ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО

ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

РЕКОМЕНДАЦИИ
ПО МЕТРОЛОГИИ

**Р 50.2.063—
2009**

Государственная система обеспечения единства измерений

НЕФТЯНОЙ ГАЗ, ДОБЫТЫЙ ПО УЧАСТКУ НЕДР

Методика определения количества

Издание официальное

Москва
Стандартинформ
2012

gost.e-ecolog.ru

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 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 13 октября 2009 г. № 448-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

© Стандартинформ, 2012

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 1
4 Сокращения 2
5 Общие положения 2
6 Определение количества нефтяного газа по скважинам участка недр 2
7 Определение количества нефтяного газа с использованием СИКГ 3
8 Порядок определения количества нефтяного газа на ППС 3
9 Определение потерь нефтяного газа 4
10 Отчет о добыче нефтяного газа по участку недр 5
Библиография 7

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

НЕФТЯНОЙ ГАЗ, ДОБЫТЫЙ ПО УЧАСТКУ НЕДР

Методика определения количества

Дата введения — 2010—08—01
(с правом досрочного применения)

1 Область применения

Настоящие рекомендации по метрологии распространяются на нефтяной газ, добытый по участку недр и устанавливают методику определения его количества.

Положения настоящих рекомендаций могут служить в качестве руководства для организаций различных форм собственности, осуществляющих добычу нефти и нефтяного газа 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 8.615—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 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 **газовый фактор:** Объем нефтяного газа, приведенный к стандартным условиям и отнесенный к 1 т нефти, разгазированный по ступеням сепарации, которые приняты для данного месторождения.

3.2 **добытый нефтяной газ:** Количество свободного нефтяного газа, сданного потребителям, израсходованного на собственные нужды НГДП, включая потери, а также газ, сохраненный в газохранилищах.

Издание официальное

3.3 **добыча нефтяного газа:** Комплекс производственных процессов по извлечению из недр, сбору, подготовке и транспортировке нефтяного газа.

3.4 **потери нефтяного газа:** Уменьшение количества нефтяного газа на нефтепромысловых объектах участка недр, вызванное технологическими (нормативными) и сверхнормативными потерями.

3.5 **потери нефтяного газа технологические (нормативные):** Потери нефтяного газа при добыче, обусловленные технологическими особенностями производственного процесса.

3.6 **потери нефтяного газа сверхнормативные:** Потери нефтяного газа, вызванные нарушением режимов технологических процессов и правил технической эксплуатации аппаратов, установок и оборудования, авариями, а также потери, связанные с несанкционированным отбором.

3.7 **расход нефтяного газа на производственно-технологические нужды:** Использование добытого нефтяного газа подразделениями НГДП при осуществлении технологических операций по извлечению из недр, сбору, транспортировке и подготовке нефти и нефтяного газа.

4 Сокращения

В настоящих рекомендациях использованы следующие сокращения:

ИУ — измерительная установка;

МЭР — эксплуатационный рапорт за месяц;

НГДП — нефтегазодобывающее предприятие;

ППС — пункт приема-сдачи (отпуска);

ПТН — производственно-технологические нужды;

СИКГ — система измерений количества и параметров свободного нефтяного газа;

ШФЛУ — широкая фракция легких углеводородов.

5 Общие положения

5.1 Определение количества добываемого нефтяного газа проводят на основании результатов измерений, выполненных в соответствии с ГОСТ Р 8.615 и ГОСТ Р 8.647.

5.2 Определение количества добываемого нефтяного газа осуществляют в единицах измерений объема (метрах в кубе), приведенных к стандартным условиям. Полученные результаты округляют до целого числа.

5.3 Объем нефтяного газа, приведенный к стандартным условиям $V_п$, м^3, определяют по формуле

$$V_п = V_р\, C, \tag{5.1}$$

где $V_р$ — объем нефтяного газа измеренный при рабочих условиях, м^3;

C — коэффициент коррекции, определяемый по формуле

$$C = (p_р/p_с)\,(T_с/T_р)\,(Z_с/Z), \tag{5.2}$$

где $p_р$ — абсолютное давление нефтяного газа при рабочих условиях, Па;

$p_с$ — абсолютное давление нефтяного газа при стандартных условиях, равное 101325 Па;

$T_с$ — температура нефтяного газа при стандартных условиях, равная 293,15°К;

$T_р$ — температура нефтяного газа при рабочих условиях, °К;

$Z_с$ — фактор сжимаемости нефтяного газа при стандартных условиях;

Z — фактор сжимаемости нефтяного газа при рабочих условиях.

Факторы сжимаемости определяют по методике [1].

