

Утверждаю
Министр охраны
окружающей среды
Республики Казахстан
От 05 «ноября» 2010 г. № 280-ө

**Система нормативных документов по охране окружающей среды
Руководящий нормативный документ**

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ

**ПО РАСЧЕТУ ВЫБРОСОВ ПАРНИКОВЫХ ГАЗОВ В АТМОСФЕРУ
ДЛЯ ПРЕДПРИЯТИЙ ДОБЫЧИ И ОБРАБОТКИ УГЛЯ ОТ ПОДЗЕМНЫХ
РАЗРАБОТОК**

*Исполнитель: РГП «КазНИИЭК» МОС РК
Заказчик: Министерство охраны окружающей
среды Республики Казахстан*

Астана 2010

Содержание:

1. Общие положения	3
2. Характеристика объектов добычи и обработки угля при подземных разработках.....	3
3. Выбор метода оценки.....	5
4. Расчеты и коэффициенты выбросов ПГ для подземных угольных разработок.....	5
5. Формирование согласованного временного ряда.....	8
6. Выбросы метана и диоксида углерода после добычи	9
7. Выбросы ПГ от дренированного метана	10
8. Если рекуперированный метан утилизируется в качестве энергоносителя:.....	11
9. Оценка неопределенностей	12

1. Общие положения

Настоящая методика является рекомендацией по расчету выбросов парниковых газов (ПГ) в атмосферу для предприятий добычи и обработки угля от подземных разработок. Случайные или намеренные высвобождения парниковых газов могут происходить при добыче, обработке и доставке ископаемых видов топлива до места конечного использования, они известны как летучие выбросы.

Данная методика позволит существенно сократить работы по расчету выбросов парниковых газов (ПГ) в атмосферу для действующих и проектируемых объектов и предприятий добычи и обработки угля от подземных разработок.

2. Характеристика объектов добычи и обработки угля при подземных разработках

В ходе геологического процесса образования угля происходит выделение метана (CH_4), некоторая часть которого остается в угольном пласте до момента добычи угля. При этом, более глубокие подземные угольные пласты содержат больше метана, чем пласты находящиеся ближе к поверхности. Вследствие этого, большая часть выбросов происходит из глубинных подземных шахт.

Выбросы при подземной добыче угля происходят из вентиляционных систем и систем дегазации. Вентиляционные системы на подземных шахтах это одно из средств обеспечения безопасности, они уменьшают концентрацию метана в находящемся в шахтах воздухе, с тем, чтобы она была ниже опасного уровня, продувая шахты воздухом с поверхности.

Конкретные для шахт данные, основанные на измерениях воздуха в вентиляционных системах и измерениях в системах дегазации, отражают действительные выбросы, поэтому результаты оценки являются более

точными, чем с использованием коэффициентов выбросов. Это связано с изменчивостью содержания газа в угле на местах и с геологической окружающей средой. Поскольку выбросы сильно изменяются в течение года необходимо выполнять сбор данных измерений, как минимум, в каждые две недели, чтобы сгладить соответствующие колебания. Высокое качество оценки обеспечивается ежедневными измерениями. Наилучшим вариантом мониторинга выбросов является их постоянный мониторинг, который осуществляется в некоторых современных шахтах с длинными забоями.

В методике рассматриваются следующие потенциальные категории источников открытых разработок:

- Выбросы метана и сопутствующего газа при вентиляции воздуха в угольных шахтах и от систем дегазации.

