
ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО

ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ



РЕКОМЕНДАЦИИ
ПО
МЕТРОЛОГИИ

**Р 50.2.062–
2011
ПРОЕКТ**

Государственная система обеспечения единства измерений

НЕФТЬ, ДОБЫТАЯ ПО УЧАСТКУ НЕДР

Методика определения количества

Издание официальное

Москва
2011

Предисловие

Цели и принципы стандартизации в Российской Федерации установлены Федеральным законом от 27 декабря 2002 г. № 184-ФЗ «О техническом регулировании», а правила применения национальных стандартов Российской Федерации – ГОСТ Р 1.0-2004 «Стандартизация в Российской Федерации. Основные положения»

Сведения о рекомендациях по метрологии

1 РАЗРАБОТАНЫ

1.1 Государственным предприятием Ханты-Мансийского автономного округа – Югры «Научно-аналитический центр рационального недропользования им. В.И. Шпильмана» (ГП ХМАО – Югры «НАЦРН им. В.И. Шпильмана»);

1.2 Открытым акционерным обществом «Тюменский нефтяной научно-технологический центр» (ОАО «ТНЦ»);

1.3 Обществом с ограниченной ответственностью Консалтинго-инжиниринговым предприятием «Метрологический центр энергоресурсов» (ООО КИП «МЦЭ»)

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 хх.хх.2011 г. №хххх-ст

4 ВВЕДЕНЫ ВПЕРВЫЕ

Информация об изменениях к настоящим рекомендациям и текст изменений и поправок публикуются 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

ООО КИП «МЦЭ», 2011

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	3
6	Методика оперативного контроля добычи нефти по лицензионному участку недр (месторождению)	3
7	Методика определения количества добытой нефти для оценки результатов производственной деятельности структурных подразделений предприятия.....	5
8	Методика определения количества добытой нефти за отчетный период...	5
	Приложение А (рекомендуемое) Методика определения нормы допускаемого расхождения учетных данных добычи нефти по участку недр	7
	Приложение Б (рекомендуемое) Алгоритмы оперативной оценки расхождения и согласования учетных данных добычи нефти по нефтегазодобывающему предприятию, месторождению, лицензионному участку	9
	Приложение В (рекомендуемое) Алгоритм формирования отчетных данных добычи массы нефти по участкам недр за установленные промежутки времени в течение отчетного периода.....	15
	Приложение Г (рекомендуемое) Алгоритм определения количества добытой нефти по участку недр за отчетный период	19

РЕКОМЕНДАЦИИ ПО МЕТРОЛОГИИ

Государственная система обеспечения единства измерений

НЕФТЬ, ДОБЫТАЯ ПО УЧАСТКУ НЕДР

Методика определения количества

Дата введения – 2011-xx-01
(с правом досрочного применения)

1 Область применения

Настоящие рекомендации по метрологии (далее – рекомендации) распространяются на нефть, добытую по участку недр (лицензионному участку) 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.

Положения настоящих рекомендаций применяют для определения количества добытой нефти организации в целях:

- оперативного управления технологическими процессами добычи и подготовки нефти;
- оценки результатов производственной деятельности отдельных структурных подразделений организации: бригад, участков, установок, промыслов и т.д.;
- предоставления сведений в государственные органы управления;
- определения налогооблагаемой базы на добычу полезных ископаемых.

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 8.615-2011 Государственная система обеспечения единства измерений. Измерения количества извлекаемой из недр нефти и нефтяного газа. Общие метрологические и технические требования

ГОСТ Р 8.647-2011 Государственная система обеспечения единства измерений. Метрологическое обеспечение определение 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 ежегодно издаваемому информационному указателю «Национальные стандарты», который опубликован по состоянию на 1 января текущего года, и по соответствующим ежемесячно издаваемым информационным указателям, опубликованным в текущем году. Если ссылочный стандарт заменен (изменен), то при пользовании настоящими рекомендациями следует руководствоваться заменяющим (измененным) стандартом. Если ссылочный стандарт отменен без замены, то положение, в котором дана ссылка на него, применяют в части, не затрагивающей эту ссылку.

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);

СИ – средство измерений;

СИКН – система измерений количества и показателей качества нефти;

СИКНС – система измерений количества и параметров нефти сырой.