5.4 Отчетным периодом является календарный месяц.

6 Определение количества нефтяного газа по скважинам участка недр

6.1 Общее количество нефтяного газа, поступающего через нефтяные скважины участка недр, вычисляют как сумму объемов нефтяного газа из каждой скважины.

6.2 Количество нефтяного газа по скважине определяют на основании данных измерений по ГОСТ Р 8.615 или рассчетно по газовому фактору и количеству добытой нефти.

6.3 Объем извлеченного нефтяного газа приводят в МЭР по ГОСТ Р 8.647.

7 Определение количества нефтяного газа с использованием СИКГ

7.1 Количество нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям СИКГ, вычисляют по результатам измерений объема и параметров свободного нефтяного газа и регистрируют его.

Форму регистрационного документа устанавливают НГДП.

7.2 Для определения количества нефтяного газа используют значения параметров нефтяного газа, приведенные в паспорте.

Форму паспорта и периодичность определений значений параметров нефтяного газа устанавливают НГДП.

7.3 Данные о результатах измерений СИКГ и определения параметров нефтяного газа передают в пункт сбора и обработки информации для определения общего количества добытого нефтяного газа по участку недр.

8 Порядок определения количества нефтяного газа на ППС

8.1 На ППС проводят следующие операции:

- измерение и определение количества нефтяного газа, проходящего через ППС;
- прием-сдача (отпуск) нефтяного газа заинтересованным лицам (от заинтересованных лиц);
- прием-сдача (отпуск) нефтяного газа службам НГДП (внутреннее перемещение).

8.2 При приеме-сдаче нефтяного газа на ППС оформляют следующие приемо-сдаточные документы:

- акт приема-сдачи*;
- накладную на внутреннее перемещение**;
- паспорт нефтяного газа***.

8.3 По итогам месяца на ППС составляют реестр актов приема-сдачи и накладных.

Нефтяной газ с других участков недр и нефтяной газ заинтересованных лиц в реестре записывают раздельно.

8.4 Порядок определения количества нефтяного газа, передаваемого/сдаваемого заинтересованными лицами

8.4.1 Все количество нефтяного газа заинтересованного лица подлежит регистрации.

8.4.2 Технологические потери нефтяного газа при подготовке, хранении и транспортировании определяют в договоре между НГДП и заинтересованным лицом. При этом норматив технологических потерь принимают одинаковым как для собственного нефтяного газа НГДП, так и для нефтяного газа заинтересованного лица.

8.4.3 Ответственность за сверхнормативные потери в системе НГДП определяют в договоре между НГДП и заинтересованным лицом.

8.4.4 Объем остатков нефтяного газа заинтересованного лица на участке недр $V_{ост}$, м^3, за отчетный период вычисляют по формуле

$$V_{ост} = V_{пр} - V_{сд} - V_{пт}, \quad (8.1)$$

где $V_{пр}$ — объем нефтяного газа, принятый от заинтересованного лица на участок недр, м^3;

$V_{сд}$ — объем нефтяного газа заинтересованного лица сданный (отпущенный) с участка недр, м^3;

$V_{пт}$ — объем технологических потерь нефтяного газа, определенный договором между НГДП и заинтересованным лицом, м^3.

8.4.5 Данные для вычислений берут из приемо-сдаточных документов по ППС.

8.4.6 В случае расхождения объема остатков нефтяного газа заинтересованного лица, с результатами регистрационных данных о количестве остатков нефтяного газа заинтересованного лица в балансе НГДП, вводят соответствующую поправку на величину расхождения пропорционально сданному количеству нефтяного газа.

---

* Форму акта устанавливают НГДП и заинтересованное лицо по согласованию.

** Форму накладной устанавливает НГДП.

*** Для оформления паспорта нефтяного газа используют показатели параметров нефтяного газа. Форму паспорта и периодичность определения показателей параметров нефтяного газа устанавливает НГДП.

8.5 Порядок определения количества добытого нефтяного газа, используемого НГДП

8.5.1 В количество добытого нефтяного газа, расходуемого на ПТН и топливо, включают расход добытого нефтяного газа подразделениями НГДП при осуществлении технологических операций по добыче, сбору, транспортировке и подготовке нефти и нефтяного газа.

Нефтяной газ, извлекаемый из скважин после использования его при газлифтном способе добычи нефти, не учитывают в составе объема добытого нефтяного газа, израсходованного на ПТН.

8.5.2 В составе добытого нефтяного газа, расходуемого на прочие нужды НГДП, учитывают отпуск свободного нефтяного газа другим структурным подразделениям НГДП в рамках действующих внутрихозяйственных отношений.

