ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО

ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

РЕКОМЕНДАЦИИ
ПО МЕТРОЛОГИИ

**Р 50.2.062—
2008**

Государственная система обеспечения единства измерений

НЕФТЬ, ДОБЫТАЯ ПО УЧАСТКУ НЕДР

Методика определения количества

Издание официальное

Москва
Стандартинформ
2015

gost.e-ecolog.ru

Предисловие

1 РАЗРАБОТАНЫ Государственным предприятием Ханты-Мансийского автономного округа — Югры «Научно-аналитический центр рационального недропользования им. В.И. Шпильмана» (ГП ХМАО — Югры «НАЦРН им. В.И. Шпильмана»), Открытым акционерным обществом «Тюменский нефтяной научно-технологический центр» (ОАО «ТНЦ»)

2 ВНЕСЕНЫ Управлением метрологии Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии

3 УТВЕРЖДЕНЫ И ВВЕДЕНЫ В ДЕЙСТВИЕ Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 25 декабря 2008 г. № 785-ст

4 ВВЕДЕНЫ ВПЕРВЫЕ

Информация об изменениях к настоящим рекомендациям публикуется в ежегодном указателе «Руководящие документы, рекомендации и правила», а текст изменений и поправок — в ежемесячно издаваемых информационных указателях «Национальные стандарты». В случае пересмотра (замены) или отмены настоящих рекомендаций соответствующее уведомление будет опубликовано в ежемесячно издаваемом информационном указателе «Национальные стандарты». Соответствующая информация, уведомление и тексты размещаются также в информационной системе общего пользования — на официальном сайте Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии в сети Интернет

© Стандартинформ, 2015

Настоящие рекомендации не могут быть полностью или частично воспроизведены, тиражированы и распространены в качестве официального издания без разрешения Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии

Содержание

1 Область применения . . . 1
2 Нормативные ссылки . . . 1
3 Термины и определения . . . 2
4 Сокращения . . . 2
5 Общие положения по определению количества добытой нефти . . . 2
6 Порядок учета количества нефти на ППС . . . 2
7 Порядок учета потерь нефти . . . 3
8 Порядок снятия остатков нефти . . . 4
9 Сводный отчет о добыче нефти по участку недр . . . 5
10 Оценка расхождения учетных данных добычи нефти по участку недр . . . 6
Приложение А (рекомендуемое) Методика определения нормы допускаемого расхождения учетных данных добычи нефти по участку недр . . . 8
Приложение Б (рекомендуемое) Алгоритмы оперативной оценки расхождения и согласования учетных данных добычи нефти по нефтегазодобывающему предприятию, месторождению, лицензионному участку . . . 10
Приложение В (рекомендуемое) Форма итогового баланса нефти и воды по согласованным значениям измерений . . . 14
Приложение Г (рекомендуемое) Алгоритм формирования отчетных данных добычи массы нефти по участкам недр . . . 15
Библиография . . . 19

Р Е К О М Е Н Д А Ц И И П О М Е Т Р О Л О Г И И

Государственная система обеспечения единства измерений

НЕФТЬ, ДОБЫТАЯ ПО УЧАСТКУ НЕДР

Методика определения количества

Дата введения — 2009—10—01

1 Область применения

Настоящие рекомендации по метрологии распространяются на нефть, добытую по участку недр, и устанавливают методику определения ее количества.

Положения настоящих рекомендаций могут служить в качестве руководства для организаций различных форм собственности, осуществляющих добычу нефти из недр на территории Российской Федерации.

Настоящие рекомендации разработаны с учетом требований действующего законодательства Российской Федерации и действующей нормативной базы в области измерений и учета нефти.

2 Нормативные ссылки

В настоящих рекомендациях использованы нормативные ссылки на следующие стандарты:

ГОСТ Р 8.595—2004 Государственная система обеспечения единства измерений. Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования к методам выполнения измерений

ГОСТ Р 8.615—2005 Государственная система обеспечения единства измерений. Измерения количества извлекаемой из недр нефти и нефтяного газа. Общие метрологические и технические требования

ГОСТ Р 8.647—2008 Государственная система обеспечения единства измерений. Метрологическое обеспечение определения количества нефти и нефтяного газа, добытых на участке недр. Основные положения

Примечание — При пользовании настоящими рекомендациями целесообразно проверить действие ссылочных стандартов в информационной системе общего пользования — на официальном сайте Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии в сети Интернет или по ежегодному информационному указателю «Национальные стандарты», который опубликован по состоянию на 1 января текущего года, и по выпускам ежемесячного информационного указателя «Национальные стандарты» за текущий год. Если заменен ссылочный стандарт, на который дана недатированная ссылка, то рекомендуется использовать действующую версию этого стандарта с учетом всех внесенных в данную версию изменений. Если заменен ссылочный стандарт, на который дана датированная ссылка, то рекомендуется использовать версию этого стандарта с указанным выше годом утверждения (принятия). Если после утверждения настоящих рекомендаций в ссылочный стандарт, на который дана датированная ссылка, внесено изменение, затрагивающее положение, на которое дана ссылка, то это положение рекомендуется применять без учета данного изменения. Если ссылочный стандарт отменен без замены, то положение, в котором дана ссылка на него, рекомендуется применять в части, не затрагивающей эту ссылку.

Издание официальное

3 Термины и определения

В настоящих рекомендациях применены термины по ГОСТ Р 8.615, ГОСТ Р 8.647, а также следующие термины с соответствующими определениями:

3.1 **потери нефти сверхнормативные:** Потери нефти, вызванные нарушением правил технической эксплуатации аппаратов, установок и оборудования, режимов технологических процессов, авариями технических сооружений и другие аварийные потери, а также несанкционированные потери, связанные со злоупотреблениями, диверсиями и хищениями нефти на участке недр.

3.2 **потери нефти технологические (нормативные):** Количество нефти, которое теряют при применяемой технике и технологии на нефтепромысловых объектах добычи, сбора, подготовки и транспорта.

3.3 **потери нефти фактические:** Потери нефти (уменьшение ее массы) на нефтепромысловых объектах, состоящие из технологических (нормативных) и сверхнормативных потерь нефти.

3.4 **расход нефти на производственно-технологические нужды:** Использование нефти при осуществлении технологических операций по добыче, сбору, транспортировке и подготовке нефти.

3.5 **снятие остатков нефти:** Проверка наличия остатков нефти, в ходе которой документально подтверждают фактическое наличие остатков нефти.

4 Сокращения

В настоящих рекомендациях использованы следующие сокращения:

ИУ — измерительная установка;

НГДП — нефтегазодобывающее предприятие;

ППС — пункт приема-сдачи (отпуска);

ПТН — производственно-технологические нужды;

СИ — средство измерений;

СИКН — система измерений количества и показателей качества нефти;

СИКНС — система измерений количества и параметров нефти сырой;

ШФЛУ — широкая фракция легких углеводородов.

5 Общие положения по определению количества добытой нефти

5.1 Определение количества добытой нефти проводят на основании результатов измерений, выполненных в соответствии с ГОСТ Р 8.615, ГОСТ Р 8.595 и положений ГОСТ Р 8.647.

5.2 Учет количества нефти осуществляют в единицах измерений массы (тоннах).

5.3 Отчетным периодом является календарный месяц.

