ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО

ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

НАЦИОНАЛЬНЫЙ СТАНДАРТ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ГОСТ Р 70830— 2023 (ИСО 18871:2015)

Горное дело

МЕТОД ОПРЕДЕЛЕНИЯ СОДЕРЖАНИЯ МЕТАНА В УГОЛЬНЫХ ПЛАСТАХ

(ISO 18871:2015, Method of determining coalbed methane content, MOD)

Издание официальное

Москва
Российский институт стандартизации
2023

gost.e-ecolog.ru

Предисловие

1 ПОДГОТОВЛЕН Федеральным государственным бюджетным учреждением науки Институтом проблем комплексного освоения недр им. академика Н.В. Мельникова Российской академии наук (ИПКОН РАН) совместно с Акционерным обществом «СУЭК-Кузбасс» (АО «СУЭК-Кузбасс») и Закрытым акционерным обществом «Межведомственная комиссия по взрывному делу при Академии горных наук» (ЗАО «МВК по ВД при АГН») на основе собственного перевода на русский язык англоязычной версии стандарта, указанного в пункте 4

2 ВНЕСЕН Техническим комитетом по стандартизации ТК 269 «Горное дело»

3 УТВЕРЖДЕН И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 26 июля 2023 г. № 580-ст

4 Настоящий стандарт является модифицированным по отношению к международному стандарту ИСО 18871:2015 «Метод определения содержания метана в угольных пластах» (ISO 18871:2015 «Method of determining coalbed methane content», MOD) путем изменения его структуры для приведения в соответствие с правилами, установленными в ГОСТ 1.5—2001 (подразделы 4.2 и 4.3), а также путем изменения и включения дополнительных положений (фраз, слов, ссылок) для учета потребностей национальной экономики и/или особенностей национальной стандартизации, выделенных в тексте курсивом.

Наименование настоящего стандарта изменено относительно наименования указанного международного стандарта для приведения в соответствие с ГОСТ Р 1.5—2012 (пункт 3.5).

Сведения о соответствии ссылочных национальных и межгосударственных стандартов международным стандартам, использованным в качестве ссылочных в примененном международном стандарте, приведены в дополнительном приложении ДА.

Сопоставление структуры настоящего стандарта со структурой международного стандарта приведено в дополнительном приложении ДБ

5 ВЗАМЕН ГОСТ Р ИСО 18871—2018

*Правила применения настоящего стандарта установлены в статье 26 Федерального закона от 29 июня 2015 г. № 162-ФЗ «О стандартизации в Российской Федерации». Информация об изменениях к настоящему стандарту публикуется в ежегодном (по состоянию на 1 января текущего года) информационном указателе «Национальные стандарты», а официальный текст изменений и поправок — в ежемесячном информационном указателе «Национальные стандарты». В случае пересмотра (замены) или отмены настоящего стандарта соответствующее уведомление будет опубликовано в ближайшем выпуске ежемесячного информационного указателя «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 (*gost.e-ecolog.ru

© ISO, 2015
© Оформление. ФГБУ «Институт стандартизации», 2023

Настоящий стандарт не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и распространен 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 Обозначения 4
5 Оборудование 4
6 Опробование 7
7 Метод и процесс измерения 9
8 Обработка данных 12
9 Протокол измерений 16
10 Примечания о качестве 16
Приложение А (обязательное) Необработанные данные естественной десорбции газа 17
Приложение В (обязательное) Таблица записей потерь газа 18
Приложение С (обязательное) Расчет объема потерь газа (прямой метод) 19
Приложение D (обязательное) Кривая кумулятивной десорбции газа из пробы 20
Приложение Е (обязательное) Таблица результатов измерения содержания метана угольного пласта 21
Приложение F (обязательное) Форма опробования при пластовом бурении 22
Приложение G (обязательное) Форма опробования колонковым (керноотборным) снарядом 23
Приложение Н (обязательное) Форма лабораторного исследования 24
Приложение I (обязательное) Краткий отчет 25
Приложение ДА (справочное) Сведения о соответствии ссылочных национальных и межгосударственных стандартов международным стандартам, использованным в качестве ссылочных в примененном международном стандарте 26
Приложение ДБ (справочное) Сопоставление структуры настоящего стандарта со структурой примененного в нем международного стандарта 27
Библиография 28

Введение

В настоящий стандарт включены дополнительные по отношению к международному стандарту ИСО 18871:2015 положения, отражающие потребности экономики Российской Федерации, а именно:

- вместо ссылок на международные стандарты в настоящем стандарте используются ссылки на гармонизированные с ними национальные или межгосударственные стандарты;
- добавлен раздел «Нормативные ссылки», направленный на учет целесообразности использования ссылочных национальных и/или межгосударственных стандартов;
- добавлены и скорректированы отдельные термины и их определения, характерные для Российской Федерации, направленные на учет особенности объекта стандартизации;
- добавлен раздел «Обозначения»;
- добавлена информация по отбору образцов угля непосредственно в работающих очистных и проходческих забоях (см. 6.4.1);
- добавлен критерий прекращения измерения десорбции: «измерения прекращаются, когда на очередном цикле измерения за 20 минут прирост объема газа не превысит двух минимальных делений по мерному цилиндру» (см. 7.1.1.3).

Остальные положения стандарта идентичны ИСО 18871:2015. При изложении стандарта введены некоторые сокращения и изменения стиля, не затрагивающие основных нормативных положений стандарта.

НАЦИОНАЛЬНЫЙ СТАНДАРТ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Горное дело

МЕТОД ОПРЕДЕЛЕНИЯ СОДЕРЖАНИЯ МЕТАНА В УГОЛЬНЫХ ПЛАСТАХ

Mining. Method of determining coalbed methane content

Дата введения — 2023—12—01

1 Область применения

Настоящий стандарт описывает методологию измерения содержания метана в угольных пластах на основе отобранных проб и образцов угля с обнажения пласта, в том числе с отбором керна в процессе бурения скважин и шлама. Выбор наиболее приемлемого способа должен базироваться на цели исследования и возможностях отбора проб и образцов угля.

Настоящий стандарт применим для прямого метода измерения содержания метана в угольных пластах. Он включает в себя подготовку лабораторных проб угля, проведение экспериментальных процедур с аналитическими пробами угля и методы расчета. Косвенные методы измерения содержания метана угля (не включенные в настоящий стандарт), как правило, основаны на сорбционных характеристиках газа в угле в определенных/заданных условиях давления и температуры.

Настоящий стандарт включает два типа прямых методов измерения: обычная десорбция (медленная десорбция) лабораторных проб угля, быстрая десорбция лабораторных проб угля. Разница между ними заключается во времени, отведенном для десорбции газа перед окончательным дроблением, и в размере и форме образца.

Настоящий стандарт применим для определения содержания метана в угле во время разведки метана в углях и угольных пластах для определения содержания свободного газа, в том числе в углях низкой стадии метаморфизма.

Все единицы, используемые в настоящем стандарте, являются стандартными международными единицами в системе СИ. Если иное не указано, то нормальная температура составляет 20 °С (293,1 К), величина нормального давления составляет 101,3 кПа (1 бар).

В настоящем стандарте не указаны и не перечислены все потенциальные опасности, связанные с его использованием. Специалисты, занимающиеся отбором проб и образцов угля для определения содержания метана в угольных пластах, самостоятельно несут ответственность за соблюдение соответствующих мер безопасности и охраны здоровья при выполнении действий, определенных в настоящем стандарте.

2 Нормативные ссылки

В настоящем стандарте использованы нормативные ссылки на следующие стандарты:

ГОСТ 2160 (ИСО 5072:2013) Топливо твердое минеральное. Определение действительной и кажущейся плотности

ГОСТ 11014 Угли бурые, каменные, антрацит и горючие сланцы. Ускоренные методы определения влаги

ГОСТ 33503 (ISO 11722:2013, ISO 5068-2:2007) Топливо твердое минеральное. Определение влаги в аналитической пробе

ГОСТ Р 55661 (ИСО 1171:2010) Топливо твердое минеральное. Определение зольности

Издание официальное

Примечание — При пользовании настоящим стандартом 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 настоящего стандарта 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.

3 Термины и определения

В настоящем стандарте применены следующие термины с соответствующими определениями:

3.1

проба (sample): Материал, взятый по установленным правилам от изучаемого объекта природной среды, от полученной из нее технологической продукции или отходов производства. Обычно это порция горной породы, руды, материала их обработки, порция каких-либо жидкостей или газов, взятая для исследования. Существует много видов проб в зависимости от способа взятия их и от назначения.