К прочим нуждам НГДП относится также отпуск свободного нефтяного газа без передачи права собственности на него заинтересованному лицу-подрядчику с целью использования и списания нефтяного газа как материала заказчика при выполнении работ, предусмотренных в договоре подряда.

8.5.3 Регистрацию объема добытого нефтяного газа, израсходованного на выработку ШФЛУ, производство нефтепродуктов, ПТН, топливо и прочие нужды, ведут на основе данных отраженных в первичных документах (актах приема-сдачи и накладных на внутреннее перемещение), оформленных на ППС.

8.5.4 Ежемесячно подразделения НГДП, получившие и использовавшие добытый нефтяной газ на выработку ШФЛУ, производство нефтепродуктов, ПТН, топливо и прочие нужды, представляют сведения по его использованию и составляют сводную ведомость по форме, установленной НГДП.

8.5.5 Расход добытого нефтяного газа на ПТН и топливо при производстве нефтепродуктов и ШФЛУ учитывают в составе расходов на указанные цели как относящиеся к технологическим процессам утилизации (переработки) нефтяного газа и не связанные с его добычей.

9 Определение потерь нефтяного газа

9.1 Потери нефтяного газа по участку недр подразделяют на технологические (нормативные) и сверхнормативные.

Объем потерь нефтяного газа на участке недр $V_{п.уч}$, м^3, вычисляют по формуле

$$V_{п.уч} = V_{п.т} + V_{п.сн}, \quad (9.1)$$

где $V_{п.т}$ — объем технологических потерь нефтяного газа по участку недр, м^3;

$V_{п.сн}$ — объем сверхнормативных потерь нефтяного газа по участку недр, м^3.

9.2 Технологические потери

9.2.1 Технологические потери нефтяного газа за отчетный период определяют на основании утвержденных норм по месторождениям участка недр.

9.2.2 Нормативы технологических потерь нефтяного газа по месторождениям и участкам недр определяют проектные организации и утверждают в установленном порядке.

9.2.3 Объем технологических потерь нефтяного газа по участку недр $V_{п.т}$, м^3, состоящему из нескольких месторождений, для каждого из которых установлен свой норматив технологических потерь, вычисляют по формуле

$$V_{п.т} = \sum_{i=1}^{n} V_{п.м\,i}, \quad (9.2)$$

где $V_{п.м\,i}$ — объем технологических потерь нефтяного газа по i-му месторождению, м^3;

n — число месторождений.

9.2.4 При выражении норм технологических потерь через объем извлеченного нефтяного газа, объем технологических потерь $V_{п.м}$ по i-му месторождению участка недр, %, вычисляют по формуле

$$V_{п.м\,i} = 0{,}01 N_i \cdot V_{мэр}, \quad (9.3)$$

где N_i — утвержденная норма технологических потерь для i-го месторождения, %;

$V_{мэр}$ — объем нефтяного газа, извлеченного в отчетном периоде по скважинам i-го месторождения, расположенного на участке недр, м^3.

9.2.5 Списание добытого нефтяного газа в технологические потери в пределах норм технологических потерь оформляют актом, по установленной НГДП форме.

9.2.6 При заключении НГДП договора на оказание услуг по подготовке и/или транспортировке добытого нефтяного газа заинтересованному лицу для сдачи его транспортирующим организациям технологические потери нефтяного газа заинтересованного лица состоят из двух частей. Первая часть потерь происходит на объектах заинтересованного лица. Вторая часть потерь происходит на объектах НГДП.

9.3 Объем сверхнормативных потерь $V_{п.сн}$, м^3, нефтяного газа по участку недр определяют по формуле

$$V_{п.сн} = V_{п.нр} + V_{п.а} + V_{п.нс}, \quad (9.4)$$

где $V_{п.нр}$ — объем потерь свободного нефтяного газа, связанный с нарушением режимов технологических процессов и правил технической эксплуатации, м^3;

$V_{п.а}$ — объем потерь нефтяного газа при аварийных выбросах, определенный по участку недр и списанный за отчетный период по актам, м^3;

$V_{п.нс}$ — объем несанкционированных потерь свободного нефтяного газа по участку недр, отраженный за отчетный период в актах, м^3.

9.3.1 Определение потерь нефтяного газа, вызванных аварийными выбросами, проводят по результатам проведенных работ по ликвидации аварийных выбросов.

9.3.2 Списание сверхнормативных потерь нефтяного газа проводят по актам на списание потерь по установленной НГДП форме.