6 Порядок учета количества нефти на ППС

6.1 Порядок учета количества нефти, передаваемой/сдаваемой заинтересованным лицам

6.1.1 Количество нефти, передаваемой/сдаваемой заинтересованным лицам, определяют как разницу между массой нефти заинтересованного лица, принятой на ППС, и величиной нормативных расходов нефти на ПТН, топливо и технологических потерь при подготовке, хранении и транспортировке нефти заинтересованным лицом до ППС нефти в трубопроводный транспорт или потребителям.

6.1.2 Технологические потери нефти, расходы нефти на ПТН и топливо на объектах НГДП, через которые проходит нефть заинтересованного лица, определяют в договоре между НГДП и заинтересованным лицом.

При этом норматив технологических потерь на объектах НГДП, через которые проходит смесь собственной нефти НГДП и нефти заинтересованного лица, принимают одинаковый для собственной и давальческой нефти.

6.1.3 Ответственность за сверхнормативные потери в системе НГДП устанавливается условиями договора.

6.1.4 Определение количества нефти, принимаемой от заинтересованных лиц, сдаваемой заинтересованным лицам, проводят на ППС по методике измерений, аттестованной и зарегистрированной в установленном порядке.

6.2 Порядок отпуска и учета количества нефти, используемой НГДП

6.2.1 Количество нефти, расходуемой на ПТН и топливо, включает расход нефти подразделениями НГДП при осуществлении технологических операций по добыче, сбору и подготовке нефти. Нефть, израсходованную на ПТН, в случае возврата ее на ППС в количестве расходуемой нефти не учитывают.

6.2.2 В составе нефти, расходуемой на прочие нужды НГДП, учитывают отпуск нефти другим структурным подразделениям НГДП в рамках действующих внутрихозяйственных отношений.

К прочим нуждам НГДП относят также отпуск нефти без передачи права собственности на нее заинтересованному лицу — подрядчику по текущему и капитальному ремонту скважин, бурению скважин и/или иным видам работ с целью использования и списания нефти как материала заказчика при выполнении работ, предусмотренных в договоре подряда.

6.2.3 Учет массы нефти, израсходованной на выработку ШФЛУ, производство нефтепродуктов, ПТН, топливо и прочие нужды, ведут на основе данных, отраженных в первичных документах (актах приема-сдачи нефти, накладных на внутреннее перемещение), оформленных на ППС.

6.2.4 Ежемесячно подразделения НГДП, получившие и использовавшие нефть на выработку ШФЛУ, производство нефтепродуктов, ПТН, топливо и прочие нужды, представляют сведения по использованию нефти и составляют сводную ведомость учета нефти по форме, установленной НГДП.

6.2.5 Расходы нефти на ПТН и топливо при производстве нефтепродуктов учитывают в составе расходов нефти на производство нефтепродуктов.

7 Порядок учета потерь нефти

7.1 Потери нефти подразделяют на технологические (нормативные) и сверхнормативные.

7.2 Технологические потери нефти за отчетный период определяют на основании утвержденных нормативов.

Нормативы технологических потерь нефти разрабатывают по [1] и [2] и утверждают в порядке, определенном Правительством Российской Федерации.

7.2.1 Технологические потери нефти, т, в процессе ее добычи в пределах норматива технологических потерь N, %, по месторождению участка недр определяют по формуле

$$П_м = 0{,}01NД, \tag{7.1}$$

где Д — добыча нефти без включения потерь по единственному месторождению участка недр, т.

7.2.2 Если на участке недр расположена только часть i-го месторождения, то технологические потери нефти по i-му месторождению в пределах участка недр, т, определяют по формуле

$$П_{Li} = 0{,}01N_iД_{Li}, \tag{7.2}$$

где N_i — утвержденный норматив технологических потерь для i-го месторождения, %;

$Д_{Li}$ — добыча нефти без включения потерь в отчетном периоде по скважинам i-го месторождения, расположенным на участке недр L, т.

7.2.3 Технологические потери по участку недр, т, состоящему из нескольких месторождений i, для каждого из которых утвержден свой норматив технологических потерь, определяют по формуле

$$П_т = \sum П_{Li}. \tag{7.3}$$

7.2.4 Списание нефти в технологические потери в пределах норматива технологических потерь оформляют актом, по установленным НГДП формам.

7.2.5 При заключении НГДП договора на оказание услуг по подготовке и/или транспортировке нефти (сырой или обезвоженной) заинтересованному лицу для сдачи ее транспортирующим организациям технологические потери массы нетто сырой нефти заинтересованного лица состоят из двух частей:

- на объектах сторонней организации;
- на объектах НГДП.

7.3 Учет сверхнормативных потерь нефти при разливах

7.3.1 Учет потерь нефти, вызванных разливами, проводят по результатам проведенных работ по ликвидации разливов нефти (откачке и утилизации нефти в систему сбора и т. д.).

7.3.2 Количество собранной нефти, т, определяют по формуле

$$M = V\rho_н(1 - 0{,}01m), \tag{7.4}$$

где V — объем собранной нефти, м^3;

$\rho_н$ — плотность при условиях измерений объема нефти, т/м^3;

m — содержание балласта в нефти, %.

7.3.3 Количество нефти, которую невозможно собрать в результате проведения работ по ликвидации разлива, учитывают в месяце окончания работ по ликвидации разлива как сверхнормативные потери. При этом окончание работ по ликвидации аварий по конкретному разливу подтверждают отчетами, направляемыми НГДП в уполномоченные органы.

Количество нефти, которое не удалось собрать (утилизировать) в систему НГДП, включают в сверхнормативные потери, как разницу между количеством нефти разлитой и количеством нефти собранной (на основании актов НГДП).

Если разлив нефти произошел на оборудовании, в котором находится нефть с нескольких участков недр, то потери нефти с одного участка недр рассчитывают пропорционально количеству добытой нефти на этом участке недр.

7.3.4 Списание сверхнормативных потерь нефти проводят по акту на списание потерь нефти по установленной НГДП форме.

8 Порядок снятия остатков нефти

8.1 Остатки нефти в резервуарах, емкостях подразделяют на «мертвые» (немобильные), технологические и товарные.

8.2 Снятие остатков проводят ежемесячно в соответствии с документами, принятыми в НГДП.

8.3 Снятию подлежат остатки нефти, находящиеся в резервуарах (буферных, технологических, очистных, товарных), емкостях, технологических аппаратах и трубопроводах.

8.4 Количество остатков нефти в трубопроводах определяют вместимостью трубопроводов системы сбора и подготовки нефти, степенью их заполнения и физико-химическими свойствами находящейся в них нефти.

8.5 Количество остатков нефти в резервуарах, технологических аппаратах и емкостях определяют вместимостью резервуаров, технологических аппаратов и емкостей, степенью их заполнения и физико-химическими свойствами находящейся в них нефти.

8.6 Количество остатков нефти в трубопроводах, резервуарах, технологических аппаратах и емкостях определяют расчетным путем на основании соответствующих действительности технологических карт системы сбора и подготовки нефти по аттестованным в установленном порядке методикам измерений.

8.7 Количество нефти в технологических аппаратах определяют расчетным методом (по калибровочным таблицам).