[1]

3.2

опробование (sampling): Система операций, включающая отбор материала изучаемой природной среды, полученной из нее технологической продукции или отходов производства, подготовка этого материала к анализу и собственно определение качественных и количественных характеристик его состава, а также различных свойств.

[1]

3.3

проба угля (coal sample): Угольное вещество, отбираемое по определенным правилам из массы угля и являющееся для нее представительным по составу и свойствам.

Примечание — Различают пробы угля: керновые, взятые раздельно по слоям угля; пластовые (бороздовые), полученные из горных выработок в виде сплошной борозды и подразделяющиеся на пластово-дифференцированные (по пачкам) и пластово-промышленные (суммарные для угольных пачек и породных прослоев, подлежащих совместной добыче); валовые, отбираемые при разведочных работах из массы добытого угля; эксплуатационные, характеризующие определенные участки разработки; сборные — средние пробы по выработке за месяц; товарные, взятые из вагонов, штабелей и т. п. Перечисленные виды проб угля являются первичными; из них путем дробления и сокращения получают пробы лабораторные и далее — аналитические.

[1]

3.4

проба газа (gas sample): Объем природного газа, взятый для исследования химического и, реже, бактериального состава.

[1]

3.5

образец (sample, specimen): Кусок коренной породы (как правило) небольшого объема, отколотый в обнажении или от бурового керна, демонстрирующий типичные облик, состав, структуру, текстуру и т. п. описываемого геологического тела в целом и (или) его характерной части.

[1]

3.6 **образец угля:** Кусок угля (как правило) небольшого объема, отколотый в обнажении или от бурового керна, демонстрирующий типичные облик, состав, структуру, текстуру и т. п. угольного пласта в целом и (или) его характерной части.

3.7

керн (нем. Kern, буквально — ядро, сердцевина; core): Цилиндрический столбик горной породы, получаемый из скважин при бурении с помощью колонковых труб. Служит объектом геологической документации и опробования полезного ископаемого.

[1]

3.8

шлам (нем. Schlamm, буквально — ил, грязь) (cuttings, sludge, mud): Смесь из воды и частиц разрушенных горных пород забоя и стенок скважины и с примесью материала бурового инструмента и обсадных труб.

[1]

Примечание — Шлам по сути является пробой.

3.9 **содержание газа в угольном пласте** (coalbed gas content): Количество газа, содержащегося в единице массы угля в естественных условиях.

Примечание — Количество газа определяется как сумма: потерь газа, измеряемого газа и остаточного газа.

3.10 **содержание метана в угольном пласте** (coalbed methane content): Содержание метана, являющегося обычно основным компонентом газа в угольном пласте.

Примечания

1 Термины «метан в угольном пласте» и «газ в угольном пласте» не одно и то же.

2 Если компонент, отличный от метана, является преобладающей составляющей рудничного газа в угольном пласте, то это должно быть явно указано.

3.11 **потери газа Q_1** (Q_1 lost gas): Газ, выделившийся и не уловленный из пробы угля после ее изъятия из места происхождения до момента ее заключения в камеру (когда она становится лабораторной пробой угля), выраженные как объем (при нормальных условиях) на единицу массы пробы угля.

3.12 **измеряемый газ Q_2** (Q_2 measurable gas): Газ, десорбированный при атмосферном давлении из необработанного (неизмельченного) образца угля, измеряемый и выраженный как объем на единицу массы угля.

3.13 **остаточный газ Q_3** (Q_3 residual gas): Газ, все еще содержащийся в лабораторной пробе угля до его дробления, выраженный как объем на единицу массы угля.

3.14 **обычная [медленная] десорбция** (conventional desorption, slow desorption): Метод определения содержания газа, при котором объемные показания содержания газа снимаются часто (каждые 5 мин) в течение первых нескольких часов (от 2 до 6), затем следуют почасовые измерения в течение нескольких часов, а затем измерения с 24-часовыми интервалами до тех пор, пока не перестанет наблюдаться в течение длительного периода времени (или снизится до незначительных величин) десорбция газа.

3.15 **быстрая десорбция** (fast desorption): Метод определения содержания газа, при котором не устанавливается тренд десорбции газа из образца угля как при обычной десорбции.

Примечание — Измерения проводятся в течение периода времени, обычно менее одного дня.

3.16 **проба бурового шлама угля** (cuttings sample coal): Угольный, иногда с породой шлам.

3.17 **уголь низкой стадии метаморфизма** (low-rank coal): Низкая степень тепловой эволюции угля и горных пород, максимальный показатель отражения витринита в масле $R_{vmax} \leq 0{,}65$ %; включая бурые угли, лигнит и длиннопламенный уголь.

3.18 **уголь высокой стадии метаморфизма** (high-rank coal): Высокая степень тепловой эволюции угля и горных пород, средний показатель отражения витринита в масле $\overline{R} \geq 2{,}0$ %; включая антрацит.

4 Обозначения

В настоящем стандарте применены следующие обозначения:

в — объемный коэффициент;

$G_д$ *— величина десорбции газа,* $см^3/г$*;*

$G_{ост}$ *— величина остаточного газа,* $см^3/г$*;*

$G_{пот}$ *— величина потерь газа,* $см^3/г$*;*

$G_{у.п}$ *— содержание метана угольного пласта;*

К — коэффициент изменения скорости десорбции образца угля;

$m_у$ *— масса пробы, образца угля, г;*

Р — пластовое давление, МПа;

$P_а$ *— атмосферное давление, Па;*

Q_1 *— объем газа, выделившегося во время отбора проб (потери газа),* $см^3$*;*

Q_2 *— объем газа, выделившегося между герметизацией камеры десорбции и выполнением измерения* Q_2*,* $см^3$*;*

Q_3 *— объем газа, выделившегося при дроблении пробы угля в мельнице,* $см^3$*;*

$Q_{св}$ *— содержание свободного газа в стандартных условиях при контрольной температуре* ($T_{ст}$) *и давлении* ($P_{ст}$) *в кубических метрах газа на килограмм сухого угля,* $м^3/кг$*;*

$S_в$ *— водонасыщенность, %;*

Т—температура пласта, °С;

$T_а$ *— температура рудничной атмосферы, °С;*

$t_{пот}$ *— величина потери времени, с;*

t_1 *— момент времени, когда буровая коронка достигает угольного пласта, с;*

t_2 *— момент времени, когда начинается извлечение керна, с;*

t_3 *— момент времени, когда керн выдан в устье скважины, с;*

t_4 *— момент времени, в который произведена герметизация камеры, с;*

$t_а$ *— промежуток времени, необходимый для взятия образцов, мин;*

t_b *— промежуток времени между герметизацией камеры десорбции и выполнением измерения* Q_2*, мин;*

V_1 *— объем десорбированного газа за время* t_1*;*

V_2 *— объем десорбированного газа за время* t_2*;*

$V_{изм,\ i}$ *— измеренный объем газа,* $см^3$*;*

$V_д$ *— объем десорбции природного газа,* $см^3$*;*

$V_{пот}$ *— объем потерь газа,* $см^3$*;*

$V_{ст}$ *— объем газа в стандартных условиях,* $см^3$*;*

$V_{ост}$ *— объем остаточного газа,* $см^3$*;*

$V_{63,2\%}$ *— объем, на который приходится 63,2 % общего объема газа,* $см^3$*;*

$V_о$ *— общий объем газа: потерь газа* (Q_1)*, измеряемого газа* (Q_2) *и остаточного газа* (Q_3)*,* $см^3$*;*

Z — безразмерный коэффициент сжимаемости газа;

Ф — пористость керна, %;