- Выбросы после добычи

- Низкотемпературное окисление

- Неконтролируемое сжигание

Основные источники выбросов ПГ от предприятий добычи и разработки подземных месторождений угля представлены в таблице 1

Таблица 1 Основные источники выбросов ПГ от предприятий добычи и разработки подземных месторождений угля

<i>Подземные шахты</i>	Включает все выбросы от разработки подземных месторождений, процедуры после добычи, закрытые шахты и сжигаемый в факелах или дренированный метан.
Добыча	Включает все выбросы сопутствующего газа при вентиляции воздуха в угольных разработках и от систем дегазации.
Выбросы сопутствующего газа после добычи	Включает метан и CO ₂ , высвобожденные после добычи угля, вынесенные к поверхности, обработанные, собранные и транспортированные.
Закрытые подземные шахты	Включает выбросы метана из закрытых подземных шахт

3. Выбор метода оценки

Выбросы от подземной разработки проистекают как от систем вентиляции, так и от систем дегазации. Эти выбросы, как правило, происходят из небольшого количества централизованных участков и могут считаться точечными источниками, которые поддаются стандартным методам измерения.

Собрать данные измерений по добыче угля из подземных шахт по каждому предприятию, работающему в данной сфере достаточно сложно.

Прямые измерения выбросов после добычи неосуществимы, поэтому рекомендуется подход с использованием коэффициента выбросов парникового газа на тонну извлекаемого угля.

При низкотемпературном окислении угля в следствии соприкосновения с атмосферой высвобождает CO_2 . Этот источник обычно незначителен в сравнении с общими выбросами из загазованных подземных угольных шахт.

4. Расчеты и коэффициенты выбросов ПГ для подземных угольных разработок

Для расчетов количества выбросов ПГ используются данные о добыче угля предприятиями угольной промышленности РК.

Поскольку содержание газа в угле, как правило, возрастает с увеличением глубины залегания пласта, для средних глубин добычи угля <200 м следует выбирать нижнее значение диапазона, а для глубин >400 м . верхнее значение диапазона. Для промежуточных глубин можно выбрать промежуточные значения.

Общая формула для расчета выбросов CH_4 от добычи угля из подземных угольных шахт представлена в уравнении 1

$$\text{Выбросы метана} = \text{Коэффициент выброса } \text{CH}_4 * \text{Годовая добыча угля} * \text{Коэффициент преобразования} * 10^{-3}, \quad (1)$$

Где:

Выбросы метана (тонн год)

Коэффициент выбросов CH_4 (м^3 /тонну угля), Коэффициенты выбросов CH_4 и CO_2 представлены в таблице 2 ;

Годовое производство угля из подземных угольных шахт (натуральная тонна)

Коэффициент преобразования:

Плотность метана при стандартных условиях и температуре 20°C составляет $0,717 \text{ кг/м}^3$

В связи с тем, что в формате отчетности РК по ПГ необходимо представление конечного результата расчетов в CO_2 эквиваленте, соответственно необходимо выбросы метана перевести в CO_2 эквивалент

Перевод метана в CO_2 эквивалент представлен в уравнении 2

$$\text{Выбросы } \text{CO}_2(\text{тонн}) = \text{Выбросы метана}(\text{тонн год}) * 21, \quad (2)$$

За основу расчетов обычно можно взять данные по газоносности пластов рассматриваемых бассейнов, которые в зависимости от месторождения составляют от 20 до 35 м^3 /на 1 тонну добываемого угля¹. Например по Карагандинскому угольному бассейну среднее содержание газовых компонентов в угольных представлено в таблице 2.

Учитывая, что плотность метана при стандартных условиях и температуре 20°C составляет $0,72 \text{ кг/м}^3$, рассчитываются выбросы метана от добычи угля

Таблица 2 Коэффициенты выбросов CH_4 и CO_2 для подземных угольных месторождений Казахстана

Угольные бассейны РК Подземная добыча	Метаносность угля м^3 /тонну			Выбросы CO_2 м^3 /тонну угля		
	Нижнее	Верхнее	Среднее по	Нижнее	Верхнее	Среднее по