5 Общие положения

5.1 Исходные данные для проведения расчётов в соответствии с требованиями настоящих рекомендаций должны быть получены по ГОСТ Р 8.615, ГОСТ Р 8.595 и ГОСТ Р 8.647.

5.2 Определение количества добытой нефти осуществляется в единицах измерений массы (тоннах).

5.3 Количество добытой нефти по лицензионному участку в соответствии с требованиями настоящих рекомендаций определяют по завершении отчётного периода (календарного месяца).

5.4 Общий алгоритм определения количества добытой нефти по лицензионному участку (группе лицензионных участков) включает:

- проведение ежесуточных измерений и, или иные установленные промежутки времени;

- оценку и анализ небалансов на технологических этапах добычи нефти в установленные промежутки времени (сутки);

- проведение предварительных расчётов по определению количества добытой нефти по лицензионным участкам за установленные промежутки времени (сутки);

- определение количества добытой нефти по лицензионным участкам за отчётный период;

- оценку достоверности полученных результатов определения количества добытой нефти.

5.5 Результаты определения количества добытой нефти по завершении отчётного периода, исходные данные для расчёта (и другие необходимые показатели) должны регистрироваться в соответствии с документооборотом НГДП.

6 Методика оперативного контроля добычи нефти по лицензионному участку недр (месторождению)

6.1 Оперативный контроль добычи нефти по лицензионному участку (месторождению) проводится по результатам оценки расхождения данных, полученных по замерам на скважинах лицензионного участка (группы лицензионных участков) и фактической добычи с учётом технологических потерь и остатков за каждые сутки.

6.2 В основу методики положено математическое описание с использованием модели инженерных сетей системы добычи, подготовки, транспортировки и сдачи нефти, построенной «на графах», где «узлы» инженерной сети ассоциируются с нефтепромысловыми объектами, а «ребра» сети – с потоками

сырой или товарной нефти.

6.3 Расхождение учетных данных определяют по формуле

$$\Delta M = M_p - M_{\text{фд}}, \quad (6.1)$$

где M_p – масса нефти, рассчитанная по измерениям на скважинах за сутки, т;

$M_{\text{фд}}$ – масса фактически добытой нефти (включая потери и остатки), т.

Массу нефти по скважинам M_p определяют по формуле

$$M_p = \sum_{i=1}^n M_{\text{скв } i}, \quad (6.2)$$

где $M_{\text{скв } i}$ – масса нефти, определенная по результатам измерений на i -той скважине, т;

n – количество скважин на участке недр.

6.4 Величину допускаемого расхождения данных по участку недр ΔM_d , в тоннах, определяют по формуле

$$\Delta M_d = M_{\text{фд}} \cdot \frac{Z}{100}, \quad (6.3)$$

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

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

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

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

6.8 Итоговые согласованные оперативные данные (M_p ; $M_{\text{фд}}$) посуточно составляют на конец отчетного периода.

6.9 Допускается вносить поправки в M_p в соответствии с требованиями, изложенными в ГОСТ Р 8.615 и ГОСТ Р 8.647.

7 Методика определения количества добытой нефти для оценки результатов производственной деятельности структурных подразделений предприятия

7.1 Для оценки результатов производственной деятельности структурных подразделений производится определение показателей добычи нефти по лицензионным участкам за каждые сутки.

7.2 В основу методики положен принцип пропорционального долевого деления фактически добытой нефти за установленный промежуток времени в зависимости от дисбаланса и оперативной оценки массы нефти определённой на скважинах и в системе сбора и подготовки.

7.3 Сведения о количестве добытой нефти по лицензионным участкам и предприятию в целом за сутки используются в соответствии с внутренними (корпоративными) документами предприятий.

7.4 Алгоритм формирования отчётных данных добычи нефти по участкам недр за установленные промежутки времени в течение отчётного периода представлен в приложении В.

7.5 В случае проведения непрерывных измерений на скважинах массы нетто нефти допускается использовать настоящий алгоритм для определения количества добытой нефти по участку недр за отчётный период.

8 Методика определения количества добытой нефти за отчетный период

8.1 Исходными данными для определения количества добытой нефти по лицензионным участкам за отчётный период являются измерения, полученные в соответствии с требованиями настоящих рекомендаций.