ρ *— кажущаяся относительная плотность сухого угля,* $кг/м^3$*.*

5 Оборудование

5.1 Камера десорбции

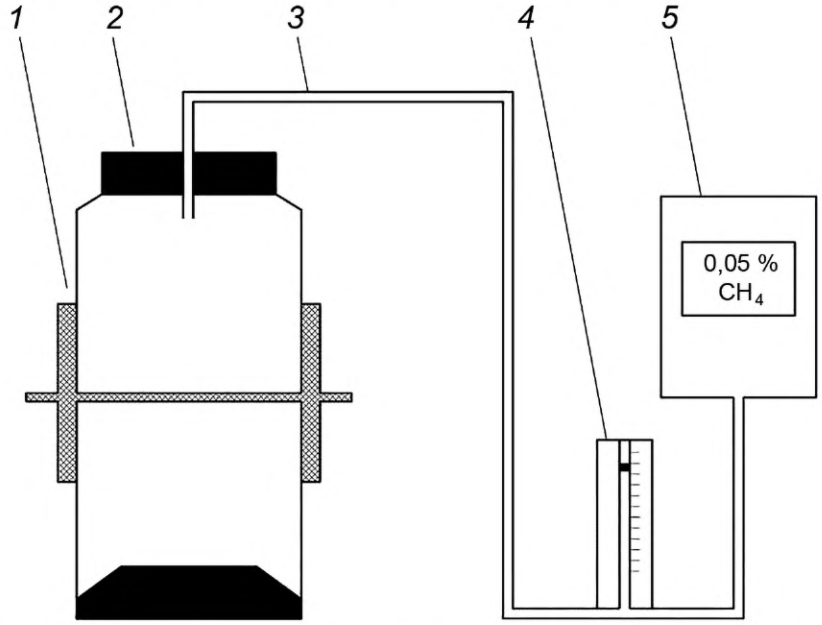
Камера десорбции представляет собой герметичную камеру, в которую помещают пробы или образцы угля для определения содержания газа в них. Камера должна быть сконструирована таким образом, чтобы пробы или образцы угля можно было как можно быстрее герметично отделить от окружающей среды.

Камеры должны быть просты в использовании и обеспечивать быстрое заполнение и быстрое герметичное закрытие.

Материал камеры не должен поглощать угольный газ или реагировать с буровым раствором и газом. Поэтому, рекомендуется использовать алюминиевые сплавы, алюминий с покрытием, ПВХ и/или материалы из нержавеющей стали.

При использовании образцов угля, полученные из керна объем камеры должен составлять более 1000 $см^3$ с подходящим внутренним диаметром. Она должна быть газонепроницаемой до давления 0,3 МПа.

При использовании пробы бурового шлама угля или образцов угля объем камеры должен быть более 500 $см^3$. Соотношение объема камеры и объема пробы или образца угля должно составлять от 70 до 150. Камера десорбции должна быть оборудована запорным клапаном и резиновым шлангом для подключения к устройству учета газа и газоанализатору (см. рисунок 1).



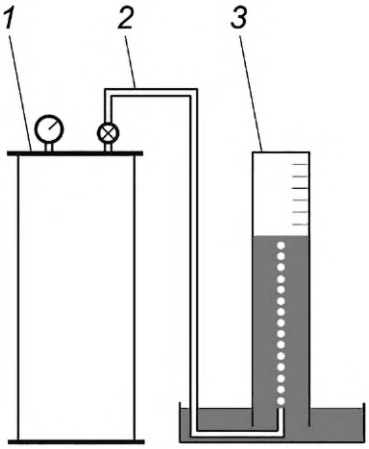
1 — сдавливающее устройство; *2* — камера десорбции; *3* — шланг; *4* — устройство учета газа (расходомер); *5* — газоанализатор

Рисунок 1 — Камера десорбции, соединенная с газоанализатором

5.2 Устройство учета газа

Измерение объемов десорбированного газа должно выполняться путем смещения воды (метод вытеснения) либо путем продувки дробилки определенным объемом воздуха с последующим анализом состава газа (метод продувки).

Для метода вытеснения (см. рисунки 2 и 3) используется градуированный измерительный цилиндр (бюретка). Объем и шкала измерительного цилиндра должны соответствовать объему десорбции. Измерительный цилиндр и чашу подпитки предпочтительно изготавливать из стекла. Снимают показания

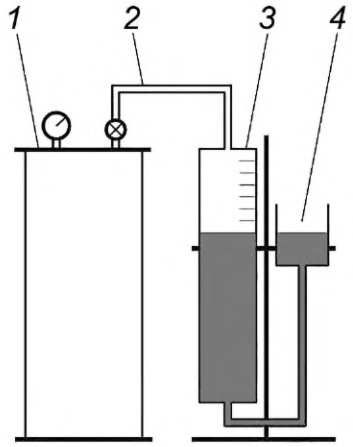


1 — камера десорбции; *2* — шланг; *3* — градуированный измерительный цилиндр

Рисунок 2 — Камера десорбции с градуированным измерительным цилиндром для сбора десорбированного газа

объема газа при атмосферном давлении путем изменения уровней жидкости. Минимальная цена деления измерительной шкалы должна быть не более 10 $см^3$. Измерительный цилиндр соединен снизу с чашей подпитки, а сверху — с крышкой камеры десорбции. Соединения должны быть выполнены из гибкого и газонепроницаемого пластика или резины.

Для метода продувки определенный объем воздуха пропускают через свободное пространство дробилки и собирают в сосуде, предпочтительно стеклянном. Собирающий сосуд должен быть подключен к газоанализатору (см. *5.13*) гибким шлангом. Соединения должны быть гибкими и газонепроницаемыми — пластиковыми или резиновыми.



1 — камера десорбции; *2* — шланг; *3* — бюретка; *4* — чаша подпитки

Рисунок 3 — Камера десорбции с градуированной бюреткой и чашей подпитки для уравновешивания давления

5.3 Термостатирование

Должно использоваться водяное, масляное или воздушное термостатирование с температурной стабильностью и точностью управления ±1 °С.

5.4 Устройства контроля температуры

Температуру следует измерять с точностью 1 °С или выше. Температурный диапазон измерительных приборов (термометр, термопара, резистивный термометр) должен охватывать как температуру окружающей среды, так и температуру в термостатированной камере десорбции. Обычно это соответствует диапазону от 10 °С до 80 °С.

5.5 Барометр

Диапазон измерения барометра для измерения давления окружающей среды должен охватывать диапазон изменения давления в месте проведения измерения. Цена деления шкалы должна быть 0,1 кПа.

5.6 Электронные весы

Для взвешивания пустых и заполненных камер используются точные (точность +1 %) электронные весы с соответствующим диапазоном измерения.

5.7 Стандартное сито

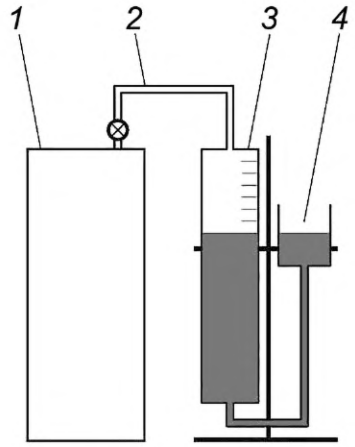
Номинальные размеры ячеек сита — 60 меш (сито 0,2).

5.8 Дробилка пробы, образца угля

Для измельчения пробы, образца угля следует использовать дробилку угля, чтобы быстро извлечь весь оставшийся газ.

Стандартно при исследовании на десорбцию в процессе измерения остаточного газа образцы полностью разрушаются.

В случае использования метода вытеснения дробилка должна быть газонепроницаемой и оснащена переходником для подсоединения резинового или пластикового шланга, используемого для передачи газа на устройство учета газа (см. рисунок 4). Свободное пространство дробилки должно быть сведено к минимуму.



1 — дробилка угля; *2* — шланг; *3* — бюретка; *4* — чаша подпитки

Рисунок 4 — Дробилка угля с градуированной бюреткой и чашей подпитки для уравновешивания давления

В случае использования метода промывки герметичность дробилки должна быть скорректирована с учетом процесса промывки. Газ, выделяющийся при измельчении, будет полностью смешиваться с подающимся воздухом, после чего весь смешанный газ захватывается в сборном сосуде.

5.9 Шланги

Материал шлангов не должен адсорбировать метан и реагировать с ним.

5.10 Емкости для образцов газа

Емкости для образцов газа используются для сбора проб для последующего анализа. Объем емкости не должен быть меньше 100 $см^3$.

5.11 Заполнители

Стеклянные цилиндры, шарики и полые трубки используются для уменьшения пустого объема камеры десорбции. Они должны быть изготовлены из материалов, не адсорбирующих и не реагирующих с метаном угольного пласта.

5.12 Быстроразъемное соединение

Быстроразъемное соединение — часть трубопровода, предназначенная для легкого и быстрого подключения и разъединения.

5.13 Газоанализатор

Газоанализатор должен быть оснащен датчиками для основных компонентов газа; по крайней мере — датчиком метана (предпочтительно инфракрасным).