8.8 Массу нефти нетто в технологических аппаратах, т, определяют по формуле

$$M_{АП} = V_г K_{зап.\ АП}\ \rho\ (1 - 0{,}01m), \qquad (8.1)$$

где $V_г$ — геометрический объем аппарата, м^3;

$K_{зап.\ АП}$ — коэффициент заполнения;

ρ — плотность нефти при условиях определения объема, т/м^3;

m — содержание балласта в нефти, %.

Коэффициент заполнения определяют по формуле

$$K_{зап.\ АП} = 1 - \frac{V_{г.п} + V_{в.п}}{V_г}, \qquad (8.2)$$

где $V_{г.\ п}$, $V_{в.\ п}$ — объемы газовой и водяной подушки соответственно, м^3.

8.9 Массу нефти нетто, находящуюся в i-м участке трубопровода на момент снятия остатков, т, определяют по формуле

$$M_{тр i} = V_{тр i} K_{зап.\ тр}\ \rho\ (1 - 0{,}01m), \qquad (8.3)$$

где $V_{тр i}$ — геометрический объем i-го участка трубопровода или вместимость трубопровода (определяют по градуировочным таблицам в соответствии с [3], или по исполнительной документации, или с помощью проливной установки и утверждает главный инженер НГДП), м^3;

$K_{зап.\ тр}$ — коэффициент заполнения трубопровода;

ρ — плотность нефти при условиях определения объема, т/м^3.

Коэффициент заполнения трубопровода определяют по формуле

$$K_{\text{зап. тр}} = 1 - \frac{V_{\text{газ}}}{V_{\text{тр}i}}, \quad (8.4)$$

где $V_{\text{газ}}$ — объем участка трубопровода, занятый свободным газом, приведенный к условиям работы трубопровода, определяют в соответствии с [4], м^3.

В случае отсутствия газовой фазы и в напорных трубопроводах $K_{\text{зап. тр}} = 1$.

8.10 Расчет проводят для отдельных участков трубопровода. Полученные результаты суммируют и округляют до целого значения тонн:

$$M_{\text{тр}} = \sum_{i=1}^{n} M_{\text{тр}i}, \quad (8.5)$$

где n — число участков.

8.11 Нефть, находящуюся в трубопроводах системы сбора, подготовки и транспортировки, относят к «мертвым» остаткам.

8.12 В технологические остатки нефти включают минимально допустимый остаток, определенный уровнем нефти в резервуарах, аппаратах и емкостях, уменьшение которого приведет к нарушению технологического процесса в системе сбора, подготовки и транспорта нефти.

В технологические остатки не включают «мертвые» (немобильные) остатки.

8.13 Массу технологических остатков нефти нетто в резервуарах, емкостях определяют по формуле

$$M_{\text{Н}}^{\text{Р}} = V_{\text{н}} \rho (1 - 0{,}01m) - M_{\text{Р}}^{\text{М}}, \quad (8.6)$$

где $V_{\text{н}}$ — объем минимально допустимого остатка нефти в резервуаре (рассчитывают по технологической карте), м^3;

$M_{\text{Р}}^{\text{М}}$ — масса нефти нетто «мертвого» остатка в резервуаре, т.

8.14 Массу нефти нетто технологического остатка, т, в резервуарах-отстойниках для динамического обезвоживания и обессоливания нефти (в технологических резервуарах) определяют в соответствии с установленными технологической картой уровнями жидкости и «водяной подушки» по формуле

$$M_{\text{Н}}^{\text{РО}} = (V_{\text{ж}} - V_{\text{В}})\rho (1 - 0{,}01m) - M_{\text{Р}}^{\text{М}}, \quad (8.7)$$

где $V_{\text{ж}}$ — объем жидкости в технологическом резервуаре, обусловленный уровнем расположения переливной трубы для отбора нефти, м^3;

$V_{\text{В}}$ — объем «водяной подушки», м^3;

m — содержание балласта в объединенной пробе, %.

8.15 Для определения остатков нефти по участку недр в НГДП необходима документация:

- на трубопроводы — градуировочные таблицы (расчеты вместимости);
- на резервуары — градуировочные (калибровочные) таблицы;
- на емкости и технологические аппараты — паспорта или калибровочные таблицы.

8.16 Фактическое наличие остатков массы нетто нефти отражают в актах списания остатков нефти по формам, установленным НГДП.

8.17 Фактическое наличие остатков массы нетто нефти из разлива не собранной на конец отчетного периода, отражают в актах учета остатков нефти как разницу между количеством нефти разлитой и количеством нефти собранной (на основании актов НГДП).

9 Сводный отчет о добыче нефти по участку недр

9.1 Сводный отчет о количестве добытой нефти по участку недр составляют по данным:

- журналов регистрации измерений массы нефти на СИКНС;
- актов приема-сдачи (отпуска) нефти по ППС с учетом вычета количества нефти, полученной от сторонних организаций и с других участков недр;
- актов снятия остатков нефти;
- актов списания потерь.

Рекомендуемая форма отчета приведена в приложении А ГОСТ Р 8.647.

9.2 Данные массы нетто нефти для внесения в сводный отчет определяют по формуле

$$M_{\text{о}} = M_{\text{си}} + M_{\text{ппс}} + П_{\text{уч}} + H_2 - H_1, \quad (9.1)$$

где $M_{си}$ — масса нефти нетто, измеренная на выходе с участка недр по СИ (СИКНС, мерам вместимости, мерам полной вместимости), т;

$M_{ппс}$ — масса нефти нетто на участке недр, отпущенная с ППС и не учтенная измерениями на выходе с участка недр по СИ, т:

$П_{уч}$ — потери массы нефти нетто на участке недр, т;

H_1, H_2 — остатки массы нефти нетто на начало и конец отчетного периода,соответственно, на участке недр по результатам снятия остатков, т.

Массу нефти нетто на участке недр, отпущенную с ППС и не учтенную измерениями на выходе с участка недр по СИ, определяют по формуле

$$M_{ппс} = M_{со} + M_{птн} + M_{шфлу} + M_{пн} + M_{пр}, \quad (9.2)$$

где $M_{со}$ — масса нефти нетто на участке недр, отпущенная с ППС сторонним организациям и/или на другой участок недр НГДП, т;

$M_{птн}$ — масса нефти нетто на участке недр, отпущенная с ППС на ПТН и топливо, т;

$M_{шфлу}$ — масса нефти нетто на участке недр, отпущенная с ППС на выработку ШФЛУ, т;

$M_{пн}$ — масса нефти нетто на участке недр, отпущенная с ППС на выработку нефтепродуктов, т;

$M_{пр}$ — масса нефти нетто на участке недр, отпущенная с ППС на прочие нужды, т.

Потери массы нефти нетто на участке недр, т, определяют по формуле

$$П_{уч} = П_{т} + П_{сн}, \quad (9.3)$$

где $П_{т}$ — технологические потери массы нефти нетто по участку недр за отчетный период, определенные по разделу 7, т;

$П_{сн}$ — сверхнормативные потери массы нефти нетто по участку недр, т:

$$П_{сн} = П_{р} + П_{н} + П_{рр}, \quad (9.4)$$

где $П_{р}$ — потери массы нефти нетто при розливах, определенные по участку недр и списанные за отчетный период по акту, т;

$П_{н}$ — несанкционированные потери массы нефти нетто по участку недр, отраженные за отчетный период в актах, т;

$П_{рр}$ — потери массы нефти нетто по участку недр, связанные с техническим обслуживанием и ремонтом оборудования и списанные за отчетный период по акту, т.

