

Приложение 3
к приказу Министра экологии,
геологии и природных ресурсов
Республики Казахстан
от _____ 2021 года
№ _____

Методика расчетов выбросов парниковых газов от установок по добыче нефти и газа

Глава 1. Общие положения

1. Настоящая Методика расчетов выбросов парниковых газов от установок по добыче нефти и газа (далее – Методика) разработана в соответствии с пунктом 3) статьи 294 Экологического кодекса Республики Казахстан от 2 января 2021 года (далее – Кодекс) и предназначена для расчетов выбросов парниковых газов от установок по разведке, добыче нефти и газа.

2. В Методике используются следующие термины и определения:

1) газлифтный газ – газ, используемый для газлифта нефтяной скважины и вводимый под высоким давлением;

2) газовый фактор – содержание смеси углеводородных газов в продукции нефтяных скважин;

3) групповая замерная установка – техническое устройство в границах месторождения (группы месторождений), используемое для оперативного замера дебита нефти, газа и воды, добываемых из скважин;

4) давление насыщения нефти газом – давление, при котором весь газ растворяется в жидкости;

5) количество извлеченного попутного нефтяного газа (далее – ПНГ) – общее количество ПНГ, извлеченного на месторождении/скважине в виде растворенного, связанного или свободного ПНГ за выбранный период времени;

6) месторождение – часть недр, содержащая природное скопление полезного ископаемого (полезных ископаемых), запасы которого (которых) подсчитаны и (или) оценены в результате проведения разведки;

7) оператор установки – физическое или юридическое лицо, в собственности или ином законном пользовании которого находится установка;

8) пластовое давление нефти – максимальное давление, при котором газ начинает выделяться из нефти;

9) попутный нефтяной газ – смесь различных газообразных углеводородов, связанных или растворенных в сырой нефти или находящаяся в несвязанном (свободном) состоянии в нефтегазоносном пласте;

10) стандартные условия – условия окружающей среды, соответствующие температуре 20 градусов и давлению 101325 Паскаль (760 миллиметров ртутного столба);

11) сухой газ – природный горючий газ из группы углеводородных веществ, характеризующийся резким преобладанием в его составе CH_4 , сравнительно невысоким содержанием этана.

3. Иные термины и определения, используемые в настоящих Правилах, применяются в соответствии с законодательством Республики Казахстан.

Глава 2. Расчеты выбросов парниковых газов от установок по добыче нефти и газа

4. Суммарные выбросы парниковых газов установки рассчитываются по следующей формуле:

$$E_{\text{total}} = E_{\text{gas,COMB},y} + E_{\text{liq,COMB},y} + E_{\text{flare},y} + E_{\text{fugitive},y,i,\text{CH}_4} + E_{\text{fugitive},y}^{\text{technical}}, \quad (1),$$

где:

E_{TOTAL} – суммарные выбросы парниковых газов, тонн CO_2 -эквивалент;

$E_{\text{gas,COMB},y}$ – суммарные годовые выбросы CO_2 от сжигания газообразных видов топлива в году y , тонн CO_2 -эквивалент;

$E_{\text{liq,COMB},y}$ – суммарные годовые выбросы CO_2 от сжигания жидких видов топлива, тонн CO_2 -эквивалент;

$E_{\text{flare},y}$ – выбросы CO_2 от сжигания ПНГ на факеле, тонн CO_2 -эквивалент;

$E_{\text{fugitive},y,i,\text{CH}_4}$ – годовые выбросы CH_4 от утечек и аварийных сбросов на производственной площадке (месторождении) i для года y , тонн CO_2 -эквивалент;

$E_{\text{fugitive},y}^{\text{technical}}$ – суммарные годовые выбросы CH_4 от нормируемых технологических потерь ПНГ, тонн CO_2 -эквивалент;

В случаях, если единицей измерения является тонна, округление производится до двух цифр после запятой.