Точность газоанализатора должна быть не хуже ±5 % измеряемой величины.

6 Опробование

6.1 Подготовка к опробованию

6.1.1 Общая информация

Объем камеры десорбции, а также материал камеры десорбции должны соответствовать требованиям, описанным в 5.1.

6.1.2 Камера десорбции

Все камеры десорбции (см. 5.1) для измерения содержания метана угольного пласта должны перед использованием подвергаться испытанию на герметичность. При этом испытании камера десорбции должна быть накачана воздухом до давления 0,3 МПа. Камера считается пригодной для использования, если давление не упадет более чем на 0,001 МПа за 12 ч.

6.1.3 Устройство учета газа

Перед использованием устройство учета газа должно быть заполнено водой и подготовлено для проверки его герметичности и работоспособности.

Примечание — Герметичность и работоспособность устройства учета газа проверяется перед каждым использованием согласно документации на устройство.

6.1.4 Термостатирующее устройство

Перед наполнением камеры образцами для проведения измерения десорбции термостат должен быть настроен на температуру пласта. Должно быть отведено достаточно времени для стабилизации термостата при этой температуре.

Примечание — Под температурой пласта подразумевается температура угольного пласта в месте отбора образцов.

6.2 Принцип опробования

6.2.1 Качество проб и образцов угля

6.2.1.1 Качество пробы угля из керна

Масса пробы угля из керна, помещенного в камеру, должна составлять не менее 800 г.

Если извлечено недостаточно угля, но проведение измерения тем не менее необходимо, минимальная масса пробы угля из керна должна составлять не менее 300 г, однако в этом случае можно измерить только величину десорбции газа. Этот факт должен быть указан в протоколе.

6.2.1.2 Требования к пробе бурового шлама угля и образцам угля

Для проб бурового шлама угля при пластовом бурении должен отбираться шлам угля определенной крупности (желательно более 2 мм), от забойного края скважины без смешивания угля с разных положений в стволе скважины.

Проба бурового шлама угля и образец угля должны иметь массу куска не менее 10 г. Фактическая масса пробы угля должна соответствовать объему камеры десорбции.

Проба также может быть образцом угля, отбитым от керна. Вес куска должен составлять не менее 10 г.

В обоих случаях проба, образец угля должны быть сухими. В противном случае в камеру десорбции добавляется подходящий осушитель.

Опробование бурового шлама угля предпочтительнее выполнять путем быстрого всасывания через полые буровые штанги. Пробы угля должны быть верифицируемы от взятых из забоя дегазированной зоны.

6.2.2 Время выборки

Время выборки — это фактическое время от соприкосновения устройства отбора проб с ненарушенным углем в естественных условиях до запечатывания пробы угля в камере десорбции.

Для пробы угля из керна время отбора пробы угля в устье скважины оговорено:

время вытягивания керна должно составлять менее 2 мин на каждые 100 м.

После достижения поверхности пробы угля должны быть запечатаны в камере в течение 10 мин.

6.3 Процедура опробования

6.3.1 Общая информация

До того, как буровая коронка соприкоснется с угольным пластом, оборудование должно быть установлено и отрегулировано, также на место должен прибыть сотрудник для работы с пробами угля.

6.3.2 Опробование угля из керна

После выдачи керна из устья скважины как можно быстрее следует открыть емкость для керна. При участии помощников геолог должен быстро сфотографировать, сделать краткое описание, сократить пробу угля путем удаления из нее неугольного материала и бурового раствора, затем быстро по-

местить керн в камеру десорбции в соответствии с ориентацией угольного пласта и запечатать керн без сдавливания.

Проба угля из керна, используемая для определения содержания метана угольного пласта, должна заполнить камеру до отметки 1 см от верхней части камеры. Если размера пробы угля из керна недостаточно для заполнения камеры, для уменьшения объема пустот в камере следует использовать инертный неадсорбирующий заполнитель. Максимальный объем пустот в камере не должен превышать 1/4 объема камеры.

6.3.3 **Пробы бурового шлама угля**

Перед отбором проб бурового шлама угля все камеры десорбции должны быть очищены, проверены на предмет возможной утечки и маркированы. Непосредственно перед отбором проб бурового шлама угля камеры десорбции должны быть продуты сжатым воздухом.

После того как проба бурового шлама угля была извлечена из скважины, она должна быть сокращена разделением с использованием соответствующего сита. Фракции в пробе бурового шлама угля должны быть размером более 2 мм. Образец должен быть герметизирован в камере десорбции как можно быстрее. Для пластового бурения время отбора пробы бурового шлама угля должно быть не более 3 мин.

6.4 Образцы угля

6.4.1 Общая информация

Перед отбором образцов угля проб все камеры десорбции должны быть очищены, проверены на предмет возможной утечки и маркированы. В подземных условиях непосредственно перед отбором образцов угля камеры десорбции должны быть продуты сжатым воздухом. После того как керн был извлечен из скважины, образец угля должен быть отбит от керна*. При отборе из обнажения угольного пласта, образец угля отбивается непосредственно от обнажения.* Образец угля должен быть герметизирован в камере десорбции как можно быстрее.

Отбор образцов угля проводят непосредственно в работающих очистных и проходческих забоях. В случае, если работы в забое не ведутся, время с момента его остановки до времени отбора образца угля не должно превышать 3 ч.

Отобранные образцы угля помещаются в герметичный контейнер.

6.4.2 Параметры для протоколирования

Во время опробования следует фиксировать следующие параметры (некоторые параметры зависят от типа используемых проб, образцов угля:

a) географическая информация: название скважины, координаты скважины, название места отбора проб (шахта, горная выработка);

b) геологическая информация: название или номер угольного пласта, возраст пласта, глубина залегания, температура пласта;

c) временные параметры: время соприкосновения устройства отбора проб с ненарушенным углем в естественных условиях, время вытягивания керна, время выдачи керна на поверхность, время запечатывания (герметизации) пробы, образца угля в камере десорбции и дата опробования;

d) параметры пробы, образца угля: номер камеры, идентификационный номер пробы, образца угля, масса камеры, масса пробы, образца угля и состояние пробы, образца угля; для пробы бурового шлама угля и образцов угля — фиксируется номер камеры и место отбора пробы, образца угля в стволе скважины или на обнажении угольного пласта;

e) параметры шахтной атмосферы в месте бурения: концентрация метана, температура и атмосферное давление;

f) заполняются формы: необработанные данные естественной десорбции газа (приложение A); форма опробования угля при пластовом бурении (приложение F) или форма опробования угля с использованием колонкового (керноотборного) снаряда (приложение G).

7 Метод и процесс измерения

7.1 Использование отобранных проб и образцов угля

7.1.1 Естественная десорбция

7.1.1.1 Этапы десорбции

После заполнения и герметизации камеры ее следует перенести в термостатирующее устройство, в котором уже достигнута температура пласта.

Следует подключить камеру и измеряющие устройства с помощью шланга (см. 5.9), отрегулировать уровень жидкости в измерительном устройстве, дать перейти десорбированному газу в градуированный измерительный цилиндр, настроить измеряющее устройство и водяную чашу подпитки таким образом, чтобы водяная трубка была совмещена с показаниями, записать объем газа, температуру окружающей среды и атмосферное давление в соответствующие поля таблицы в приложении А.

В последующем измерении следует зафиксировать показания объема и вычесть объем десорбированного газа, полученный из предыдущего показания. Далее необходимо повторить измерения и запись данных в соответствии с вышеуказанными инструкциями.

Если показания объема газа превышают максимальное считываемое значение, следует выпустить газ из бюретки, отрегулировать дозирующее устройство до исходного состояния, а затем закрыть клапан и повторить описанные выше шаги.

Во время всего процесса измерения (особенно во время начального периода десорбции, когда скорость десорбции относительно велика) измерительное устройство должно быть отрегулировано для поддержания относительно близких уровней жидкости в измерительном цилиндре и чаше подпитки, чтобы сохранить естественное давление десорбции.

7.1.1.2 Интервалы считывания показаний

Интервалы считывания показаний зависят от давления, создаваемого в камере. Рекомендуемые интервалы: после того, как образцы помещают в камеру, в течение первого часа — четыре измерения проводят каждые 5 мин, затем каждые 10 мин; второй час — измерения проводят каждые 15 мин; третий час — каждые 30 мин; в четвертый час — одно измерение в час; потом одно измерение каждые два часа — до суммарных восьми полных часов.