10 Отчет о добыче нефтяного газа по участку недр

10.1 Объем нефтяного газа для внесения в сводный отчет по участку недр $V_{отч}$, м^3, вычисляют по формуле

$$V_{отч} = V_{д} + V_{фу}, \quad (10.1)$$

где $V_{д}$ — объем добытого нефтяного газа по участку недр, м^3;

$V_{фу}$ — объем нефтяного газа, сжигаемого на факельных устройствах участка недр, м^3.

Рекомендуемая форма сводного отчета приведена в приложении Б ГОСТ Р 8.647.

10.2 Объем добытого нефтяного газа $V_{д}$, м^3, по участку недр вычисляют по формуле

$$V_{д} = V_{со} + V_{шфлу} + V_{нп} + V_{сн} + |\Delta V_{х}| + V_{п.уч}, \quad (10.2)$$

где $V_{со}$ — объем добытого нефтяного газа по участку недр, отпущенный заинтересованным лицам и/или на другой участок недр НГДП, м^3;

$V_{шфлу}$ — объем добытого нефтяного газа по участку недр, отпущенный на выработку ШФЛУ, м^3;

$V_{нп}$ — объем добытого нефтяного газа по участку недр, отпущенный на выработку нефтепродуктов, м^3;

$V_{сн}$ — объем добытого нефтяного газа по участку недр, отпущенный на собственные нужды промыслов участка недр, м^3;

$\Delta V_{х}$ — изменение объема (прирост/убыль) добытого нефтяного газа, хранящегося на участке недр, м^3;

$V_{п.уч}$ — объем потерь нефтяного газа по участку недр в соответствии с разделом 9, м^3.

10.3 Объем добытого нефтяного газа по участку недр, отпущенный на собственные нужды промыслов участка недр, $V_{сн}$, м^3, определяют по формуле

$$V_{сн} = V_{тн} + V_{топ} + V_{пр}, \quad (10.3)$$

где $V_{тн}$ — объем добытого нефтяного газа по участку недр, отпущенный на технологические нужды, предусмотренные проектным решением разработки месторождений участка недр (для установок подготовки нефти, на закачку в пласт для поддержания пластового давления и повышения нефтеотдачи пластов и расхода газа как рабочего агента при газлифтной эксплуатации нефтяных скважин и др.), м^3;

$V_{топ}$ — объем добытого нефтяного газа по участку недр, отпущенный как топливо для энергетических установок, промысловых котельных и печей, м^3;

$V_{пр}$ — объем добытого нефтяного газа по участку недр, отпущенный на прочие нужды, м^3;

10.4 Объем нефтяного газа, сжигаемого на факельных устройствах участка недр, $V_{фу}$, м^3, вычисляют по формуле

$$V_{фу} = \sum_{i=1}^{n} V_{фу\,i}, \qquad (10.4)$$

где $V_{фу\,i}$ — объем нефтяного газа, сжигаемого на i-м факельном устройстве, м^3;

n — число факельных устройств на участке недр.

Количество сжигаемого нефтяного газа на каждом факельном устройстве определяют с помощью средств измерений и регистрации.

Библиография

[1] ГСССД МР 113-03 Определение плотности, фактора сжимаемости, показателя адиабаты и коэффициента динамической вязкости влажного нефтяного газа в диапазоне температур 263—500 °К при давлениях до 15 МПа

УДК 665.6:620.113 ОКС 17.020 Т86.3

Ключевые слова: нефтяной газ, попутный нефтяной газ, свободный нефтяной газ, добытый нефтяной газ, извлеченный нефтяной газ, потери нефтяного газа, методика определение количества

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

НЕФТЯНОЙ ГАЗ, ДОБЫТЫЙ ПО УЧАСТКУ НЕДР

Методика определения количества

Р 50.2.063—2009

Редактор *А.Ю. Томилин*
Технический редактор *В.Н. Прусакова*
Корректор *Ю.М. Прокофьева*
Компьютерная верстка *В.И. Грищенко*

Сдано в набор 16.12.2011. Подписано в печать 28.12.2011. Формат 60x84 1/8. Гарнитура Ариал. Усл. печ. л. 1,40. Уч.-изд. л. 0,80. Тираж 126 экз. Зак. 4. Изд. № 4065/4.

ФГУП «СТАНДАРТИНФОРМ», 123995 Москва, Гранатный пер., 4.
gost.e-ecolog.ru gost.e-ecolog.ru
Набрано во ФГУП «СТАНДАРТИНФОРМ» на ПЭВМ.
Отпечатано в филиале ФГУП «СТАНДАРТИНФОРМ» — тип. «Московский печатник», 105062 Москва, Лялин пер., 6.

gost.e-ecolog.ru