5. Общие годовые выбросы парниковых газов от сжигания газообразного топлива рассчитываются по следующей формуле:

$$E_{\text{gas, COMB},y} = E_{\text{gas},j,y} + E_{\text{gas},d,y}, \quad (2),$$

где:

$E_{\text{gas,COMB},y}$ – суммарные годовые выбросы CO_2 от сжигания газообразных видов топлива (природного газа, ПНГ, газлифтного газа, сухого газа) в году y , тонн CO_2 -эквивалент;

$E_{\text{gas},j,y}$ – выбросы от сжигания ПНГ в году y , тонн CO_2 -эквивалент;

$E_{\text{gas},d,y}$ – выбросы от других видов газообразного топлива в году y , тонн CO_2 -эквивалент.

7. Выбросы от сжигания ПНГ рассчитываются по следующей формуле:

$$E_{\text{gas},j,y} = \sum_i FC_{\text{DG},i,y,\text{GF}} \times EF_{\text{DG},i,y}, \quad (3),$$

где:

$E_{\text{gas},j,y}$ – выбросы от сжигания ПНГ в году y , тонн CO_2 -эквивалент;

$FC_{\text{DG},i,y,\text{GF}}$ – потребление ПНГ для месторождения i в году y , стандартные метры кубические;

$EF_{\text{DG},i,y}$ – коэффициент выбросов ПНГ для месторождения i в году y , тонн CO_2 /стандартные метры кубические топлива.

Значение теплотворной способности учтено при расчете коэффициента выбросов ПНГ, который определяется по электронному расчетному инструменту (далее – ЭРИ) согласно Методике по расчету выбросов парниковых газов от сжигания горючих газов, разработанной в соответствии с пунктом 3 статьи 294 Кодекса.

При расчете выбросов метана в эквиваленте CO_2 , используется потенциал глобального потепления согласно пункту 3 статьи 282 Кодекса.

8. Количество извлеченного ПНГ определяется двумя методами: расчетным методом и методом прямых измерений количества извлеченного ПНГ.

Расчетный метод применяется следующим образом:

Общее потребление ПНГ на установке рассчитываются по следующей формуле:

$$FC_{\text{DG},i,y,\text{GF}} = \sum_{i,n} (FP_{\text{oil},m} \times GOR_{i,n}) - FC_{\text{DG},i,y,\text{import}}, \quad (6),$$

где:

$FC_{\text{DG},i,y,\text{GF}}$ – потребление ПНГ для месторождения i в году y , стандартные метры кубические;

$FP_{\text{oil},m}$ – количество извлеченных ресурсов нефти по объектам/горизонтам m , тонны;

$GOR_{i,n}$ – газовый фактор для месторождения i со скважины n , стандартные метры кубические газа/тонны нефти;

$FC_{\text{DG},i,y,\text{import}}$ – количество ПНГ, идущего на установку подготовки газа, стандартные метры кубические;

Величина газового фактора определяется с применением одного из нижеприведенных подходов:

Подход по средневзвешенному газовому фактору.

Газовый фактор рассчитывается по следующей формуле:

$$GOR_{i,n} = \frac{\sum_m (GOR_m \times FP_{\text{oil},m})}{\sum_m FP_{\text{oil},m}}, \quad (6.1),$$

где:

$GOR_{i,n}$ – газовый фактор для месторождения i со скважины n , стандартные метры кубические газа/тонны;

GOR_m – газосодержание извлеченных ресурсов нефти по объектам/горизонтам, согласно последнему утвержденному проектному документу, регламентирующему разработку данного месторождения (включая документы авторского надзора) в соответствии с пунктом 4 статьи 66 Закона Республики Казахстан от 24 июня 2010 года «О недрах и недропользовании», стандартные метры кубические/тонны;

$FR_{oil,m}$ – количество извлеченных ресурсов нефти по объектам/горизонтам, тонны;

m – индекс, обозначающий соответствующий горизонт.

Подход по консервативному значению газового фактора. В случае невозможности вычисления средневзвешенного газового фактора по подходу средневзвешенного газового фактора, а также для месторождений, добывающих не более 1 миллиона стандартных метров кубических ПНГ в год, на весь период отчетности применяется консервативное значение газового фактора для месторождения в целом.