После первых 8 ч измерений необходимый интервал времени должен определяться по показаниям манометра — но не быть больше 24 ч.

7.1.1.3 Критерии прекращения измерения десорбции

Прекращение измерения десорбции зависит от того, применяется ли метод быстрой десорбции, метод обычный десорбции или оба метода. Выбор метода зависит оттого, как срочно необходимо получить данные.

При методе обычной десорбции измерения заканчиваются, когда объем десорбции в день составляет менее 10 $см^3$ в течение каждого из последних семи дней.

При методе быстрой десорбции, когда получены адекватные данные для расчета выхода газа (согласно процедуре *7.1.1.2* за первые 8 ч), камера десорбции может быть открыта и лабораторная проба угля перенесена на дробилку.

Измерения прекращаются, когда на очередном цикле измерения за 20 минут прирост объема газа не превысит двух минимальных делений по мерному цилиндру.

В сочетании этих двух методов своевременно будет достигнута низкая величина десорбции, потери газа из-за удаления образцов из камеры десорбции в дробилку могут быть сведены к минимуму.

7.1.1.4 Отбор проб и образцов угля для взвешивания, дробления и технического анализа угля

Когда десорбция прекратится, следует открыть камеру и провести описание угля, его фракционный состав и трещиноватость, расположение трещин, макроскопические параметры, выполнить петрографическое описание и т. д. Следует сфотографировать пробу, образец угля с указанием номера скважины, глубины залегания, номера пласта и т. д.

Далее следует разделить образец на части размером от 2 до 3 см и положить их (суммарной массой от 300 до 500 г) в шаровую мельницу для измерения остаточного газа. В качестве альтернативы пробу, образец угля можно разделить на три части (от 50 до 100 г на каждую часть), а затем отдельно поместить в шаровую мельницу для измерения остаточного газа. Оставшиеся части пробы, образца угля следует использовать для технического анализа угля с определением влажности угля по *ГОСТ 33503*, *ГОСТ 11014*, зольности угля по *ГОСТ Р 55661* и плотности угля по *ГОСТ 2160*.

***7.1.2* Измерение остаточного газа**

7.1.2.1 Методы измерения

Допустимо нагревать пробу, образец угля в камере десорбции по прошествии восьми часов измерения, а также пробу, образец угля в шаровой мельнице в процессе измерения остаточного газа; таким образом, скорость десорбции газа ускоряется.

Следует обратить внимание, что температура нагрева не должна превышать температуру стабилизации.

Пробу, образец угля разрушают в течение 2—4 ч в шаровой мельнице. Затем помещают в термостат, поддерживающий температуру пласта. Фиксируется объем газа, температура окружающей среды, атмосферное давление и время десорбции согласно приложению В. Следует обратить внимание, что интервал считывания должен быть небольшим на ранней стадии десорбции и не должен превышать 24 ч на поздней стадии.

Время разрушения может быть уменьшено при использовании нескольких небольших проб, образцов угля.

7.1.2.2 Прекращение измерения остаточного газа

Прекращение измерения остаточного газа проводится согласно критериям *7.1.1.3*.

7.1.2.3 Взвешивание и расчет

Когда измерение остаточного газа завершено, следует открыть мельницу и пропустить пробу, образец угля через сито 60 меш (сито 0,2). Необходимо взвесить пробу, образец угля и рассчитать содержание остаточного газа.

***7.1.3* Опробование проб газа, анализ состава и изотопный анализ**

7.1.3.1 Улавливание газа

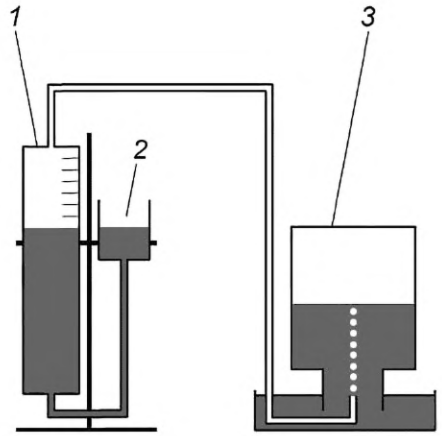
Во время измерения десорбции должна быть собрана представительная проба газа для анализа его состава. Типовое оборудование включает в себя шланг (см. 5.9), емкости для пробы газа (см. 5.10) (стеклянные бутылки или газовые мешки минимальной емкостью 100 $см^3$) и водяной затвор для улавливания газа.

Принцип опробования проб газа заключается в том, что газ улавливается, когда происходит десорбция большого объема газа.

Примечание — Принципиальная схема опробования проб газа методом вытеснения показана на рисунке 5.

При естественной десорбции следует собрать три пробы газа на первый, третий и пятый день соответственно.

Для проб, образцов угля с низким содержанием газа газ может быть собран на ранней стадии десорбции.



1 — бюретка; *2* — чаша подпитки; *3* — емкость с образцом газа

Рисунок 5 — Метод вытеснения для опробования проб газа

Метод вытеснения (воды) должен использоваться для опробования проб газа, когда объем газа превышает емкость бюретки:

a) Устанавливают емкость для пробы газа вверх дном в воду и полностью заполняют ее водой.

b) Закрывают соединение между бюреткой и камерой десорбции.

c) Поднимают чашу подпитки и удаляют воздух из шланга.

d) Открывают соединение с емкостью для пробы газа и пускают поток газа.

e) Удаляют шланг и вставляют пробку в емкость с пробой газа — когда объем газа в емкости достаточен для проведения испытаний.

f) Открывают соединение между бюреткой и камерой десорбции.

Помещают емкость с пробой газа вверх дном в транспортировочную коробку и направляют ее в лабораторию для анализа.

7.1.3.2 Количество проб газа и частота снятия показаний

Количество образцов и частота снятия показаний рассмотрены в *7.1.3.1*.

7.1.3.3 Анализ состава газа и изотопный анализ

Пробы газа следует как можно скорее перевести в лабораторию. Анализ состава газа проводится в соответствии с методикой анализа природного газа.

7.2 Определение содержания газа в пробах бурового шлама угля или образцах угля

7.2.1 Измерение Q_2

Объем газа, выпущенного в десорбционный сосуд (Q_2), должен быть измерен сразу же после того, как камера десорбции поступит в лабораторию, но не позднее чем через 72 часа после отбора проб, образцов угля (см. рисунок 1).

a) Камеру десорбции подключают через шланг к газоанализатору.

b) Путем сдавливания камеры десорбции газ подают в газоанализатор — с объемным потоком согласно спецификации газоанализатора.

c) Фиксируют состав газа и время измерения.

d) Далее следует открыть камеру десорбции и взвесить пробу, образец угля с точностью ±0,2 г, зафиксировав результат.

e) При расчете объема Q_2 должны приниматься во внимание следующие параметры: объем камеры десорбции, величина вытеснения газа пробой, образцом угля и осушителем, а также давление, возникающее в результате выпуска газа в герметичную камеру десорбции.

f) Измеряют и фиксируют температуру и атмосферное давление в лаборатории.

7.2.2 Измерение Q_3

Измерение объема газа, выделяемого при измельчении пробы, образца угля (Q_3), следует выполнять сразу после измерения Q_2.

a) Проба, образец угля должны быть незамедлительно помещены в дробилку (см. *5.8*).

b) Дробилка должна быть немедленно закрыта и подключена к измерительному устройству через гибкий шланг.

c) В случае использования метода вытеснения (воды) объем Q_3 должен определяться после дробления путем непосредственного считывания показаний с градуированного измерительного цилиндра. При снятии показаний уровень воды в измерительном цилиндре должен быть равен уровню воды в чаше подпитки.

В случае использования метода продувки состав газа в сосуде для сбора газа измеряется анализатором.

Должно быть установлено, что выход газа прекратился не позднее завершения процесса дробления.

d) Должны быть измерены температура и атмосферное давление в лаборатории.

8 Обработка данных

8.1 Пересчет объема десорбированного газа

Объем измеренного десорбированного газа и остаточного газа должны быть приведены к стандартным условиям — температура 20 °С (293,1 К) и давление 101,3 кПа. Перевод осуществляется по формуле

$$V_{\text{ñò},i} = \frac{V_{\text{èçì},i} \cdot P_{\text{a}} \cdot 293{,}1}{(T_{\text{a}} + 293{,}1) \cdot 101{,}3}, \quad (1)$$

где $V_{\text{ст},i}$ — объем газа в стандартных условиях, см^3;

$V_{\text{изм},i}$ — измеренный объем газа, см^3;

P_{a} — атмосферное давление, Па;

T_{a} — температура рудничной атмосферы, °С.