¹ Для каждого угольного бассейна РК должны использоваться свои показатели

	значение	значение	умолчанию	значение	значение	умолчанию
Карагандинский бассейн (средняя по бассейну)	30,41	36,46	33,44	НД	НД	НД
Шахта им. Т.Кузембаева	20	25	22,5	НД	НД	НД
Шахта «Саранская»	20	25	22,5	НД	НД	НД
Шахта «Абайская»	22	25	23,5	НД	НД	НД
Шахта «Шахгинская»	52	54	53	НД	НД	НД
Шахта «Казахстанская»	12	13	12,4	НД	НД	НД
Шахта им. В.И. Ленина	38	40	39,0	НД	НД	НД
Шахта «Тентекская»	33	36	34,8	НД	НД	НД

**Средний коэффициент выбросов следует использовать, если нет конкретных для бассейна или разреза данных, поддерживающих применение нижнего или верхнего коэффициента выбросов.*

НД- Нет данных

Согласно Руководству МГЭИК, страны, в газе угольных пластов которых содержатся значительные количества CO_2 , должны предпринимать усилия для оценки или количественной характеристики таких выбросов.

Ниже представлена Методика расчетов выбросов CO_2 , от угольных предприятий РК, возникающих в ходе добычи, угля из шахт. Как уже было отмечено выше, при добыче угля кроме метана выделяется значительное количество CO_2 , которое меняется от бассейна к месторождению.

К сожалению, в материал отчетности Казахстанских предприятий данных по содержанию CO_2 в анализе газоносности пластов не приводится. Однако, если в процессе выполнения инвентаризации ПГ на предприятии проведены оценки концентрации CO_2 и его содержание на тонну извлекаемого угля необходимо выполнить расчеты по выбросу CO_2 согласно уравнению 3.

Общая формула для расчета выбросов CO_2 представлена в уравнении 3

$$\text{Выбросы } CO_2 \text{ (тонн год)} = \text{Коэффициент выброса } CO_2 * \text{Годовая добыча угля} * \text{Коэффициент преобразования} * 10^3, \quad (3)$$

Где:

Выбросы CO₂ (тонн год)

Коэффициент выбросов CO₂ (м³ /тонну угля), Коэффициенты выбросов CO₂ представлены в таблице 2 :

Годовое производство угля при открытой разработке (натуральная тонна)

Коэффициент преобразования:

Плотность CO₂ при стандартных условиях и температуре 20° С составляет 1,976 кг/м³

5. Формирование согласованного временного ряда

Необходимость формирования согласованного временного ряда связано с тем, что данные по добыче угля из шахт за некоторые отчетные годы могут отсутствовать и необходимо выполнить расчеты за недостающие периоды. Если значительных изменений в количестве действующих разработок не было, данные о выбросах за эти годы можно определить на основании данных о продукции. Если имели место изменения в количестве разработок, соответствующие разрезы можно удалить из общего формата отчетности и учитывать отдельно. В случаях, если на новых месторождениях угля начались новые разработки, важно, чтобы выбросы, применимые к этим разработкам оценивались как разные характеристики каждого угольного бассейна по содержанию сопутствующего газа и уровня выбросов.

В случае использования на подземных разработках дегазации, все выбросы метана должны оцениваться и учитываться за отчетный год, в котором имели место выбросы и меры по рекуперации.

6. Выбросы метана и диоксида углерода после добычи

При извлечении и складировании угля происходит процесс высвобождения метана и диоксида углерода.

Расчеты общих выбросов CH_4 от процессов, связанных со складированием угля после добычи представлены в уравнении 4,

$$\text{Выбросы метана} = \text{Коэффициент выброса } \text{CH}_4 * \text{Годовое складирование угля после добычи} * \text{Коэффициент преобразования} * 10^{-3}, \quad (4)$$

Где единицами являются:

Выбросы метана (тонн год)

Коэффициент выбросов CH_4 (м^3 /тонну угля)², представлены в таблице 3

Годовое складирование угля после добычи (натуральная тонна)

Коэффициенты преобразования -Плотность метана при стандартных условиях и температуре 20° С составляет 0,717 кг/м³