10 Оценка расхождения учетных данных добычи нефти по участку недр

10.1 Оценка расхождения учетных данных добычи нефти по участку недр основывается на сравнении результатов определения количества добытой нефти по всем скважинам участка недр, по данным эксплуатационного рапорта за месяц и результатов определения количества добытой нефти по участку недр по данным сводного отчета.

10.2 Расхождение учетных данных определяют по формуле

$$\Delta M = M_{мэр} - M_{о}, \quad (10.1)$$

где $M_{мэр}$ — масса нефти нетто, добытой по скважинам по данным эксплуатационного рапорта за месяц, т;

$M_{о}$ — масса нефти нетто сводного отчета, определенная по разделу 9, т.

Массу нефти нетто, добытой по скважинам по данным эксплуатационного рапорта за месяц, т, определяют по формуле

$$M_{мэр} = \sum_{i=1}^{n} M_{скв\,i}, \quad (10.2)$$

где $M_{скв\,i}$ — масса нефти нетто, определенная по результатам измерений на i-й скважине, т;

n — количество скважин на участке недр.

10.3 Величину допускаемого расхождения учетных данных по участку недр $\Delta M_{н}$, в тоннах, определяют по формуле

$$\Delta M_{н} = M_{о} Z/100, \quad (10.3)$$

где Z — норма допускаемого расхождения учетных данных по участку недр, %.

10.4 Допускаемое расхождение используют с тем же знаком, что и фактическое расхождение.

10.5 Норму допускаемого расхождения учетных данных по участку недр определяют в соответствии с приложением А.

10.6 Алгоритмы оперативной оценки расхождения и согласования учетных данных добычи нефти по нефтегазодобывающему предприятию, месторождению и участку недр приведены в приложении Б.

Итоговый баланс нефти и воды по данным прямых измерений и по согласованным значениям измерений составляют на конец отчетного периода (сутки).

Рекомендуемая форма отчета итогового баланса нефти и воды по согласованным значениям измерений приведена в приложении В.

10.7 Алгоритм формирования учетных данных добычи массы нефти по участкам недр приведен в приложении Г.

10.8 Приложения Б и Г применяют НГДП на альтернативной основе.

Приложение А
(рекомендуемое)

Методика определения нормы допускаемого расхождения учетных данных добычи нефти по участку недр

А.1 Норму допускаемого расхождения учетных данных добычи нефти по участку недр рассчитывают и усредняют по данным месячных сводных отчетов.

А.2 Норму допускаемого расхождения учетных данных добычи нефти по участку недр, %, вычисляют по формуле

$$Z = 1{,}1\sqrt{\sum_{i=1}^{n}(\Delta M_{xi})^2 + \sum_{j=1}^{k}(\Delta M_{yj})^2 + (\Delta m_{\text{рез}})^2 + (\Delta m_{\text{тр}}^{\text{I}})^2 + (\Delta m_{\text{тр}}^{\text{II}})^2 + (\Delta \Pi_{\Sigma})^2}\,\frac{100}{M_{\text{о}}}, \quad (\text{А.1})$$

где ΔM_{xi} — погрешность измерений массы нетто сырой нефти на i-й скважине, т;

ΔM_{yj} — погрешность измерений массы нефти, отпущенной через j-й ППС нефти (СИКНС, меры вместимости, меры полной вместимости), т;

n — число скважин;

k — число ППС нефти;

$\Delta m_{\text{рез}}$ — погрешность определения величины изменения массы нетто нефти в мерах вместимости (резервуарах, буллитах и др.), т;

$\Delta m_{\text{тр}}^{\text{I}}$, $\Delta m_{\text{тр}}^{\text{II}}$ — погрешности определения величины изменения массы нефти в трубопроводах, относящиеся к началу и концу отчетного периода, соответственно, т;

$\Delta \Pi_{\Sigma}$ — погрешность определения потерь нефти за отчетный период, т;

$M_{\text{о}}$ — общая масса нефти, измеренная на данном участке недр по СИ (СИКНС, мерам вместимости, мерам полной вместимости), при отпуске с учетом изменения остатков нефти за отчетный период, т.

А.3 Погрешность измерений массы нетто сырой нефти, т, извлеченной из i-й скважины ΔM_{xi} и отпущенной в j-м ППС нефти по СИКНС, мерам вместимости, мерам полной вместимости ΔM_{yj}, определяют по формулам:

$$\Delta M_{xi} = bM_{xi}\delta M_{xi}, \quad (\text{А.2})$$

$$\Delta M_{yj} = bM_{yj}\delta M_{yj}, \quad (\text{А.3})$$

где b — коэффициент размерности, равный 0,01;

M_{xi}, M_{yj} — масса нетто сырой нефти, извлеченной из i-й скважины и отпущенной в j-м ППС нефти, за отчетный период, т, соответственно;

δM_{xi}, δM_{yj} — относительная погрешность измерений массы нетто нефти на i-й скважине и в j-м ППС нефти, %, соответственно.

А.4 Значения M_{xi} и M_{yj} определяют по СИ (ИУ, СИКНС, мерам вместимости, мерам полной вместимости).

А.5 Значения δM_{xi} и δM_{yj} принимают в соответствии с МВИ, разработанными в зависимости от оснащенности скважины и ППС нефти СИ (ИУ, СИКНС, мер вместимости, мер полной вместимости) и берут из паспорта (свидетельства) СИ. При отсутствии МВИ пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто сырой нефти должны соответствовать ГОСТ Р 8.615.

А.6 Погрешность определения величины изменения массы нетто нефти в резервуарах вычисляют по формуле

$$(\Delta m_{\text{рез}})^2 = \sum_{\varphi=1}^{N}[(M_{\text{рез I}}^2 + M_{\text{рез II}}^2)(\delta M_{\text{рез}}/100)^2]_{\varphi}, \quad (\text{А.4})$$

где $M_{\text{рез I}}$, $M_{\text{рез II}}$ — масса нетто нефти в резервуарах на начало и конец отчетного периода, соответственно, т;

N — число резервуаров;

$\delta M_{\text{рез}}$ — относительная погрешность измерений массы нетто нефти в резервуарах, %.

А.7 Изменение массы нетто нефти, находящейся в трубопроводе, связано с заполнением или опорожнением его участков, а также с изменением средней плотности нефти и содержания балласта за отчетный период.

А.8 Погрешность определения величины изменения массы нетто нефти в трубопроводе (за счет заполнения или опорожнения отдельных участков) определяют по формуле

$$(\Delta m_{\text{тр}}^{\text{I}})^2 = (\delta V_{\text{тр}})^2 \cdot \sum_{i=1}^{n}[M_{\text{I}i}^2 + M_{\text{II}i}^2]/100^2, \quad (\text{А.5})$$

где $\delta V_{\text{тр}}$ — относительная погрешность измерений вместимости трубопровода, %, $\delta V_{\text{тр}}$ = 0,3 %;

$M_{Нi}$, $M_{Пi}$ — масса нетто нефти в i-м участке трубопровода на начало и конец отчетного периода, т, соответственно;

n — количество участков трубопровода.