8.2 Отчет по содержанию газа

Содержание газа может быть представлено тремя способами:

a) на основе исходного состояния угля;

b) на основе воздушно-сухого состояния угля;

c) на основе сухого беззольного состояния угля.

Измеряя общую влажность и проводя технический анализ образцов, содержание газа в образцах может быть, при необходимости, преобразовано в выражения на основе исходного состояния угля, на основе воздушно-сухого состояния угля и на основе сухого беззольного состояния угля.

8.3 Расчет состава газа

Концентрация различных газовых компонентов рассчитывается в соответствии с отраслевыми требованиями.

Газоанализатор должен быть оснащен датчиками для основных компонентов десорбированного газа; по крайней мере — датчиком метана (предпочтительно инфракрасным). Точность газоанализатора должна быть не хуже ±5 % измеряемой величины.

8.4 Расчет содержания газа

8.4.1 Общие положения

Согласно принципам измерения, весь содержащийся газ представлен измеряемым газом (Q_2), остаточным газом (Q_3) и потерями газа (Q_1).

8.4.2 Расчет потерь газа (Q_1)

8.4.2.1 Расчет при определении метана из пробы, образца угля, полученного из керна

Если применяемый буровой раствор на водной основе, начало отсчета времени — это время, когда керн находится на полпути к поверхности; если применяемый буровой раствор на углеводородной или аэрированной основе, начало отсчета времени — это время, когда буровая коронка достигает угольного пласта.

Величина потери времени — это интервал от начала отсчета времени до момента запечатывания пробы, образца угля. Оно рассчитывается следующим образом:

В случае, когда применяется циркулирующий при бурении буровой раствор на основе воды, используется формула

$$t_{\text{пот}} = \frac{t_3 - t_2}{2} + (t_4 - t_3). \tag{2}$$

В случае, когда применяется циркулирующий при бурении буровой раствор на углеводородной или аэрированной основе, используется формула

$$t_{\text{пот}} = (t_4 - t_1), \tag{3}$$

где $t_{\text{пот}}$ — величина потери времени, с;

t_1 — момент времени, когда буровая коронка достигает угольного пласта, с;

t_2 — момент времени, когда начинается извлечение керна, с;

t_3 — момент времени, когда керн выдан в устье скважины, с;

t_4 — момент времени, в который произведена герметизация камеры, с.

Прямой метод используется для расчета объема потерь газа. В начале процесса десорбции величина десорбции пропорциональна квадратному корню времени. Если на графике зависимости величины десорбции от квадратного корня прошедшего времени отметить суммарные объемы десорбированного газа, затем произвести линейную аппроксимацию зависимости и, продолжив прямую, экстраполировать ее до нулевого момента времени, можно получить на вертикальной оси отметку объема потерь газа (приложение С — прямой метод расчета).

Содержание потерь газа рассчитывается согласно следующей формуле:

$$G_{\text{пот}} = \frac{V_{\text{пот}}}{m_{\text{у}}}, \tag{4}$$

где $G_{пот}$ — величина потерь газа, см^3/г;

$V_{пот}$ — объем потерь газа, см^3;

$m_у$ — масса пробы, образца угля, г.

8.4.2.2 Расчет при использовании пробы бурового шлама угля или образца угля

Объем газа, потерянный во время отбора пробы, образца угля, должен определяться прописанной процедурой. Этот расчет должен учитывать скорость десорбции, находящуюся в зависимости от конкретного размера частиц пробы, образца угля и времени выборки. Процедура определения потерь газа (Q_1) должна быть частью документации.

Расчет выполняется по следующей формуле:

$$Q_1 = Q_2 \cdot \frac{t_a^{(1-K)}}{t_b^{(1-K)} - t_a^{(1-K)}}, \quad (5)$$

где Q_1 — объем газа, выделившегося во время опробования (потери газа), см^3;

Q_2 — объем газа, выделившегося между герметизацией камеры десорбции и выполнением измерения Q_2, см^3;

t_a — промежуток времени, необходимый для взятия пробы, образца угля, мин;

t_b — промежуток времени между герметизацией камеры десорбции и выполнением измерения Q_2, мин;

K — коэффициент изменения скорости десорбции пробы, образца угля, вычисляемый по формуле

$$K = \frac{\ln V_1 - \ln V_2}{\ln t_1 - \ln t_2}, \quad (6)$$

где V_1 — объем десорбированного газа за время t_1;

V_2 — объем десорбированного газа за время t_2.

K может быть принят равным 0,65 в случае обычного образца угля с размером частиц угля более 2 мм.

***8.4.3* Расчет измеряемого десорбированного газа (Q_2)**

Q_2 рассчитывается следующим образом:

a) Рассчитывают объем свободного пространства камеры десорбции (при этом учитывается вытеснение газа пробой, образцом угля и массой осушителя, а также давление, возникающее в результате выхода газа в герметичную камеру десорбции).

b) Рассчитывают объем Q_2 на основе объема свободного пространства камеры десорбции и показаний концентрации метана.

c) Объем Q_2 пересчитывают на нормальные условия (температура 20 °С и давление 0,1 МПа).

d) Рассчитывают отношение объема Q_2 к массе пробы, образца угля.

Величину десорбции газа рассчитывают по формуле

$$G_д = \frac{V_д}{m_у}, \quad (7)$$

где $G_д$ — величина десорбции газа, см^3/г;

$V_д$ — объем десорбции природного газа, см^3;

$m_у$ — масса пробы, образца угля, г.

***8.4.4* Расчет содержания остаточного газа (Q_3)**

Объем Q_3 пересчитывается на нормальные условия (температура 20 °С и давление 0,1 МПа) и делится на массу пробы, образца угля.

Содержание остаточного газа рассчитывают по формуле

$$G_{ост} = \frac{V_{ост}}{m_у}, \quad (8)$$

где $G_{ост}$ — величина остаточного газа, см^3/г;

$V_{ост}$ — объем остаточного газа, см^3;

$m_у$ — масса пробы, образца угля, г.

***8.4.5* Расчет содержания свободного газа**

При использовании образцов углей низкой стадии метаморфизма из-за высокого содержания свободного газа следует измерять пористость и водонасыщенность для расчета содержания свободного газа. При расчете для таких проб, образцов угля следует добавить измерение свободного газа по следующей формуле:

$$Q_{св} = \frac{\Phi(1-S_в)}{\rho B}, \quad (9)$$

где $Q_{св}$ — содержание свободного газа при контрольной температуре ($T_{ст}$) и давлении ($P_{ст}$) в кубических метрах газа на килограмм сухого угля, м^3/кг;

Φ — пористость керна, %;

$S_в$ — водонасыщенность, %;

ρ — кажущаяся относительная плотность сухого угля, кг/м^3;

B — объемный коэффициент, равный $V/V_{ст}$, м^3/м^3, вычисляемый по формуле

$$B = 3{,}458 \cdot 10^{-4} \cdot Z \cdot \frac{293{,}1+T}{P}, \quad (10)$$

где Z — безразмерный коэффициент сжимаемости газа;

T — температура пласта, °С;

P — пластовое давление, МПа.

***8.4.6* Расчет содержания газа**

Содержание метана угольного пласта ($G_{у.п}$) равно сумме потерь газа (Q_1) $G_{пот}$, измеряемого десорбированного газа (Q_2) $G_д$ и остаточного газа (Q_3) $G_{ост}$. При расчете содержания метана угольного пласта для углей низкой стадии метаморфизма должен учитываться свободный газ.

$$G_{у.п} = G_{пот} + G_д + G_{ост}. \quad (11)$$

***8.4.7* Расчет времени адсорбции**

Время адсорбции (t) описывает время, затраченное для десорбции 63,2 % газа в образце. Как правило, в качестве счетных единиц используют сутки. Время адсорбции должно рассчитываться графическим или численным методом.

Сначала вычисляется объем газа, который составляет 63,2 % общего объема газа по формуле

$$V_{63,2\%} = V_о \cdot 0{,}632, \quad (12)$$

где $V_{63,2\%}$ — объем, на который приходится 63,2 % общего объема газа, см^3;

$V_о$ — сумма потерь газа (Q_1), измеряемого газа (Q_2) и остаточного газа (Q_3), см^3.

