нефти, содержащейся в грунте (G), определяется по формуле 20:

$$G = V \frac{\sum_{i=1}^{n} (P_{1i} - P_{2i})}{100 \times n} \times (1 - m),$$

где:

V - объем грунта, залитого нефтью, определяемый как произведение площади, залитой нефтью, на среднюю глубину пропитки грунта нефтью в пробах, взятых не менее чем в 5 точках (куб. м);

P_{1i} - приведенная масса образца объемом 100 куб. см грунта, впитавшего разлитую нефть (граммов в 100 куб. см);

P_{2i} - приведенная масса образца объемом 100 куб. см грунта, не впитавшего разлитую нефть (граммов в 100 куб. см);

n - количество пар проб грунта (штук);

i - номер отбираемой пары проб грунта;

m - содержание балласта в нефти, принимаемое равным содержанию балласта в собранной нефти (долей).

56. Количество собранной при разливе массы нетто нефти определяется с использованием промежуточных калиброванных емкостей или с применением других методов измерений. Количество собранной при разливе массы нетто нефти (M) определяется по формуле 21:

$$M = V \times \rho_{н} \times (1 - m),$$

где:

V - объем собранной нефти (куб. м);

$\rho_{н}$ - плотность нефти при условиях измерения объема нефти (тонн/куб. м);

m - содержание балласта в нефти, принимаемое равным содержанию балласта в собранной нефти (долей).

Плотность нефти и содержание балласта нефти определяются в испытательной лаборатории.

57. Потери нефти непроизводственные фиксируются организацией в актах при каждом разливе в течение отчетного периода.

58. Потери нефти фактические при ее подготовке на объектах третьих лиц определяются расчетным путем.

59. Определение количества остатков нефти проводится ежемесячно, последнего числа отчетного месяца по состоянию на 24 часа московского времени, путем проверки ее фактического наличия.

60. Количество остатков нефти определяется в порядке, определенном организацией, с учетом настоящих Правил.

61. Остатки нефти, принадлежащей третьим лицам, не учитываются при определении количества нефти, добытой организацией.

62. Определение количества остатков нефти осуществляется без прекращения сбора и подготовки нефти.

63. Определение количества остатков нефти осуществляется путем измерений и (или) расчетов фактических остатков нефти на объектах сбора и подготовки нефти по форме, установленной Министерством энергетики Российской Федерации:

а) в технологических трубопроводах, в том числе межпромысловых;

б) в технологических аппаратах, емкостях и буллитах, конструкция которых не позволяет проводить ручное или автоматизированное измерение количества нефти в целях определения массы;

в) в технологических резервуарах, аппаратах и емкостях, конструкция которых позволяет проводить ручное или автоматизированное измерение количества нефти в целях определения массы.

64. Расчет массы нетто остатков нефти на объектах сбора и подготовки нефти осуществляется по форме, установленной Министерством энергетики Российской Федерации.

65. Масса нетто остатков нефти в технологических трубопроводах и аппаратах на объектах сбора и подготовки нефти месторождения (участка недр) (далее - аппарат) определяется на основе их вместимости, степени заполнения и состава находящейся в них нефтегазоводяной смеси расчетным путем по каждому объекту сбора и подготовки нефти. Вместимость технологических трубопроводов определяют с учетом геометрических размеров трубопровода.

66. Масса нетто остатков нефти в технологических резервуарах определяется на основе объема и показателей находящейся в них нефтегазоводяной смеси. Объем нефтегазоводяной смеси и (или) нефти определяется по градуировочным таблицам.

67. Масса нетто остатков нефти в аппаратах ($M_{ап}$) определяется по формуле 22:

$$M_{ап} = V_{г} \times K_{зап\ ап} \times \rho \times (1 - W),$$

где:

$V_{г}$ - вместимость аппарата (куб. м);

$K_{зап\ ап}$ - коэффициент заполнения аппарата;

ρ - плотность нефти при условиях определения объема (тонн/куб. м);

W - содержание балласта в нефти (долей).

68. Коэффициент заполнения аппарата ($K_{зап\ ап}$) определяется по формуле 23:

$$K_{зап\ ап} = 1 - \frac{V_{г.п.} + V_{в.п.}}{V_{г}},$$

где:

$V_{г.п.}$, $V_{в.п.}$ - объемы газовой и водяной подушек (куб. м);

$V_{г}$ - вместимость аппарата (куб. м).