А.9 Погрешность определения потерь нефти, т, вычисляют по формуле

$$\Delta П = gП, \qquad (А.6)$$

где g — поправочный коэффициент, предельное значение: не более 0,1;

П — величина потерь нефти по участку недр, т.

А.10 Погрешность определения потерь нефти за отчетный период вычисляют по формуле

$$\Delta П_{\Sigma} = \Delta П. \qquad (А.7)$$

Приложение Б
(рекомендуемое)

Алгоритмы оперативной оценки расхождения и согласования учетных данных добычи нефти по нефтегазодобывающему предприятию, месторождению, лицензионному участку

Б.1 Алгоритмы оперативной оценки расхождения и согласования учетных данных добычи нефти по НГДП и участку недр (месторождению, лицензионному участку) описывают с использованием модели инженерных сетей системы добычи, подготовки, транспортировки и сдачи нефти.

Б.1.1 Инженерная сеть в целом представляет собой совокупность взаимосвязанных технологических объектов добычи, сбора, подготовки, приема и сдачи нефти с установленными на них средствами измерений и управления. Как правило, инженерная сеть НГДП объединяет нефтепромысловые объекты одного или нескольких участков недр. «Узлы» инженерной сети ассоциируются с нефтепромысловыми объектами, а «ребра» сети — с потоками сырой или товарной нефти.

Б.2 Оценку расхождения оперативных и учетных данных добычи нефти осуществляют по величине дисбаланса потоков на i-м участке (узле), где $i = 1, \ldots, M$; M — число контролируемых участков (узлов), рассчитанное на основе измеренных значений количества сырой нефти V_j, т, где $j = 1, \ldots, J$; J — число учитываемых потоков нефти, т, за период времени контроля по формуле

$$dis_i = |V_i^{вх} - V_i^{вых}|, \qquad (Б.1)$$

где $V_i^{вх}$ — измеренное значение количества сырой нефти, поступившей и накопленной на i-м контролируемом участке (узле);

$V_i^{вых}$ — измеренное значение количества сырой нефти, вышедшей из i-го контролируемого участка (узла).

Величину относительного дисбаланса определяют по формуле

$$dis_{0\,i} = \frac{dis_i \cdot 100}{\max(V_i^{вх}, V_i^{вых})}, \qquad (Б.2)$$

где $\max(V_i^{вх}, V_i^{вых})$ — наибольшее измеренное значение количества сырой нефти, поступившей и накопленной на i-м контролируемом участке (узле) и вышедшей из i-го контролируемого участка (узла).

Б.3 Значение количества сырой нефти, поступившей на i-й контролируемый участок (узел) инженерной сети (с учетом ее накопления) в течение интервала времени контроля, определяют на основе результатов измерений по формуле

$$V_i^{вх} = \sum_{j=1}^{J}(b_{ij}^{вх} V_j) + \sum_{k=1}^{K}(b_{ik}^{нэ} \Delta V_k) + \sum_{l=1}^{L}(b_{il}^{тр} \Delta V_l), \qquad (Б.3)$$

где $b_{ij}^{вх}$ — коэффициент матрицы баланса, показывающий, является ли j-й поток входным для i-го узла (при $b_{ij}^{вх} = 1$) или нет (при $b_{ij}^{вх} = 0$);

$b_{ik}^{нэ}$ — коэффициент матрицы баланса, показывающий, входит ли k-й накопительный элемент в состав i-го участка (узла) (при $b_{ik}^{нэ} = 1$) или нет (при $b_{ik}^{нэ} = 0$);

$b_{il}^{тр}$ — коэффициент матрицы баланса, показывающий, входит ли l-й расчетный участок трубопровода или технологический аппарат в состав i-го участка (узла) (при $b_{il}^{тр} = 1$) или нет (при $b_{il}^{тр} = 0$);

ΔV_k — изменение количества сырой нефти в объеме k-го накопительного элемента в течение интервала времени контроля, т, где $k = 1, \ldots, K$;

K — число накопительных элементов;

ΔV_l — изменение количества сырой нефти в объеме l-го расчетного участка трубопровода или технологического аппарата в течение интервала времени контроля (при его заполнении или опорожнении), т, где $l = 1, \ldots, L$;

L — число расчетных участков трубопроводов и технологических аппаратов.

Б.4 Изменение количества сырой нефти в объеме k-го накопительного элемента в течение интервала времени контроля определяют по формуле

$$\Delta V_k = V_k^{нэII} - V_k^{нэI}, \qquad (Б.4)$$

где $V_k^{нэI}, V_k^{нэII}$ — количество сырой нефти в объеме k-го накопительного элемента на начало и конец времени контроля, соответственно, т.

Б.5 Изменение количества сырой нефти в объеме l-го расчетного участка трубопровода или технологического аппарата в течение интервала времени контроля (при его заполнении или опорожнении) определяют по формуле

$$\Delta V_l = V_l^{\text{тр II}} - V_l^{\text{тр I}}, \quad (Б.5)$$

где $V_l^{\text{тр I}}, V_l^{\text{тр II}}$ — количество сырой нефти в объеме l-го расчетного участка трубопровода или технологического аппарата на начало и конец времени контроля, соответственно, м^3.

Б.6 Значение количества сырой нефти, вышедшей из контролируемого участка (узла) в течение интервала времени контроля, определяют на основе результатов измерений по формуле

$$V_i^{\text{вых}} = \sum_{j=1}^{J} (b_{ij}^{\text{вых}} V_j), \quad (Б.6)$$

где $b_{ij}^{\text{вых}}$ — коэффициент матрицы баланса, показывающий, является ли j-й поток выходным для i-го участка (узла) (при $b_{ij}^{\text{вых}} = 1$) или нет (при $b_{ij}^{\text{вых}} = 0$).

Б.7 Если дисбаланс потоков на участке (узле) инженерной сети, рассчитанный на основе результатов измерений параметров потоков, является недопустимым, поскольку его величина превышает нормированные значения, то необходимо:

- провести контроль состояния технологических объектов инженерной сети, наличия неконтролируемых переключений потоков, а также оценить величину допускаемого дисбаланса (потерь, утечек нефти) $dis_i^{\text{доп}}$, где $i = 1, \ldots, M$, и привести балансную модель инженерной сети в соответствие с выявленными причинами дисбаланса;
- выполнить контроль состояния средств измерений, используемых для измерений параметров потоков продукции, и провести калибровку каналов измерений;
- выявить источники грубых ошибок в операциях учета и провести их устранение;
- откорректировать недостоверные значения результатов измерений, определив ожидаемые значения количества нефти $\overline{V}_j$ путем соотнесения измеренных значений V_j с режимными значениями V_j^0 с помощью весовых коэффициентов a_j, b_j;
- выполнить оценку учетных значений этих параметров путем разнесения остаточных допустимых дисбалансов между потоками инженерной сети.

Б.8 Ожидаемое значение количества нефти, перенесенной j-м потоком в течение интервала времени контроля, рассчитывают по отсчетам V_j, полученным при измерениях параметров по согласованным методикам измерений количества (объема, обводненности и массы) нефти с учетом режимного значения V_j^0 т, $j = 1, \ldots, J$:

$$\overline{V}_j = a_j V_j + b_j V_j^0, \quad (Б.7)$$

где a_j, b_j — весовые коэффициенты для соотнесения измеренных и режимных значений количества сырой нефти, переносимой j-м потоком.