Далее определяют время на основе полученных точек данных и суммарном объеме газа в каждой точке (при нормальной температуре и давлении).

Затем находят диапазон $V_{63,2\%}$ от совокупного объема газа.

Наконец путем линейной интерполяции вычисляют время (t), соответствующее $V_{63,2\%}$.

Время в пути должно быть вычтено из суммарного времени, когда температура окружающей среды ниже температуры пласта во время транспортировании пробы, образца угля. Также время адсорбции не включает время доставки, прочее время зависит от кривой десорбции.

8.5 Требования к точности представления результатов

Численные данные содержания метана угольного пласта округляют до двух знаков после запятой.

9 Протокол измерений

Отчет об измерении содержания метана угольного пласта выглядит следующим образом.

Необработанные данные естественной десорбции газа (приложение A) и исходные данные десорбции остаточного газа (приложение B), расчет потерь газа (приложение C), кривая кумулятивной десорбции газа из пробы, образца угля (приложение D), таблица результатов измерения содержания метана угольного пласта (приложение E), а также результаты анализа газового состава и результаты технического анализа, данные по опробованию (приложение F или приложение G), исходные данные о десорбции газа (приложение H) и результаты испытаний на содержание газа (приложение I).

10 Примечания о качестве

В процессе выполнения работ должны быть сделаны подробные записи о опробовании, проведенных измерениях и отказе оборудования, что является основой качественных результатов измерений. Оценка качества включает в себя следующее.

10.1 Примечания по качеству отбора пробы, образца угля

В протоколе должны быть указаны следующие обстоятельства:

a) керн не может быть извлечен вовремя;

b) проба, образец угля не был запечатан в течение 10 мин после выдачи на поверхность.

Когда скорость извлечения угольного керна слишком низкая или проба, образец угля относительно невелик — должен быть записан фактический вес пробы, образца угля. Объективные причины, по которым соответствующие измерения не могут быть выполнены, следует приводить в комментариях.

10.2 Примечания по качеству процедуры измерения

В протоколе должны быть указаны следующие ситуации:

a) проба, образец угля разбит на большое количество кусков, слишком фрагментирован.

b) возникло препятствие, которое привело к задержке процесса измерения.

В данном случае результаты могут быть использованы только для справки.

В процессе измерения следует указывать ошибки, упущения или неточные результаты из-за утечки в оборудовании.

10.3 Примечания по качеству пробы, образца угля

10.3.1 Качественные пробы, образцы угля

Если проблемы, приведенные в *10.1* и *10.2*, не выявлены, проба, образец угля должны быть оценены как подходящие и качественные, и должны начать проводиться непосредственные измерения.

10.3.2 Проба, образец угля для справки

Если возникли проблемы, приведенные в *10.1* и *10.2*, проба, образец угля должны быть оценены как проба, образец угля для справки. В этом случае результаты измерения должны носить справочный характер.

10.3.3 Неподходящие пробы, образцы угля

Если произошла серьезная ошибка, пробу, образец угля следует браковать, а измерения признать недействительными.

Приложение А
(обязательное)

Необработанные данные естественной десорбции газа

Место отбора проб:
Название скважины:
Номер угольного пласта:
Номер образца угля:
Глубина, м:
Температура пласта, °С:
Время бурения до угольного пласта:
Время выдачи:
Время запечатывания образца:
Величина потери времени при выдаче, мин:
Величина потери времени при взятии образцов угля, мин:
Дата:
Номер камеры для образцов угля:
Суммарный вес камеры с образцами, г:
Вес пустой камеры, г:

Дата (год, месяц, день)	Время (ч, мин)	Промежуток времени, мин	Измеренные значения, $см^3$		Объем газа, $м^3$	Окружающая температура, °С	Давление, кПа	Примечание
			Начальное	Конечное				

Оператор: Исследователь: Рецензент: Лист/Листов:

Приложение В
(обязательное)

Таблица записей потерь газа

Дата
Номер пробы, образца угля:
Номер (название) скважины:
Номер угольного пласта:
Температура пласта, °С:

Дата (год, месяц, день)	Время (ч, мин)	Промежуток времени, мин	Измеренные значения, $см^3$		Объем газа, $м^3$	Окружающая температура, °С	Давление, кПа	Примечание
			Начальное	Конечное				

Исследователь: Рецензент: Лист/Листов:

Приложение С
(обязательное)

Расчет объема потерь газа (прямой метод)

График расчета объема потерь газа (прямой метод) показан на рисунке С.1.

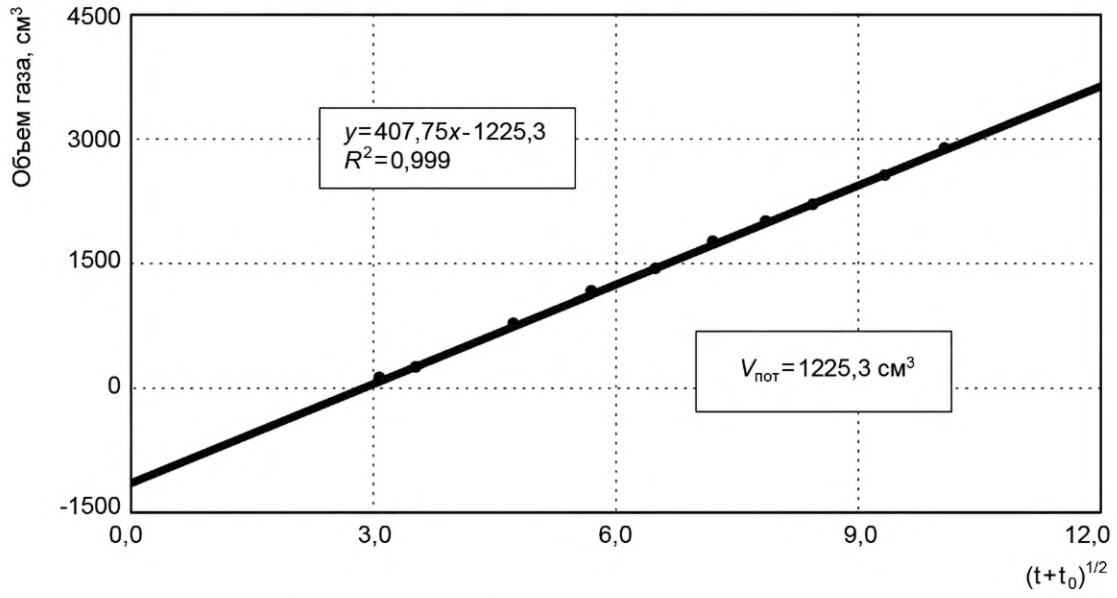


Рисунок С.1 — График расчета объема потерь газа

Приложение D
(обязательное)

Кривая кумулятивной десорбции газа из пробы

Кривая кумулятивной десорбции газа из пробы показана на рисунке D.1.

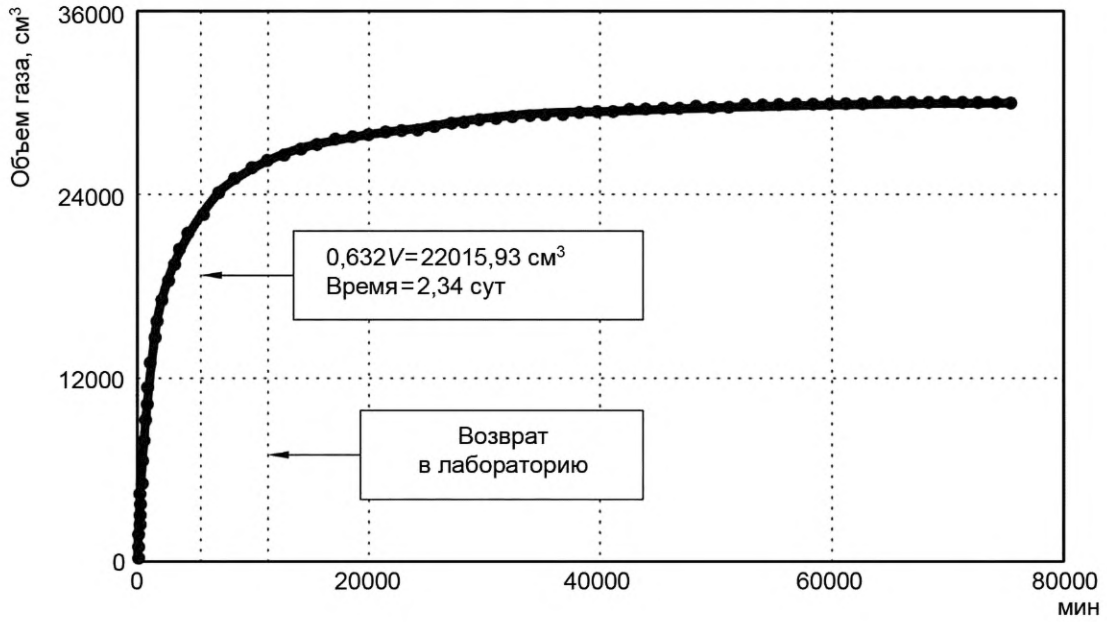


Рисунок D.1 — Кривая кумулятивной десорбции газа из образца

Приложение Е
(обязательное)