В связи с тем, что в формате отчетности РК по ПГ необходимо представление конечного результата расчетов в CO_2 эквиваленте, соответственно необходимо выбросы метана перевести в CO_2 эквивалент

Перевод метана в CO_2 эквивалент представлен в уравнении 5

$$\text{Выбросы } \text{CO}_2 \text{ (тонн год)} = \text{Выбросы метана(тонн год)} * 21, \quad (5)$$

Общая формула для расчета CO_2 от процессов, связанных со складированием угля после добычи, представлены в уравнении 6,

$$\text{Выбросы } \text{CO}_2 = \text{Коэффициент выброса } \text{CO}_2 * \text{Годовое складирование угля после добычи} * \text{Коэффициент преобразования} * 10^{-3}, \quad (6)$$

² Для каждого угольного бассейна РК должны использоваться свои показатели

Где единицами являются:

Выбросы CO₂ (тонн год)

Коэффициент выбросов CH₄ (м³ /тонну угля), представлен в таблице
3³

Годовое складирование угля после добычи (натуральная тонна)

Коэффициент преобразования:

Плотность CO₂ при стандартных условиях и температуре 20^o С составляет 1,976 кг/м³

Таблица 3 Коэффициенты выбросов CH₄ и CO₂ (м³ /тонну складированного угля)⁴.

Угольные бассейны РК Подземная добыча	Метаносность ⁵ угля м ³ /тонну складированного угля после добычи			Выбросы ⁶ CO ₂ м ³ /тонну складированного угля после добычи		
	Нижнее значение	Верхнее значение	Среднее по умолчанию	Нижнее значение	Верхнее значение	Среднее по умолчанию
Карагандинский бассейн (средняя по бассейну)	НД	НД	НД	НД	НД	НД
Шахта им. Т.Кузембаева	4,0	4,0	4,0	НД	НД	НД
Шахта «Саранская»	НД	НД	НД	НД	НД	НД
Шахта «Абайская»	НД	НД	НД	НД	НД	НД
Шахта «Шахтинская»	НД	НД	НД	НД	НД	НД
Шахта «Казахстанская»	НД	НД	НД	НД	НД	НД
Шахта им. В.И. Ленина	НД	НД	НД	НД	НД	НД
Шахта «Гентекская»	НД	НД	НД	НД	НД	НД

7. Выбросы ПГ от дренированного метана

Метан, дренированный из действующих подземных угольных разработок может быть выпущен прямо в атмосферу, регенерирован и использован или преобразован в CO₂ с помощью сжигания.

Метан, рекуперированный из дегазационных систем и выпущенный в атмосферу до добычи должен добавляться к количеству метана, высвобожденного вентиляционными системами для завершения общей

³ Для каждого угольного бассейна РК должны использоваться свои показатели

⁴ Для каждого угольного бассейна РК должны использоваться свои показатели

⁵ Для каждого угольного бассейна РК должны использоваться свои показатели

⁶ Для каждого угольного бассейна РК должны использоваться свои показатели

оценки. В некоторых случаях, по причине конфиденциальности данных о дегазационных системах, может оказаться необходимым оценивать эффективность улавливания дегазационной системы, а потом вычитать известную редуцию для достижения чистых выбросов дегазационной системы.

Все выбросы метана при дегазации угольного пласта, связанные с деятельностью по добыче угля должны учитываться за кадастровый год, в котором имели место выбросы и операции по рекуперации. Таким образом, общие выбросы из всех вентиляционных шахт и дегазационных операций, высвобожденные в атмосферу известны для каждого года, независимо от того, когда разрабатывался пласт, поскольку выбросы связаны с деятельностью по разработке.

8. Если рекуперированный метан утилизируется в качестве энергоносителя:

Когда метан просто сжигается, без использования энергии, например, в факеле или с помощью каталитического окисления до CO_2 , соответствующее производство CO_2 нужно добавлять к общим выбросам парниковых газов (выраженных в виде эквивалента CO_2) от деятельности по разработке угля. Такие выбросы должны учитываться как показано в уравнении 7 ниже. Количество закиси азота и неметановых летучих органических соединений, выделившихся при сжигании в факеле будет малое по сравнению с общим количеством летучих выбросов и не требует оценки.