8.2 В основу методики положены совместные и совокупные методы измерений и методы конфлюентного анализа для построения линейных зависимостей, связывающих измерения на скважинах (входной ресурс) и измерений, выполненных с применением более точных методов.

8.3 В качестве истинного значения массы нефти, прошедшей через устье скважины принята следующая модель

$$M_{\text{ист}} = M_{\text{изм}} + |\Delta_{\text{изм}}| + |\Delta_{\text{усл}}|, \quad (8.1)$$

где $M_{\text{ист}}$ - истинное значение массы нефти по скважине, добытое сутки;

$M_{\text{изм}}$ - результат измерения массы нефти в течение суток по скважине;

$|\Delta_{\text{изм}}|$ - отклонение результата измерений от истинного значения, вызванное погрешностью измерений;

$|\Delta_{\text{усл}}|$ - отклонение результата измерений от истинного значения, связанное с отсутствием измерений в течение суток.

8.4 Решение задачи по определению количества добытой нефти заключается в определении поправки к результату измерения массы нефти за счёт оценки отклонений при известных характеристиках самих измерений.

8.5 Определение поправок выполняется на основе измерений группы показателей на едином технологическом этапе системы сбора и подготовки, для которых модель измерений представлена в следующем виде

$$\sum_{j=1}^L M_j^{(n)} = \lambda_1 \cdot \sum_{j=1}^L M_j^{(m)} + \lambda_2, \quad (8.2)$$

где $j = 1, 2, 3 \dots L$ – объём выборки;
 n, m – группы показателей;
 λ_1, λ_2 – параметры линейной регрессии.

8.6 Алгоритм определения количества добытой нефти по участку недр приведен в приложении Г.

8.7 Достоверность результатов определения количества добытой нефти определяется правильной организацией проведения измерений в течение отчётного периода в соответствии с требованиями ГОСТ Р 8.615, ГОСТ Р 8.595 и ГОСТ Р 8.647.

8.8 Методика обеспечивает:

- определение количества добытой нефти по каждому лицензионному участку (ЛУ) отдельно, как при косвенном, так и при прямом методе;
- определение количества фактически добытой нефти по завершении технологического цикла подготовки по каждому ЛУ;
- определение фактических потерь при добыче по каждому ЛУ;
- обеспечение единого методического подхода к определению количества добытой нефти для участков недр, подлежащих льготному налогообложению;
- определение ошибок и промахов при ведении оперативного учёта в течение отчётного периода;
- интеграцию в любой программный продукт.

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

$$Z=1,1\sqrt{\sum_{i=1}^n(\Delta M_{xi})^2 + \sum_{j=1}^k(\Delta M_{yj})^2 + (\Delta m_{рез})^2 + (\Delta m^I_{тр})^2 + (\Delta m^{II}_{тр})^2 + (\Delta\Pi_{\Sigma})^2} \frac{100}{M_o}, \quad (A.1)$$

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

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

n – число скважин;

k – число ППС нефти;

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

$\Delta m^I_{тр}$, $\Delta m^{II}_{тр}$ – 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_o – 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 -той скважины ΔM_{xi} и отпущенной в j -м ППС нефти по СИКНС, мерам вместимости, мерам полной вместимости ΔM_{yj} , определяют по формулам

$$\Delta M_{xi} = b \cdot M_{xi} \cdot \delta M_{xi}, \quad (A.2)$$

$$\Delta M_{yj} = b \cdot M_{yj} \cdot \delta M_{yj}, \quad (A.3)$$

где b – коэффициент размерности, равный 0,01;

M_{xi} , M_{yj} – масса нетто сырой нефти, извлеченной из i -той 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 -той 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 оснащённости 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

$$(\Delta m_{\text{рез}})^2 = \sum_{\varphi=1}^N \left[(M_{\text{резI}}^2 + M_{\text{резII}}^2) \cdot \left(\frac{\delta M_{\text{рез}}}{100} \right)^2 \right]_{\varphi}, \quad (\text{A.4})$$

где $M_{\text{резI}}, M_{\text{резII}}$ – 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

$$(\Delta m'_{\text{тр}})^2 = \frac{(\delta V_{\text{тр}})^2}{100^2} \cdot \sum_{i=1}^n [M_{ii}^2 + M_{iii}^2], \quad (\text{A.5})$$

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

M_{ii}, M_{iii} – 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

$$\Delta \Pi = g\Pi, \quad (\text{A.6})$$

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

Π – величина потерь нефти по участку недр, т.