Расчетный метод применяется в случае, если пластовое давление нефти превышает значение давления насыщения нефти газом.

Метод прямых измерений количества извлеченного ПНГ.

Данные о скважинной добыче ПНГ основываются на регулярных измерениях количества ПНГ на групповой замерной установке для каждой нефтяной скважины. Данные групповой замерной установки перепроверяются с помощью ежегодных (как минимум) контрольных измерений на мобильной замерной установке.

Данные о количестве ПНГ, полученном на ступенях сепарации, основываются на показаниях приборов учета ПНГ, прибора расхода газа печами при наличии автоматизированного учета как данных о расходе ПНГ, так и данных о давлении ПНГ и работе предохранительных клапанов технологических установок.

9. Для месторождений, добывающих более 3 миллионов стандартных метров кубических ПНГ, применяется и расчетный метод, и метод прямых измерений, а также сравнение данных, полученных указанными методами. Для расчета выбросов парниковых газов применяется наибольшее значение количества извлеченного ПНГ. Особое внимание уделяется месторождениям, у которых пластовое давление нефти меньше давления насыщения нефти газом, поскольку проектное значение газового фактора не является стабильным фактором.

10. В случае, если отклонения от стандартного значения превышает 20 процентов, осуществляются инструментальные замеры количества выделяемого ПНГ на ступенях сепарации в присутствии представителя органа по валидации и верификации.

11. При составлении баланса ПНГ для расчетов выбросов парниковых газов принимается количество ПНГ, которое идет на производство полезной тепловой и электрической энергии в границах установки.

12. Коэффициент выбросов CO_2 для ПНГ рассчитывается в соответствии с ЭРИ, исходя из его компонентного состава.

13. Компонентный состав ПНГ для каждого из геологических объектов месторождений установки регулярно определяется инструментальными методами. Также компонентный состав определяется из документов отчетности (за годы, предшествующие периоду отчетности и мониторинга) из анализов физико-химических свойств нефти и ПНГ.

14. Выбросы от сжигания других видов газообразного топлива рассчитываются по следующей формуле:

$$E_{\text{gas,d,y}} = \sum_d \sum_i \text{FC}_{\text{d,i,y}} \times \text{EF}_{\text{d,y}}, \quad (4),$$

$E_{\text{gas,d,y}}$ – выбросы CO_2 от сжигания других видов газообразного топлива в году y , тонн CO_2 -эквивалент;

$\text{FC}_{\text{d,i,y}}$ – суммарное потребление других видов газообразного топлива для месторождения i в году y , стандартные метры кубические;

$\text{EF}_{\text{j,y}}$ – коэффициент выбросов газообразного топлива в году y , тонн CO_2 /стандартные метры кубические.

15. При расчете выбросов парниковых газов для других видов газообразного топлива, учитывается количество газообразного топлива, потребляемого для производства тепловой и электрической энергии при обеспечении производственных нужд. Количество газообразного топлива определяется инструментальными методами на основании прямых измерений расходомерами топлива с учетом приведения к стандартным условиям. Также учитывается объем газообразного топлива, который не используется в технологических процессах установки в качестве сырья, а отдается на продажу потребителю.

Таким образом, количество газообразного топлива рассчитывается, исходя из следующих данных:

1) общее количество образовавшегося газообразного топлива на установке;

2) общее количество газообразного топлива, отданное на продажу потребителю (экспортного);

3) общее количество газообразного топлива, поставленное третьей стороной (импортированного).

16. Коэффициент выбросов CO_2 для других видов газообразного топлива рассчитывается исходя из его компонентного состава в соответствии с ЭРИ.