Б.9 Если отсчет V_j является достоверным, то $a_j = 1$, $b_j = 0$. Если отсчет V_j отсутствует или является недостоверным, то $a_j = 0$, $b_j = 1$.

Б.10 Если величина дисбаланса потоков $\underline{dis}_i$ на каждом i-м участке (узле), где $i = 1, \ldots, M$, рассчитанная на основе ожидаемых значений количества нефти $\overline{V}_j$, где $j = 1, \ldots, J$, не превышает допустимого значения, то учетное согласованное значение количества продукции, перенесенной j-м потоком в течение интервала времени контроля, рассчитывают по формуле

$$\hat{V}_j = \overline{V}_j - \Delta_j, \quad (Б.8)$$

где Δ_j — величина корректирующей поправки для количества нефти, перенесенной j-м потоком в течение интервала времени контроля, т, где $j = 1, \ldots, J$.

Б.11 Величину корректирующей поправки определяют по формуле

$$\Delta_j = \sum_{i=1}^{M} \partial_{ji} (\overline{dis}_i - V_i), \quad (Б.9)$$

где ∂_{ji} — коэффициент отнесения дисбаланса i-го узла на j-й поток, который определяют с помощью одного из математических методов оптимального оценивания (метода долевых отношений, метода наименьших квадратов, метода обратного распространения ошибки) с учетом класса точности используемых средств измерений.

Примечание — Выбор математических методов оптимального оценивания установлен в регламенте, утверждаемом главным инженером НГДП.

Б.12 Показатель степени доверия, %, к структуре потоков *i*-го участка (узла) инженерной сети рассчитывают при $|\overline{dis_i}| > dis_i^{доп}$ по формуле

$$d_i^q = 100 - \frac{dis_i^{доп}}{|dis_i|} \cdot 100, \qquad (Б.10)$$

где $dis_i^{доп}$ — величина допускаемого дисбаланса (потерь, утечек нефти) на *i*-м контролируемом участке (узле), т, где $i = 1, \ldots, M$, определяемого на основании нормы допускаемого расхождения оперативных и учетных данных (приложение А).

Б.13 Показатель степени доверия, %, к результатам измерений параметров *j*-го потока, подлежащих учету, при $V_j \neq V_j^0$ рассчитывают по формуле

$$d_j^f = \frac{\hat{V}_j - V_j^0}{V_j - V_j^0} \cdot 100. \qquad (Б.11)$$

Б.14 Анализ баланса потоков нефти, поступающей с объектов добычи нефти на отдельные участки (узлы) инженерной сети и выходящей из них, осуществляют с учетом изменений количества нефти в накопительных элементах (резервуарах, буллитах), трубопроводах и технологических аппаратах в составе выделенных участков (узлов) сети.

Б.15 Качество анализа результатов измерений и сведения (распределения допустимого дисбаланса между сдающей и принимающей сторонами) баланса потоков нефти в инженерной сети предприятия обеспечивают при помощи:

- оснащения объектов предприятия добычи нефти современными средствами измерений параметров потоков на их входах и выходах;
- создания системы нормативных документов, регламентирующей операции сбора результатов измерений расходных параметров потоков, анализа баланса потоков и пообъектного учета сырой и товарной нефти НГДП;
- разработки и внедрения программно-информационных средств расчета, анализа и сведения баланса добываемой нефти на участке недр НГДП.

Б.16 При необходимости повышения точности определения места и причины возникновения дисбалансов участков (узлов) инженерной сети в их составе выделяют контролируемые узлы, учитывая природные особенности объекта разработки, территориальные особенности района нефтедобычи, характер расположения наземных технологических объектов и коммуникаций, рельеф местности, а также технические решения, реализуемые в рамках конкретной инженерной сети.

Б.17 Контролируемые участки (узлы), технологические объекты и средства их автоматизации рассматривают как информационные объекты модели инженерной сети. Между информационными объектами устанавливают отношения принадлежности (вложенности), представляемые в виде дерева информационных объектов инженерной сети. Для каждого информационного объекта модели инженерной сети определяют правила (алгоритмы) раздельного контроля и анализа его состояния.

Б.18 Для совместного контроля и анализа баланса потоков в нескольких выделенных узлах структуру инженерной сети представляют с помощью балансной модели сети в виде ориентированного графа с узлами (вершинами), соответствующими контролируемым узлам ИС, связи между которыми (ребра) соответствуют технологическим линиям инженерной сети (нефтепроводам, водоводам и т. д.). Для инженерной сети составляют матрицу баланса (соответствующую матрице инцидентности графа сети), которую используют при выполнении расчетов по балансной модели сети.

Б.19 В балансной модели инженерной сети связям между контролируемыми узлами (ребрам графа сети) соответствуют значения параметров потоков нефти, а узлам (вершинам графа) — значения параметров состояния технологического оборудования, установленного в контролируемых узлах инженерной сети (давление, уровень и изменение количества накопленной жидкости: сырой нефти, нефти, воды — ее потери, утечки и т. д.).

Б.20 Основным показателем неадекватности балансной модели реальной инженерной сети является возникновение недопустимых дисбалансов на участках (узлах) инженерной сети. Для характеристики степени адекватности балансной модели реальной сети по всем контролируемым участкам (узлам) инженерной сети и материальным потокам, подлежащим учету, определяют специальные показатели:

- показатель степени доверия к структуре его потоков в модели инженерной сети для каждого участка (узла) сети;
- погрешность измерений и показатель степени доверия к результатам измерений параметров потока для каждого потока жидкости, подлежащего учету.

Б.21 После установления фактов неадекватности модели инженерной сети структуре потоков участка (узла) уточняют причины возникновения дисбаланса на этом участке (узле) инженерной сети и проводят корректировку параметров модели.

Б.22 Расчет, анализ и сведение баланса добытой нефти с применением специальных программно-информационных средств выполняют поэтапно:

- в базе данных программного комплекса формируют иерархическое дерево объектов инженерной сети, организационных единиц НГДП, определяют связи между объектами, входящими в состав технологического комплекса добычи, подготовки, транспортировки и сдачи нефти;
- настраивают программы для сбора и анализа информации, поступающей от источников в базу данных программного комплекса;
- поддерживают работоспособность системы сбора информации;
- обеспечивают актуальность балансной модели объектов инженерной сети в базе данных программного комплекса;
- для каждого участка (узла) инженерной сети задают величину допустимого дисбаланса (потерь, утечек нефти), выполняют расчеты дисбаланса для каждого интервала времени контроля и определяют причины возникновения недопустимых дисбалансов;
- выполняют многоуровневую процедуру сведения баланса нефти с учетом измерений на ИУ и СИКНС. При этом отсутствующие или некорректные результаты измерений заменяют на ожидаемые и согласованные расчетные значения. Для получения согласованных значений расходных параметров потоков продукции по участку инженерной сети за сутки выполняют оптимальное оценивание ожидаемых значений измерений. Оптимальное оценивание проводят на основе ожидаемых значений расходных параметров потоков за данные сутки и результатов модельных расчетов. Используемый при оценивании алгоритм должен обеспечивать:

а) минимальное отличие оценки согласованных значений расходных параметров $\hat{V}_j$, где $j = 1, \ldots, J$, от ожидаемых значений;

б) учет измеренных и режимных значений расходных параметров потоков, а также сведений о погрешности измерений;

в) нулевой дисбаланс по всем узлам инженерной сети.