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

$$\Delta \Pi_{\Sigma} = \Delta \Pi \quad (\text{A.7})$$

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 $i = 1, \dots, M$; M – число контролируемых участков (узлов), рассчитанной на основе измеренных значений количества сырой нефти V_j , т, где $j = 1, \dots, J$; J – число учитываемых потоков нефти, т, за период времени контроля по формуле

$$dis_i = |V_i^{BX} - V_i^{BYX}|, \quad (Б.1)$$

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

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

Величину относительного дисбаланса определяют по формуле

$$dis_{0i} = \frac{dis_i \cdot 100}{\max(V_i^{BX}, V_i^{BYX})}, \quad (Б.2)$$

где $\max(V_i^{BX}, V_i^{BYX})$ – 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 -тый контролируемый участок (узел) инженерной сети (с учетом ее накопления) в течение интервала времени контроля, определяют на основе результатов измерений по формуле

$$V_i^{\text{BX}} = \sum_{j=1}^J (b_{ij}^{\text{BX}} V_j) + \sum_{k=1}^K (b_{ik}^{\text{H3}} \Delta V_k) + \sum_{l=1}^L (b_{il}^{\text{TP}} \Delta V_l), \quad (\text{Б.3})$$

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

b_{ik}^{H3} – коэффициент матрицы баланса, показывающий, входит ли k -й накопительный элемент в состав i -го участка (узла) (при $b_{ik}^{\text{H3}}=1$) или нет (при $b_{ik}^{\text{H3}}=0$);

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

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

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 $l = 1, \dots, L$;

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

$$\Delta V_k = V_k^{\text{H3II}} - V_k^{\text{H3I}}, \quad (\text{Б.4})$$

где V_k^{H3I} , V_k^{H3II} – 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

$$\Delta V_l = V_l^{\text{TPII}} - V_l^{\text{TPI}}, \quad (\text{Б.5})$$

где V_l^{TPI} , V_l^{TPII} – количество сырой нефти в объеме l -го расчетного участка трубопровода или технологического аппарата на начало и конец времени контроля, соответственно, м³.

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

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

где $b_{ij}^{\text{ВЫХ}}$ – коэффициент матрицы баланса, показывающий, является ли j -тый 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, наличие неконтролируемых переключений потоков, а также оценить величину допускаемого дисбаланса (потерь, утечек нефти) $dis_i^{\text{доп}}$, где $i = 1, \dots, M$, 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 \bar{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 , $j = 1, \dots, J$:

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

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 dis_i на каждом i -м участке (узле), где $i = 1, \dots, M$, рассчитанная на основе ожидаемых значений количества

нефти \bar{V}_j , где $j = 1, \dots, J$, не превышает допустимого значения, то учетное согласованное значение количества продукции, перенесенной j -м потоком в течение интервала времени контроля, рассчитывают по формуле

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

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

Б.11 Величину корректирующей поправки определяют по формуле

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

где $\hat{\partial}_{ji}$ – 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 $|\overline{dis}_i| > dis_i^{\text{доп}}$ по формуле

$$d_i^q = 100 - \frac{dis_i^{\text{доп}}}{|\overline{dis}_i|} 100, \quad (\text{Б.10})$$

где $dis_i^{\text{доп}}$ – величина допускаемого дисбаланса (потерь, утечек нефти) на i -м контролируемом участке (узле), т, где $i = 1, \dots, M$, 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

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

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) отдельного 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) ставят значения в соответствии 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 $j = 1, \dots, J$, 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.

ПРОЕКТ
Приложение В
(рекомендуемое)

**Алгоритм формирования отчетных данных добычи массы нефти
по участкам недр за установленные промежутки времени
в течение отчётного периода**

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

В.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.

В.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.

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

В.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 .