Таблица результатов измерения содержания метана угольного пласта

Таблица Е.1 — Таблица результатов измерения содержания метана угольного пласта

Угольный пласт №	Образец №	Вес образца	Десорбированный газ	Потери газа		Остаточный газ		Общее содержание газа, $см^3/г$		Влажность, %	Зольность, на основе воздушно-сухого состояния угля, %
			Объем газа, $см^3$	Величина потери времени, мин	Объем газа, $см^3$	Остаточная масса образца, г	Объем газа, $см^3$	на основе исходного состояния угля	на основе сухого беззольного состояния угля, $см^3/г$		

Исследователь: Рецензент: Лист/Листов:

Приложение F
(обязательное)

Форма опробования при пластовом бурении

Шахта:
Угольный пласт:
Место выборки:
Скважина:
Координаты (*x, y*):
Высота над уровнем моря, м:
Дата:
Пробоотборник:
Температура воздуха, °С:
Атмосферное давление, кПа:
Концентрация метана в выработке, %:
Дата и время первоначального вскрытия угля:

Номер пробы, образца угля	Глубина скважины, м	Номер камеры с образцом	Время выдачи образца	Время герметизации образца
1				
2				
3				
4				
5				
6				
7				
8				
9				

Приложение G
(обязательное)

Форма опробования колонковым (керноотборным) снарядом

Номер камеры для образцов угля:
Скважина (название скважины):
Место выборки:
Координаты (*x*, *y*):
Высота над уровнем моря, м:
Дата:
Пробоотборник:
Температура воздуха, °С:
Атмосферное давление, кПа:
Керн, номер:
Угольный пласт:
Диапазон времени бурения керна:
Расположение образца от вершины керна:
Длина образца керна, см:
Диапазон глубины залегания образца керна, м:
Время закрытия камеры:

Приложение Н
(обязательное)

Форма лабораторного исследования

Q_1

Номер образца	Дата (год, месяц, день)	Время бурения (ч, мин)	Время запечатывания (ч, мин)	Давление в месте взятия проб, кПа	Температура в месте взятия проб, °С	Концентрация метана в выработке в месте взятия проб, %	Размер частицы угля, мм
1							
2							
3							
4							
5							

Q_2

Номер образца	Дата (год, месяц, день)	Время (ч, мин)	Атмосферное давление в лаборатории, кПа	Температура в лаборатории, °С	Концентрация метана в камере, %
1					
2					
3					
4					
5					

Q_3

Номер образца	Атмосферное давление в лаборатории, кПа	Температура в лаборатории, °С	Масса угля, г	Объем газа, выделившийся при разрушении угля, Q_3, $см^3$
1				
2				
3				
4				
5				

Приложение I
(обязательное)

Краткий отчет

Шахта:	Координаты: X
Угольный пласт:	Y
Место взятия образцов:	Z
	Выход летучих V^{daf} %
	Условия: давление 101,3 кПа, температура 20 °С

Номер камеры	Глубина скважины	Размер частиц угля, мм	Масса исходного угля, г	Зольность, %	Беззольная масса, г	Q_1, м^3/т	Q_2, м^3/т	Q_3, м^3/т	Общее содержание газа, м^3/т
1									
2									
3									
4									
5									
6									
7									
8									
9									
10									

Приложение ДА
(справочное)

Сведения о соответствии ссылочных национальных и межгосударственных стандартов международным стандартам, использованным в качестве ссылочных в примененном международном стандарте

Таблица ДА.1

Обозначение ссылочного национального, межгосударственного стандарта	Степень соответствия	Обозначение и наименование ссылочного международного стандарта
ГОСТ 33503—2015 (ISO 11722:2013, ISO 5068-2:2007)	MOD	ISO 11722:2013 «Топливо твердое минеральное. Уголь каменный. Определение влаги в аналитической пробе для общего анализа высушиванием в токе азота»; ISO 5068-2:2007 «Угли бурые и лигниты. Определение содержания влаги. Часть 2. Косвенный гравиметрический метод определения влаги в аналитической пробе»
ГОСТ Р 55661—2013 (ИСО 1171:2010)	MOD	ISO 1171:2010 «Топливо твердое минеральное. Определение зольности»
Примечание — В настоящей таблице использовано следующее условное обозначение степени соответствия стандартов: - MOD — модифицированные стандарты.		

Приложение ДБ
(справочное)

Сопоставление структуры настоящего стандарта со структурой примененного в нем международного стандарта

Таблица ДБ.1

Структура настоящего стандарта	Структура международного стандарта ISO 18871:2015
1 Область применения	1 Область применения
2 Нормативные ссылки (—)	2 Термины и определения
3 Термины и определения (раздел 2)	3 Оборудование
4 Обозначения (—)	4 Отбор проб
5 Оборудование (раздел 3)	5 Метод и процесс измерения
6 Опробование (раздел 4)	6 Обработка данных
7 Метод и процесс измерения (раздел 5)	7 Протокол испытаний
8 Обработка данных (раздел 6)	8 Примечания о качестве
9 Протокол измерений (раздел 7)	Приложение A Необработанные данные естественной десорбции газа
10 Примечание о качестве (раздел 8)	Приложение B Таблица записей потерь газа
Приложение A Необработанные данные естественной десорбции газа	Приложение C Расчет объема потерь газа (прямой метод)
Приложение B Таблица записей потерь газа	Приложение D Кривая кумулятивной десорбции газа из образца
Приложение C Расчет объема потерь газа (прямой метод)	Приложение E Таблица результатов измерения содержания метана угольного пласта
Приложение D Кривая кумулятивной десорбции газа из образца	Приложение F Форма отбора проб при пластовом бурении
Приложение E Таблица результатов измерения содержания метана угольного пласта	Приложение G Форма отбора проб с использованием колонкового (керноотборного) снаряда
Приложение F Форма отбора проб при пластовом бурении	Приложение H Форма лабораторного исследования
Приложение G Форма отбора проб с использованием колонкового (керноотборного) снаряда	Приложение I Краткий отчет
Приложение H Форма лабораторного исследования	Библиография
Приложение I Краткий отчет	
Приложение ДА Сведения о соответствии ссылочных национальных и межгосударственных стандартов международным стандартам, использованным в качестве ссылочных в примененном международном стандарте	
Приложение ДБ Сопоставление структуры настоящего стандарта со структурой примененного в нем международного стандарта	
Библиография	

Примечание — После заголовков разделов (подразделов) настоящего стандарта приведены в скобках номера аналогичных им разделов (подразделов, пунктов) международного стандарта.

Библиография

[1] *Геологический словарь. ВСЕГЕИ. В 3-х томах. С-Пб: Издательство ВСЕГЕИ. 2011*

УДК 622.4:544.2:006.354

ОКС 73.020
71.040.50
13.040.30

Ключевые слова: стандарт, горное дело, газ, определение содержания метана, угольный пласт, десорбция, отбор проб, керн, угольные шахты

Редактор *Л.В. Коретникова*
Технический редактор *В.Н. Прусакова*
Корректор *Р.А. Ментова*
Компьютерная верстка *А.Н. Золотаревой*

Сдано в набор 27.07.2023. Подписано в печать 04.08.2023. Формат 60×84⅛. Гарнитура Ариал.
Усл. печ. л. 3,72. Уч.-изд. л. 2,82.

Подготовлено на основе электронной версии, предоставленной разработчиком стандарта

Создано в единичном исполнении в ФГБУ «Институт стандартизации» для комплектования Федерального информационного фонда стандартов, 117418 Москва, Нахимовский пр-т, д. 31, к. 2.

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

gost.e-ecolog.ru