Результаты расчетов сохраняют в базе данных и выводят на печать с формированием отчетных документов системы учета нефти.

Приложение В
(рекомендуемое)

Форма итогового баланса нефти и воды по согласованным значениям измерений

Форма 1

Итоговый баланс нефти и воды по согласованным значениям измерений
по _____ (наименование объекта) за период с _____ по _____

Дата измерений	Прием, т			Вертикальный стальной резервуар, т		Выход, т				Получено, т	Откачано, т	Дисбаланс, т	Дисбаланс, %
	ИУ	Сторонние организации	Возврат нефти с ППС	воды	нефти	Технологические потери нефти	Нефть на собственные нужды	Сброс воды	Нефть на ППС				
Всего:													

Приложение Г
(рекомендуемое)

Алгоритм формирования отчетных данных добычи массы нефти по участкам недр

При формировании отчетных данных добычи массы нефти по участкам недр выполняют следующие операции.

Г.1 Определяют общую величину расхождения массы нефти нетто по участкам недр, как разницу между массой нефти нетто, измеренной с пределами допускаемой относительной погрешности измерений массы нефти нетто по ГОСТ Р 8.595, принимаемой за базовое значение массы нефти нетто всех участков недр и суммой исходных масс нефти нетто, измеренных по всем участкам недр.

Г.2 Определяют общую величину расхождения массы нефти нетто по отдельным скважинам, как разницу между уточненной массой нефти нетто по данному участку недр и суммой исходных масс нефти нетто, измеренных по всем отдельным скважинам данного участка недр.

Г.3 Устранение расхождения проводят пропорционально исходному количеству массы нефти нетто, определяемой по результатам измерений по скважинам с учетом погрешности измерений массы нефти нетто.

Г.4 По результатам измерений массы нефти нетто по отдельным скважинам и участку недр определяют исходную массу добытой нефти нетто за определенный период времени по каждой отдельной скважине M_i и участку недр M_j.

Г.4.1 Если M_j определяют по одному СИКНС, то пределы допускаемой относительной погрешности принимают из свидетельства о поверке или калибровке этого СИКНС.

Если массу нефти определяют по показаниям нескольких СИКНС или по сумме показаний СИ и ИУ, то предел допускаемой относительной погрешности, %, рассчитывают по формуле

$$\Delta_{0j} = \frac{\sqrt{\sum_{k=1}^{m} (M_k \Delta_{0k})^2}}{\sum_{k=1}^{m} M_k}, \qquad (Г.1)$$

где M_k — масса нефти нетто, измеренная на k-м СИКНС или СИ и ИУ, т;

Δ_{0k} — предел допускаемой относительной погрешности k-го СИКНС или СИ и ИУ (из свидетельства о поверке или калибровке), %;

m — число СИКНС (СИ, ИУ).

Массу товарной нефти нетто, т, с поправкой по j-му участку недр определяют по формуле

$$M_{Tj} = M_j - \partial M_j, \qquad (Г.2)$$

где ∂M_j — поправка на массу нефти нетто по j-му участку недр, т:

$$\partial M_j = \frac{M_j \Delta_{0j}}{\sum_{j=1}^{J} M_j \Delta_{0j}} \partial M, \qquad (Г.3)$$

где J — число участков недр;

M — расхождение между массой товарной нефти нетто, измеренной на коммерческих СИКН (в резервуарах), и массой нефти нетто, измеренных СИКНС на границах участков недр, т.

∂M определяют по формуле

$$\partial M = M_T - \sum_{j=1}^{J} M_j, \qquad (Г.4)$$

где M_T — масса товарной нефти нетто, поступившей со всех участков недр, измеренная коммерческой СИКН, т.

∂M подставляют в формулу (Г.3) со своим знаком.

∂M прямо пропорционально сумме пределов допускаемых абсолютных погрешностей всех СИКНС, а поправка на массу нефти нетто ∂M_k по одному СИКНС пропорциональна пределу допускаемой абсолютной погрешности этого СИКНС:

$$\frac{\partial M}{\partial M_k} = \frac{\sum_{k=1}^{m} \Delta M_k}{\Delta M_k}, \qquad (Г.5)$$

где ΔM_k — предел допускаемой абсолютной погрешности измерений массы нефти нетто M_k на k-м СИКНС, т.

Выражение ΔM_k через предел допускаемой относительной погрешности измерений массы нефти k-й СИКНС Δ_{0k}, %, имеет вид:

$$\Delta M_k = \frac{M_k \Delta_{0k}}{100}. \qquad (Г.6)$$

При подстановке ΔM_k в формулу (Г.5) после преобразований получаем поправку на массу для k-й СИКНС, т:

$$\partial M_k = \frac{M_k \Delta_{0k}}{\sum_{k=1}^{m} (M_k \Delta_{0k})} \partial M. \qquad (Г.7)$$

Откорректированные значения результатов измерений по СИКНС принимают за действительные (базовые, фактические) для корректировки результатов измерений по скважинам.

Г.4.2 Массу товарной нефти с поправкой по i-й скважине, т, определяют по формуле

$$M_{Ti} = M_i - \partial M_i, \qquad (Г.8)$$

где ∂M_i — поправка на массу по i-й скважине, т.

Поправку на массу по i-й скважине определяют по формуле

$$\partial M_i = \frac{M_i \Delta_i}{\sum_{i=1}^{n} (\Delta_i M_i)} \partial M_n, \qquad (Г.9)$$

где ∂M_n — расхождение между массой нефти нетто, измеренной на j-м участке недр, и массой нефти нетто, измеренной по скважинам, т:

$$\partial M_n = M_{Tj} - \sum_{i=1}^{n} M_i. \qquad (Г.10)$$

Если массу нефти нетто, добытой из скважины, определяют как разность между показаниями СИКНС и других скважин, то значение предела допускаемой погрешности рассчитывают по формуле

$$\Delta_c = \frac{M_j \Delta_{0j} - \sum_{i=1}^{n} (M_i \Delta_{0i})}{M_j - \sum_{i=1}^{n} M_i}, \qquad (Г.11)$$

где n — число скважин.

Исходную массу нефти нетто, добытой из скважины, определяют по результатам измерений по скважинам и в формулу (Г.11) подставляют значение предела допускаемой погрешности измерений по скважинам.

Г.5 Если участок недр имеет собственную коммерческую СИКН, то проводят корректировку только по скважинам. Значения массы определяют по формулам (Г.2) и (Г.8).

Г.6 Для проверки правильности расчетов сопоставляют значения общих количеств нефти:

- по показаниям СИКН и откорректированным показаниям СИКНС участков недр по формуле

$$\partial M = M_T - \sum_{j=1}^{m} M_{Tj}; \qquad (Г.12)$$

- по откорректированным показаниям СИКНС и откорректированным показаниям ИУ скважин участка недр по формуле

$$\partial M_j = M_{Tj} - \sum_{i=1}^{n} M_{Ti}. \qquad (Г.13)$$

Г.7 Результаты корректировки считают удовлетворительными, если абсолютные значения ∂M и ∂M_j не более значения выражения $m \cdot l$ или $m \cdot n$, где m — цена последнего разряда значений M_{Tj} и M_{Ti}. Например, если M_{Tj} и M_{Ti} вычисляют до третьего разряда после запятой, то m = 0,001 т.