В.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

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

(В.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

$$M_{Tj} = M_j - \partial M_j, \quad (B.2)$$

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

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

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

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

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

∂M подставляют в формулу (B.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

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

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:

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

При подстановке ΔM_k в формулу (B.5), после преобразований полу-

ПРОЕКТ

чаем поправку на массу для k -й СИКНС, т:

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

(В.7)

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

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

$$M_{Ti} = M_i - \partial M_i ,$$

(В.8)

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

Поправка на массу по i -й скважине определяют по формуле

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

(В.9)

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

$$\partial M_n = M_{Tj} - \sum_{i=1}^n M_i .$$

(В.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

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

(В.11)

где n – число скважин.

Исходную массу нефти нетто, добытой из скважины, определяют по

результатам измерений по скважинам и в формулу (В.11) подставляют значение предела допускаемой погрешности измерений по скважинам.

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

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

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

$$\partial M = M_T - \sum_{j=1}^m M_{Tj};$$

(В.12)

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

$$\partial M_j = M_{Tj} - \sum_{i=1}^n M_{Ti}.$$

(В.13)

В.7 Результаты корректировки считают удовлетворительными, если абсолютные значения ∂M и ∂M_j не более значения выражения $m \times l$ или $m \times n$, 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.

Приложение Г (рекомендуемое)

Алгоритм определения количества добытой нефти по участку недр за отчетный период

Г.1 Исходными данными для определения количества добытой нефти по участку недр за отчетный период являются оперативные данные о массе нетто нефти, рассчитанной по измерениям на скважинах, и массе фактически добытой нефти за сутки $\{M_p; M_{фд}\}$, удовлетворяющие требованиям ГОСТ Р 8.615 и ГОСТ Р 8.595 соответственно. Расчет проводят в следующей последовательности.

Г.1.1 За каждые сутки ($i=1, 2, 3, \dots, n$) определяют суммарное количество нефти, извлечённое из скважин лицензионного участка

$$M_{p\ i} = \sum_{j=1}^m M_{скв(i)\ j} \quad (\text{Г.1})$$

где m – количество скважин на лицензионном участке;

Г.1.2 В том случае, когда нефть k лицензионных участков поступает по системе сбора и транспорта на один пункт (установку) подготовки нефти или после подготовки измеряется одним СИКН (УУН), то определяют суммарное количество нефти, извлечённое из скважин всех замыкающихся лицензионных участков за каждые сутки

$$M_{p\ i}^{\Sigma} = \sum_{k=1}^{\theta} M_{p(i)\ k} \quad (\text{Г.2})$$

где θ – количество лицензионных участков, замыкающихся на ППН или СИКН (УУН).

Г.1.3 Если проектными документами на разработку одного или нескольких месторождений (лицензионных участков) предусмотрен весь комплекс подготовки нефти до требований ГОСТ Р 51858 на одном ППН, то определяют за каждые сутки массу фактически добытой по всем лицензионным участкам нефти $M_{фд\ i}$ с учётом остатков и потерь товарной нефти до узла учёта товарной нефти (СИКН) зависимости от применяемой схемы учёта согласно требованиям ГОСТ Р 8.647.

Г.1.4 Если проектными документами на разработку одного или нескольких месторождений (лицензионных участков) весь комплекс подготовки нефти до требований ГОСТ Р 51858 не предусмотрен, и применяется косвенный метод учёта добытого полезного ископаемого, то вместо $M_{фд\ i}$ следует использовать результаты измерений наиболее точного узла учёта сырой нефти

(СИКНС), через который проходит нефть со всех лицензионных участков $M_{\text{СИКНС } i}$ и, соответственно, изменения остатков только сырой нефти.

П р и м е ч а н и е - Для удобства изложения материала, по тексту приложения в формулах используются только переменные с индексом «ФД». Для косвенного метода вместо переменных с индексом «ФД», следует применять переменные с индексом «СИКНС».

Г.1.5 Для уточнения массы нефти нетто, добытой из скважин на лицензионных участках и рассчитанной по результатам измерений, $M_{p i}^{\Sigma}$, по данным о количестве фактически добытой нефти или данным о количестве сырой нефти, полученным по более точным результатам измерений на УУН (СИКНС), за каждые сутки отчетного периода ($i=1, 2, 3, \dots, n$) формируют пары значений $\{M_{p i}^{\Sigma}; M_{\text{фд } i}\}$ с добавлением точки $\{0; 0\}$, которая ориентирует направление линии регрессии и не влияет на физику процесса, так как при отсутствии процесса извлечения нефти в систему сбора и подготовки не поступает.