Выбросы CO_2 от сжигания $\text{CH}_4 = 0,98 \cdot \text{Объем сожженного в факеле метана} \cdot \text{Коэффициент преобразования} \cdot \text{Стехиометрический коэффициент массы}$

(a) Выбросы недожженного метана = $0,02 \cdot \text{Объем сожженного в факеле метана} \cdot \text{Коэффициент преобразования}$ (7)

Где единицами являются:

Выбросы CO₂ от сжигания метана (тонн год⁻¹)

Количество окисленного метана (м³ год⁻¹)

- Стехиометрический коэффициент массы - это отношение масс CO₂, полученного от полного сжигания единицы массы метана и равно 2,75

- Примечание: Значение 0,98 представляет собой эффективность сжигания природного газа в факелах

Коэффициент преобразования:

- Представляет собой плотность CH₄ и преобразует количество CH₄ в массу CH₄. Плотность берется при 20°C и давлении в 1 атмосферу, что составляет 0.72*10⁻³ тонн м⁻³.

9. Оценка неопределенностей

Неопределенности выбросов от открытых разработок тем меньше, чем более точные данные используются. Изменчивость коэффициентов выбросов для больших подземных разработок может сильно меняться от разреза к разрезу, так как эти разработки могут показывать значительную изменчивость по территории разработки в результате местных геологических особенностей.

Добыча угля: значения тоннажа, вероятно, известны до 1-2%, однако, при отсутствии данных о сыром угле и при дальнейшем преобразовании из данных о производстве товарного угля, неопределенность будет возрастать примерно до +5%. На данные также оказывает влияние содержание влаги, которое, как правило, присутствует на уровнях между 5 и 10% и не может быть определено с большой точностью. Кроме неопределенности в данных измерений, могут существовать также дополнительные неопределенности, вызываемые характером используемых данных, которые здесь не рассматриваются. В этих условиях неопределенность данных о деятельности может составлять +10%.

Выбросы метана от подземных шахт имеют значительную природную вариабельность из-за колебаний объема выработки и дренажа газа. Например, количество газа, высвобожденного при разработке длинными забоями, может колебаться до удвоенного коэффициента за период существования длинного забоя. Частые измерения выбросов от подземной разработки могут учитывать такую вариабельность и также снижать исходную погрешность. Выбросы изменяются на протяжении года из-за колебаний количества производимого угля и соответствующего дренирования, необходимо собирать данные измерений настолько часто, насколько это разумно, предпочтительно раз в две недели или ежемесячно, для сглаживания эффекта этих колебаний. Ежедневные измерения обеспечат более высокое качество оценки. Продолжительный мониторинг выбросов представляет наивысший уровень мониторинга выбросов и используется в некоторых разработках длинными забоями.

Точечные измерения концентрации метана в вентиляционном воздухе имеют вероятную точность в ± 20 процентов, в зависимости от используемого оборудования.

Точность среднемесячных или среднегодовых данных о выбросах составляет, вероятно, ± 5 процентов. Точность точечных измерений, проводимых каждые две недели, составляет ± 10 процентов, а с интервалами в три месяца $+30$ процентов. Совокупные выбросы из шахт, основанные на наименее частом виде процедур измерений, уменьшат неопределенность, возникающую в результате колебаний в объеме произведенного газа. Однако в связи с тем, что в летучих выбросах часто доминируют выбросы только из небольшого числа шахт, трудно оценить степень этого улучшения.

На этапе после добычи: Метан, все еще присутствующий в угле после его добычи, в конечном итоге улетучивается в атмосферу. Однако, измерения выбросов на этапе после добычи достаточно сложны и поэтому следует

использовать подход с применением коэффициентов выбросов имеющихся на предприятиях.