Пример формирования отчетных данных добычи массы нефти по скважинам, СИКНС участка недр, приведен в таблице Г.1.

Т а б л и ц а Г.1 — Пример формирования отчетных данных добычи массы нефти по скважинам, СИКНС участка недр

	Показатель	Обозначение	Формула	ИУ № 1								ИУ № 2				
				скв. № 1	скв. № 2	скв. № 3	скв. № 4	скв. № 5	скв. № 6	скв. № 7		скв. № 11	скв. № 12	скв. № 13	скв. № 14	скв. № 15
СКВАЖИНЫ	Масса нетто за месяц исходная	$M_н$		10	20	30	40	50	60	70		110	120	130	140	150
	Суммарная масса нетто за месяц исходная, т	$\Sigma M_{нi}$									**280**					
	Предел допускаемой относительной погрешности, %	$\Delta M_н$		50	45	40	35	30	25	20		20	15	10	10	5
	Предел допускаемой абсолютной погрешности, т	$\Delta M_{нi}$	$= \Delta M_н M_{нi}$	5	9	12	14	15	15	14		22	18	13	14	7,5
	Суммарная погрешность, т	$\Sigma\Delta M_{нi}$														
	Дисбаланс, т	$\partial M_н$	$= M_д - \Sigma M_{нi}$													
	Корректировка, т	$\partial M_{нi}$	$= (\Delta M_{нi}/\Sigma\Delta M_{нi})M_н$	–7,4	–13,3	–17,7	–20,7	–22,2	–22,2	–20,7		–32,5	–26,6	–19,2	–20,7	–11,1
	Масса нетто за месяц после корректировки, т	$M_{нik}$	$= M_{нi} - \partial M_{нi}$	2,6	6,7	12,3	19,3	27,8	37,8	49,3		77,5	93,4	110,8	119,3	138,9
СИКНС	Масса нетто за месяц исходная, т	$M_{нi}$														
	Суммарная масса нетто за месяц исходная, т	$\Sigma M_{нi}$														
	Предел допускаемой относительной погрешности, %	$\Delta M_{нi}$														
	Предел допускаемой абсолютной погрешности, т	$\Delta M_{нi}$	$= \Delta M_н M_{нi}$													
	Суммарная погрешность, т	$\Sigma\Delta M_{нi}$														
	Дисбаланс, т	$\partial M_н$	$= M_д - \Sigma M_{нi}$													
	Корректировка, т	$\partial M_{нi}$	$= (\Delta M_{нi}/\Sigma\Delta M_{нi})\partial M_н$													
	Масса нетто за месяц после корректировки, т	$M_{нik}$	$= M_{нi} - \partial M_{нi}$													
СИКН	Масса нетто за месяц	$M_д$	$= (M_д - M_{нik})/M_д \cdot 100$													
	Предел допускаемой относительной погрешности, %															
	Предел допускаемой относительной погрешности распределения баланса, %															

Окончание таблицы Г.1

	Показатель	Обозначение	Формула		скв. № 21	скв. № 22	скв. № 23	СИКНС –1	скв. № 31	скв. № 32	СИКНС –2	Пункт учета нефти	СИКН
СКВАЖИНЫ	Масса нетто за месяц исходная	$M_н$			210	220	230		310	320			
	Суммарная масса нетто за месяц исходная, т	$\Sigma M_{нi}$		**50**				**590**					
	Предел допускаемой относительной погрешности, %	$\Delta M_н$			5	5	5						
	Предел допускаемой абсолютной погрешности, т	$\Delta M_{нi}$	$= \Delta M_н M_{нi}$		10,5	11	11,5						
	Суммарная погрешность, т	$\Sigma\Delta M_{нi}$						91,5					
	Дисбаланс, т	$\partial M_н$	$= M_д - \Sigma M_{нi}$					283,0					
	Корректировка, т	$\partial M_{нi}$	$= (\Delta M_{нi}/\Sigma\Delta M_{нi})M_н$		–15,5	–16,3	–17,0	283,1					
	Масса нетто за месяц после корректировки, т	$M_{нik}$	$= M_{нi} - \partial M_{нi}$		194,5	203,7	213,0	306,9					
СИКНС	Масса нетто за месяц исходная, т	$M_{нi}$						500	310	320	2000	–400	
	Суммарная масса нетто за месяц исходная, т	$\Sigma M_{нi}$											3730
	Предел допускаемой относительной погрешности, %	$\Delta M_{нi}$						0	5	10	2,5	10	
	Предел допускаемой абсолютной погрешности, т	$\Delta M_{нi}$	$= \Delta M_н M_{нi}$					00	15,5	32	50	–40	357,5
	Суммарная погрешность, т	$\Sigma\Delta M_{нi}$											357,5
	Дисбаланс, т	$\partial M_н$	$= M_д - \Sigma M_{нi}$										–230
	Корректировка, т	$\partial M_{нi}$	$= (\Delta M_{нi}/\Sigma\Delta M_{нi})\partial M_н$					193,0	–10,0	–20,6	–32,2	25,7	–230,1
	Масса нетто за месяц после корректировки, т	$M_{нik}$	$= M_{нi} - \partial M_{нi}$					307,0	300,0	299,4	1967,8	–374,3	3499,4
СИКН	Масса нетто за месяц	$M_д$	$= (M_д - M_{нik})/M_д \cdot 100$										3500
	Предел допускаемой относительной погрешности, %												0,35
	Предел допускаемой относительной погрешности распределения баланса, %							0,01%					0,00 %

Библиография

[1] РД 153-39-019—97 Методические указания по определению технологических потерь нефти на предприятиях нефтяных компаний Российской Федерации

[2] РД 153-39-018—97 Инструкция по нормированию технологических потерь нефти на нефтегазодобывающих предприятиях нефтяных компаний Российской Федерации

[3] МИ 2800—2003 Государственная система обеспечения единства измерений. Вместимость технологических нефтепродуктопроводов. Методика выполнений измерений геометрическим методом

[4] МИ 2575—2000 Государственная система обеспечения единства измерений. Нефть. Остаточное газосодержание. Методика выполнения измерений

УДК 665.6:620.113:006.354 ОКС 17.020 Т86.3

Ключевые слова: нефть, сырая нефть, добытая нефть, определение количества нефти, измерения количества, методика определения количества, алгоритм, потери сверхнормативные, потери технологические, потери фактические, остаток, снятие остатков нефти, расход

Редактор *А.Ю. Томилин*
Технический редактор *В.Н. Прусакова*
Корректор *Е.Д. Дульнева*
Компьютерная верстка *В.И. Грищенко*

Сдано в набор 24.07.2014. Подписано в печать 26.12.2014. Формат 60x84 1/8. Гарнитура Ариал. Усл. печ. л. 2,79. Уч.-изд. л. 2,65. Тираж 40 экз. Зак. 229.

Издано и отпечатано во ФГУП «СТАНДАРТИНФОРМ», 123995 Москва, Гранатный пер., 4.

gost.e-ecolog.ru gost.e-ecolog.ru

gost.e-ecolog.ru