Г.1.6 По полученным наборам данных определяют средние за отчетный период значения \bar{M}_p и $\bar{M}_{\text{фд}}$

$$\bar{M}_p = \frac{1}{n} \cdot \sum_{i=1}^n M_{p i}^{\Sigma}, \quad (\text{Г.3})$$

$$\bar{M}_{\text{фд}} = \frac{1}{n} \cdot \sum_{i=1}^n M_{\text{фд } i}. \quad (\text{Г.4})$$

Г.1.7 По результатам расчёта средних значений \bar{M}_p и $\bar{M}_{\text{фд}}$ определяют исходный коэффициент невязки K_u и величину невязки на k -ом шаге итерационного процесса $\Delta \hat{M}^k$

$$K_u = \frac{\bar{M}_p}{\bar{M}_{\text{фд}}}. \quad (\text{Г.5})$$

Значение коэффициента K_u округляется до пяти десятичных знаков после запятой.

$$\Delta \hat{M}^k = (K_u - h) \cdot \bar{M}_{\text{фд}} - \bar{M}_{\text{фд}}, \text{ если } \bar{M}_p \geq \bar{M}_{\text{фд}}, \quad (\text{Г.6})$$

$$\Delta \hat{M}^k = (K_u + h) \cdot \bar{M}_{\text{фд}} - \bar{M}_{\text{фд}}, \text{ если } \bar{M}_p < \bar{M}_{\text{фд}}, \quad (\text{Г.7})$$

где h – значение шага итерационного процесса, рекомендуемое значе-

ние $h \leq 0,001$.

Г.1.8 Для полученных пар значений $\{M_{pi}^\Sigma; M_{фдi}\}$ рассчитывают следующие исходные значения величин:

а) коэффициент парной корреляции R

$$R = \frac{\sum_{i=1}^n (M_{pi}^\Sigma \cdot M_{фдi}) - \frac{\sum_{i=1}^n M_{pi}^\Sigma \cdot \sum_{i=1}^n M_{фдi}}{n}}{\sqrt{\sum_{i=1}^n (M_{pi}^\Sigma)^2 - \frac{(\sum_{i=1}^n M_{pi}^\Sigma)^2}{n}} \sqrt{\sum_{i=1}^n (M_{фдi})^2 - \frac{(\sum_{i=1}^n M_{фдi})^2}{n}}}; \quad (\text{Г.8})$$

б) коэффициент A для функциональной зависимости $M_{pi}^\Sigma = A \cdot M_{фдi} + B$

$$A = \frac{S_1^2 - \lambda \cdot S_2^2 + \sqrt{(S_1^2 - \lambda \cdot S_2^2)^2 + 4 \cdot \lambda \cdot (S_3^2)^2}}{2 \cdot S_3^2}, \quad (\text{Г.9})$$

$$\text{где } S_1^2 = \frac{1}{n-1} \cdot \sum_{i=1}^n (M_{pi}^\Sigma - \bar{M}_p)^2; \quad (\text{Г.10})$$

$$S_2^2 = \frac{1}{n-1} \cdot \sum_{i=1}^n (M_{фдi} - \bar{M}_{фд})^2; \quad (\text{Г.11})$$

$$S_3^2 = \frac{1}{n-1} \cdot \sum_{i=1}^n (M_{pi}^\Sigma - \bar{M}_p) \cdot (M_{фдi} - \bar{M}_{фд}); \quad (\text{Г.12})$$

$$\lambda = \frac{\sigma_p^2}{\sigma_{фд}^2} = \frac{\delta_p^2}{\delta_{фд}^2}, \quad (\text{Г.13})$$

где δ_p - пределы относительной погрешности расчета массы нефти нетто по результатам измерений на скважине, %;

$\delta_{фд}$ - пределы относительной погрешности измерений массы нетто нефти добытой фактически, %;

в) коэффициент B для функциональной зависимости $M_{pi}^\Sigma = A \cdot M_{фдi} + B$ определяют по формуле

$$B = \bar{M}_p - A \cdot \bar{M}_{фд}. \quad (\text{Г.14})$$

Г.1.9 Определяют уточнённое значение $M_{pi}^{\Sigma(y)}$ за каждые сутки в следующей последовательности:

а) определяют параметры ортогональной регрессии в точках $\{M_{pi}^{\Sigma}; M_{фдi}\}$ на линию $M_{pi}^{\Sigma} = A \cdot M_{фдi} + B$ по формулам

$$\hat{B}_i = \frac{(M_{фдi} + A \cdot M_{pi}^{\Sigma})}{A}, \quad (\text{Г.15})$$

$$\hat{A}_i = -\frac{1}{A}; \quad (\text{Г.16})$$

б) определяют уточнённое значение за каждые сутки отчетного периода на первом шаге итерации по формуле

$$M_{pi}^{\Sigma(y)} = \frac{B \cdot \hat{A}_i - A \cdot \hat{B}_i}{\hat{A}_i - A}; \quad (\text{Г.17})$$

в) для полученных пар значений $\{M_{pi}^{\Sigma(y)}; M_{фдi}\}$ рассчитывают коэффициент парной корреляции R , коэффициенты A и B по формулам, приведенным в Г.1.8;

г) для пар значений $\{M_{pi}^{\Sigma(y)}; M_{фдi}\}$ проводят повторный расчёт в соответствии с формулами пунктов Г.1.8 – Г.1.9; количество итераций определяется сходимостью $R \rightarrow 1$, $A \rightarrow Y$, $B \rightarrow Z$, где Y и Z - некоторые величины из области допустимых решений.

Г.1.10 В том случае, если в результате итерационного расчёта $Y \neq I$ в установленном режиме, то методом прямого перебора значений в диапазоне от K_u до 1 задают шаг h и повторяют расчёт.

Г.1.11 Расчёт заканчивается при условии $R \rightarrow 1$, $A \rightarrow 1$, $B \rightarrow \Delta \hat{M}^k$. В том случае, если решение не соответствует данному условию, проводят дополнительный анализ и оценку исходных данных.

Г.1.12 При получении результатов в соответствии с Г.1.11 проводят расчёт (уточнение) количества нефти, добытой по каждой скважине за сутки и за отчётный период, а так же количество нефти добытой из недр на территории лицензионного участка за отчётный период:

а) уточнённое расчётное значение массы нетто нефти, извлечённой из каждой скважины за сутки, определяют по формуле

$$M_{\text{СКВ}(j) i}^y = \frac{M_{\text{р} i}^{\Sigma(y)}}{M_{\text{р} i}^{\Sigma}} \cdot M_{\text{СКВ}(j) i}; \quad (\text{Г.18})$$

б) уточнённое расчётное значение массы нетто нефти, извлечённое из каждой скважины за отчётный период, определяют по формуле

$$M_{\text{СКВ} j}^y = \sum_{i=1}^n M_{\text{СКВ}(j) i}^y; \quad (\text{Г.19})$$

в) уточнённое расчётное значение массы нетто нефти, извлечённое из скважин на территории k -го лицензионного участка за отчётный период определяют по формуле

$$M_k^y = \sum_{j=1}^m M_{\text{СКВ} j}^y. \quad (\text{Г.20})$$

Г.2 Количество нефти добытой из скважин k -го лицензионного участка равно расчётному количеству нефти, извлечённой из скважин на территории данного лицензионного участка за отчётный период

$$M_{\text{д} k} = M_k^y. \quad (\text{Г.21})$$

Г.3 В случае, когда в НГДП, в соответствии с проектными документами на разработку месторождений предусмотрена подготовка нефти до качества, соответствующего требованиям национального стандарта, определение количества фактически добытой нефти по каждому лицензионному участку производится в следующем порядке:

а) определяют суммарное, по всем лицензионным участкам, замыкающимся на ППН, количество добытой нефти по формуле

$$M_{\text{д}}^{\Sigma} = \sum_{k=1}^{\theta} M_{\text{д} k}; \quad (\text{Г.22})$$

б) определяют суммарное (по всем лицензионным участкам, замыкающимся на ППН) количество фактических потерь нефти по формуле

$$M_{\text{фп}}^{\Sigma} = M_{\text{д}}^{\Sigma} - M_{\text{фд}}^{\Sigma}; \quad (\text{Г.23})$$