69. Масса нетто остатков нефти, находящейся в i-м участке трубопровода ($M_{тр\ i}$), определяется по формуле 24:

$$M_{тр\ i} = V_{тр\ i} \times K_{зап\ тр} \times \rho \times (1 - W),$$

где:

$V_{тр\ i}$ - геометрический объем i-го участка трубопровода или вместимость трубопровода (куб. м);

$K_{зап\ тр}$ - коэффициент заполнения трубопровода;

ρ - плотность нефти при условиях определения объема (тонн/куб. м);

W - содержание балласта в нефти (долей).

70. Коэффициент заполнения трубопровода ($K_{зап\ тр}$) определяется по формуле 25:

$$K_{зап\ тр} = 1 - \frac{V_{газ}}{V_{тр\ i}},$$

где:

$V_{газ}$ - объем участка трубопровода, занятого газом, приведенный к условиям работы трубопровода (куб. м);

$V_{тр\,i}$ - геометрический объем i-го участка трубопровода или вместимость трубопровода (куб. м).

При отсутствии газовой фазы в трубопроводах коэффициент заполнения трубопровода ($К_{зап\,тр}$) принимается равным 1.

71. Расчет остатков массы нетто нефти в трубопроводе выполняется в отношении каждого участка трубопровода. Масса нетто остатков нефти в трубопроводе в целом ($М_{тр}$) определяется по формуле 26:

$$М_{тр} = \sum_{i=1}^{n} М_{тр\,i} \ ,$$

где:

n - число участков;

$М_{тр\,i}$ - масса нетто остатков нефти, находящейся в i-м участке трубопровода (тонн).

Полученные результаты округляются до целого значения тонн.

72. Вместимость участка трубопровода ($V_{тр\,i}$) определяется по формуле 27:

$$V_{тр\,i} = V_{гр\,i} \times K_t \times K_p ,$$

где:

$V_{гр\,i}$ - вместимость i-го участка трубопровода (куб. м);

K_t - коэффициент, учитывающий влияние температуры нефти в трубопроводе, установленный Министерством энергетики Российской Федерации;

K_p - коэффициент, учитывающий влияние давления нефти в трубопроводе, установленный Министерством энергетики Российской Федерации.

73. Допускается определять среднее значение плотности, давления и температуры расчетным путем:

а) среднее значение плотности ($\rho_{ср}$) - по формуле 28:

$$\rho_{ср} = 0{,}5 \times (\rho_{нач} + \rho_{кон}) \ ,$$

где $\rho_{нач}$, $\rho_{кон}$ - плотность нефти в начале и конце участка трубопровода при температуре и давлении в месте отбора проб (кг/куб. м);

б) среднее значение давления ($P_{ср}$) - по формуле 29:

$$P_{ср} = 0{,}5 \times (P_{нач} + P_{кон}) ,$$

где $P_{нач}$, $P_{кон}$ - давление в начале и конце участка трубопровода (МПа);

в) среднее значение температуры ($t_{ср}$) - по формуле 30:

$$t_{ср} = 0{,}5 \times (t_{нач} + t_{кон}) ,$$

где $t_{нач}$, $t_{кон}$ - температура в начале и конце участка трубопровода ($^{\circ}C$).

74. Результаты определения массы нетто остатков нефти заносятся в акты, содержащие результаты определения массы нетто остатков нефти в трубопроводах, аппаратах и резервуарах, а также в емкостях, используемых при технологических процессах по обезвоживанию, обессоливанию и стабилизации нефтегазоводяной смеси.

75. Форма баланса нефти определяется организацией с учетом производственных особенностей добычи нефти, предусмотренных проектной документацией на разработку месторождения и проектной документацией на обустройство месторождения.

76. Баланс нефти формируется на основе результатов учетных операций, проведенных с добытой нефтью по массе нетто.

77. При применении коэффициента, характеризующего степень сложности добычи нефти (Кд), предусмотренного статьей 342^2 Налогового кодекса Российской Федерации, в размере менее 1 должны быть соблюдены настоящие Правила в части определения количества добытой нефти и установленные Налоговым кодексом Российской Федерации требования к учету количества добытой нефти, измерению количества добываемой скважинной жидкости и определению ее физико-химических свойств.

gost.e-ecolog.ru