17. Общие годовые выбросы парниковых газов от стационарного сжигания жидкого топлива (собственной выработки и импортного) на установке рассчитываются по следующей формуле:

$$E_{\text{liq,COMB,y}} = \sum_i \sum_p \text{FC}_{\text{liq,i,p}} \times \text{NCV}_{\text{liq,p,y}} \times \text{EF}_{\text{liq,p,y}}, \quad (5),$$

где:

$E_{liq,COMB,y}$ – суммарные годовые выбросы парниковых газов от сжигания жидких видов топлива, тонн CO_2 ;

$FC_{liq,p,y}$ – суммарное потребление всех видов сжигаемого жидкого топлива типа p для месторождения i в году y , тонны;

$NCV_{liq,p,y}$ – теплотворная способность жидкого топлива типа p в году y , терраджоуль/тонны;

$EF_{liq,p,y}$ – коэффициент выбросов жидкого топлива типа p в году y , тонн CO_2 /терраджоуль.

18. Количество жидкого топлива, потребленного тепло - и/или электрогенерирующим стационарным оборудованием на производственных площадках, определяется на основе прямых измерений расходомерами топлива. В случае невозможности или отсутствия расходомеров топлива, баланс жидкого топлива каждого типа составляется по данным внутренней отчетности установки. Для расчета выбросов парниковых газов принимается количество жидкого топлива, которое идет на производство полезной тепловой и электрической энергии в границах установки.

19. Для получения теплотворной способности жидкого топлива, проводится лабораторный анализ теплотворной способности для такого топлива в собственной производственной лаборатории или в независимой лаборатории, аккредитованной в порядке, установленном законодательством Республики Казахстан в области технического регулирования в соответствии с пунктом 9 статьи 132 Кодекса. Регулярность анализа теплотворной способности определяется по историческим данным за два последних года. Если нет исторических данных, регулярность анализа определяется следующим образом:

1) вклад по потреблению нестандартного топлива меньше 1 процента от общего потребления всех типов жидкого топлива: топливо не рассматривается ввиду незначительности;

2) вклад по потреблению нестандартного топлива от 1 до 5 процентов от общего потребления всех типов жидкого топлива: анализ проводится один раз в квартал;

3) вклад по потреблению нестандартного топлива от 5 до 15 процентов от общего потребления всех типов жидкого топлива: анализ проводится один раз в месяц;

4) вклад по потреблению нестандартного топлива больше 15 процентов от общего потребления всех типов жидкого топлива: анализ проводится один раз в неделю.

20. Для получения коэффициента выбросов парниковых газов для жидких топлив, проводится лабораторный анализ содержания углерода в топливе в собственной производственной лаборатории или в независимой лаборатории, аккредитованной в порядке, установленном законодательством Республики Казахстан в области технического регулирования в соответствии с пунктом 9 статьи 132 Кодекса. Регулярность анализа содержания углерода в топливе эквивалентна регулярности анализа теплотворной способности.

21. Выбросы от сжигания жидкого топлива на передвижных и стационарных агрегатах и резервных источниках рассчитываются по следующей формуле:

$$E_{\text{liq,COMB}}^{\text{periodical}} = \sum_i \sum_p (FC_{p,i,y}^{\text{periodical}}) \times 10^{-3} \times \rho_{p,y} \times \text{NCV}_{p,y} \times \text{EF}_{p,y}, \quad (6),$$

где:

$E_{\text{liq,COMB}}^{\text{periodical}}$ – выбросы от сжигания жидкого топлива на передвижных и стационарных агрегатах и резервных источниках, тонн CO_2 ;

$FC_{p,i,y}^{\text{periodical}}$ – потребление жидкого топлива p на сжигание в рамках производственной площадки i в году y , литры;

$\text{NCV}_{p,y}$ – теплотворная способность жидкого топлива p в году y , согласно п. 19 настоящей Методики, мегаджоуль/килограммы;

$\text{EF}_{p,y}$ – коэффициент выбросов жидкого топлива p в году y , п. 20 настоящей Методики, тонн CO_2 /мегаджоуль;

$\rho_{p,y}$ – плотность жидкого топлива, килограмм/метры кубические.

Данные по плотности принимаются по результатам собственной производственной лаборатории или независимой лаборатории, аккредитованной в порядке, установленном законодательством Республики Казахстан в области технического регулирования в соответствии с пунктом 9 статьи 132 Кодекса.