в) определяют суммарное количество технологических потерь по утвержденным нормативами по всем лицензионным участкам, замыкающимся на ППН по формуле

$$M_{\text{тп}}^{\Sigma} = \sum_{k=1}^{\theta} (M_k^y \cdot H_k), \quad (\text{Г.24})$$

где θ – количество лицензионных участков, замыкающихся на ППН или СИКНС;

H_k – утвержденный норматив технологических потерь в системе сбора и подготовки для k -ого лицензионного участка, %;

г) определяют количество фактически добытой нефти по каждому лицензионному участку по формуле

$$M_{\text{фд } k} = \left(1 - \frac{M_{\text{фп}}^{\Sigma} \cdot H_k}{M_{\text{ТП}}^{\Sigma}} \right) \cdot M_{\text{д } k}, \quad (\text{Г.25})$$

где $M_{\text{фд } k}$ – количество фактически добытой нефти нетто по k -ому лицензионному участку, т;

$M_{\text{фп}}^{\Sigma}$ – суммарное количество фактических потерь нефти в системе сбора и подготовки лицензионных участков замыкающихся на ППН или СИКН, т;

$M_{\text{д } k}$ – количество добытой нефти нетто по k -ому лицензионному участку, т;

д) определяют количество фактических потерь по каждому лицензионному участку по формуле

$$M_{\text{фп } k} = M_{\text{д } k} - M_{\text{фд } k}. \quad (\text{Г.26})$$

Г.4 Оценка погрешности полученных результатов расчёта добытой нефти проводится в следующей последовательности:

а) оценивают отдельные дисперсии погрешностей пар значений $\{M_{\text{р } i}^y; M_{\text{фд } i}\}$ при условии, указанном в п. Г.1.11

$$\hat{\delta}_{\text{фд}}^2 = \frac{n}{n-2} \cdot \frac{\hat{S}_1^2 - 2 \cdot \hat{S}_3^2 + \hat{S}_2^2}{\lambda}; \quad (\text{Г.27})$$

$$\hat{\delta}_{\text{р}}^2 = \lambda \cdot \hat{\delta}_{\text{фд}}^2 \quad (\text{Г.28})$$

где $\hat{S}_1^2, \hat{S}_2^2, \hat{S}_3^2$ показатели, рассчитанные по формулам (Г.10), (Г.11) и (Г.12)

для случая $\{M_{p i}^{\Sigma(y)}; M_{\text{фд } i}\}$;

б) определяют границы погрешности $M_p^{\Sigma(y)}$ при доверительной вероятности 0,95, являющейся следствием ошибки модели измерений (погрешность остатка Z)

$$\hat{\Delta}_M = \pm k \cdot t_s \cdot \sqrt{n} \cdot \sqrt{\hat{\delta}_p^2 + \delta_{\text{фд}}^2}, \quad (\text{Г.29})$$

где $k = 1,13$ и $t_s = 2,04$ при $n = 30$;

в) определяют суммарную погрешность $M_{\text{фд}}$ по абсолютной величине в результате влияния методов и средств измерений рассчитывают по формуле

$$\Delta_{\text{фд}} = 1,13 \cdot \sqrt{\sum_{i=1}^n (M_{\text{фд } i} \cdot \delta_{\text{фд}})^2}; \quad (\text{Г.30})$$

г) определяют абсолютную и относительную погрешности определения количества нефти, добытой из недр по формулам

$$\hat{\Delta}_D = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\hat{\Delta}_M^2 + \hat{\Delta}_{\text{фд}}^2}, \quad (\text{Г.31})$$

$$\hat{\delta}_D = \pm \frac{\hat{\Delta}_D}{M_D} \cdot 100 \%; \quad (\text{Г.32})$$

д) возможность применения полученных результатов расчёта добытой нефти по каждому лицензионному участку при составлении исполнительного баланса определяется выполнением следующего условия

$$\hat{\delta}_D \leq \pm 0,5 \% \text{ для всего направления подготовки.}$$

Библиография

- [1] МИ 2800-2003 Государственная система обеспечения единства измерений. Вместимость технологических нефтепродуктопроводов. Методика выполнений измерений геометрическим методом
- [2] МИ 2575-2000 Государственная система обеспечения единства измерений. Нефть. Остаточное газосодержание. Методика выполнения измерений

УДК 665.6:620.113

ОКС 17.020

Т 86.3

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