22. В случае, если в пределах границ месторождения применяется факельное сжигание для утилизации ПНГ, выбросы CO_2 от факельного сжигания рассчитываются по следующей формуле:

$$E_{\text{flare},y} = \sum_i FC_{\text{flare},i,y} \times \text{EF}_{\text{DG,flare},i,y} \times \text{OF}, \quad (7),$$

где:

$E_{\text{flare},y}$ – выбросы CO_2 от сжигания ПНГ на факеле, тонн CO_2 -эквивалент;

$FC_{\text{flare},i,y}$ – количество ПНГ, утилизируемого на факеле на производственной площадке i в году y , стандартные метры кубические;

$\text{EF}_{\text{DG,flare},i,y}$ – коэффициент выбросов ПНГ, утилизируемого на факеле на производственной площадке i в году y , тонн CO_2 /стандартные метры кубические ПНГ, рассчитывается в соответствии с ЭРИ.

OF – коэффициент окисления при сжигании CH_4 на факеле, равный 0,995.

23. Количество ПНГ, утилизируемого на факеле, определяется на основе прямых измерений на линии, идущей к факельной установке (приборами учета расхода газа). В случае невозможности определения расхода инструментальными методами, расход определяется исходя из баланса газа по установке.

24. В случаях, когда на месторождении добывается нефть с высоким содержанием ПНГ (с высоким значением газового фактора), имеют место периодические выбросы ПНГ в атмосферу в результате скачков давления и срабатывания аварийных сбросных клапанов технологических установок при разгазировании нефти. Эти выбросы не подлежат учету в рамках внутренней

отчетности установки, в которой учитываются нормативы технологических потерь нефти и газа на собственные нужды.

25. Для оценки выбросов парниковых газов, на установке вводится процедура оценки риска наступления такой ситуации и производится расчет выбросов CH_4 от утечек и аварийных сбросов ПНГ с установок. Расчет данных выбросов основывается на данных отчетности об утечках/аварийных сбросах, содержащих сведения об объемах сброса.

Годовые выбросы CH_4 от утечек и аварийных сбросов рассчитываются по формуле:

$$E_{\text{fugitive, y, i, CH}_4} = FP_{\text{DG, i, y, GF}} \times M_{\text{DG, i, y, CH}_4} \times GWP_{\text{CH}_4}, \quad (8),$$

где:

$E_{\text{fugitive, y, i, CH}_4}$ – годовые выбросы CH_4 от утечек и аварийных сбросов на месторождении i для года y , тонн CO_2 -эквивалент;

$FP_{\text{DG, i, y, GF}}$ – количество образовавшегося ПНГ при разгазировании нефти на производственной площадке i со ступеней сепарации, стандартные метры кубические в году y , тонн;

$M_{\text{DG, i, y, CH}_4}$ – содержание CH_4 в ПНГ на месторождении i в году y , тонн;

GWP_{CH_4} – коэффициент глобального потепления CH_4 согласно п.3 статьи 282 Кодекса.

26. На установке в ходе осуществления промышленных процессов с нефтью происходят утечки и технологические (продувочные) выбросы ПНГ с объектов нефтедобычи в атмосферу. ПНГ и газлифтный газ, согласно данным об их компонентном составе, содержат 70 - 90 процентов CH_4 .

27. По известному объему выбросов ПНГ, выбросы CH_4 рассчитываются по следующей формуле:

$$E_{\text{fugitive, y}}^{\text{technical}} = \left(\sum_i Q_{\text{fugitive, i, y}}^{\text{technical}} \times M_{\text{DG, i, CH}_4} \times \frac{16}{22,4} \times GWP_{\text{CH}_4} \right) \times 10^{-3}, \quad (9),$$

где:

$E_{\text{fugitive, y}}^{\text{technical}}$ – суммарные годовые выбросы CH_4 от технологических потерь ПНГ, тонн CO_2 -эквивалент;

$\sum_i Q_{\text{fugitive, i, y}}^{\text{technical}}$ – суммарные технологические потери ПНГ на месторождении i в году y , стандартные метры кубические;

16 – молекулярная масса CH_4 , килограмм/килограмм моль;

22,4 – объем 1 моля газа при стандартных условиях, килограмм/моль;

$M_{\text{DG, i, CH}_4}$ – молекулярная доля CH_4 в газе, килограмм/моль;

GWP_{CH_4} – коэффициент глобального потепления CH_4 согласно п.3 статьи 282 Кодекса.

Глава 3. Сбор и хранение данных для мониторинга выбросов парниковых газов

28. На основании мониторинга, оператор установки разделяет источники выбросов парниковых газов по уровню выбросов. Различают источники, выбрасывающие значительное количество парниковых газов, и источники с которые в процессе работы выбрасывают малое количество парниковых газов. При этом, требования по сбору данных, контролю качества данных и отчетности для источников являются одинаковыми. Поэтому, для упрощения процесса мониторинга и отчетности учитывают уровни контроля данных. В таблице 1 приложения к настоящей Методике предлагаются рекомендованные уровни контроля данных, на основании которых, от каждого источника учитывается вклад при расчете выбросов парниковых газов.

29. С целью контроля количества использованного топлива в конце отчетного года количество топлива по каждому источнику выбросов сводится и отражается в отчете об инвентаризации выбросов парниковых газов. Требования к измерению, сбору, хранению и сведению всех первичных данных для расчета выбросов CO₂ указаны в таблице 2 приложения к настоящей Методике.

30. Операторы установки осуществляют способы расчета и периодичности измерений в соответствии с мониторингом выбросов. Данные по потребляемому топливу архивируются и хранятся у оператора установки.

Приложение
к Методике расчетов выбросов
парниковых газов от установок по
добыче нефти и газа

Таблица 1

Рекомендованные уровни контроля данных, на основании которых источники могут быть исключены из рассмотрения при расчете выбросов парниковых газов

Категория установки (предприятия)	Допускаемая максимальная погрешность измерения данных о деятельности, проценты	Источники, которые могут быть исключены из мониторинга
А (<50 000 тонн CO ₂ -эквивалент/год)	7,5	Любые единичные источники выбросов от деятельности, валовой вклад которых в общие выбросы парниковых газов не превышает 7,5 процентов.
Б (50 000-500 000 тонн CO ₂ -эквивалент/год)	5	Любые единичные источники выбросов от деятельности, валовой вклад которых в общие выбросы парниковых газов не превышает 5 процентов.
В (> 500 000 тонн CO ₂ -эквивалент/год)	2,5	Любые единичные источники выбросов от деятельности, валовой вклад которых в общие выбросы парниковых газов не превышает 2,5 процентов.

Таблица 2

Данные, которые подлежат измерению, сбору, хранению и сведению на производственной площадке для мониторинга выбросов парниковых газов

№	Обозначение	Описание величины	Источник первичных данных	Размерность	Тип определения параметра: измеряемый/ расчетный/ оценочный	Рекомендованная минимальная регулярность определения и сведения	Способ хранения	Комментарий
1	$FC_{DG,i,y,G}$ F	Потребление ПНГ на месторождении i на сжигание в теплогенераторах предприятия (рассчитанное по газовому фактору)	ОПЦИЯ 1: Расчет согласно измеряемому газовому фактору или газовому фактору по умолчанию (средневзвешенному газовому фактору) ОПЦИЯ 2: Прямые измерения на оборудовании, потребляющем ПНГ	стандартные метры кубические	Измеряемый расчетный	ОПЦИЯ 1: Сведение 1 раз в месяц в отдельной форме отчетности. ОПЦИЯ 2: Непрерывные измерения на установке. Сведение за смену в журнале оператора. Сведение за 1 месяц в отдельной форме отчетности.	Бумажный и электронный	
2	$EF_{DG,i,y}$	Коэффициент выбросов CO_2 при сжигании ПНГ на месторождении i	В соответствии с Методическими рекомендациями «Методика по расчету выбросов парниковых газов от сжигания горючих газов»	тонн CO_2 /стандартные метры кубические газа	Расчетный	Не реже, чем 1 раз в год.	Бумажный и электронный	Коэффициент выбросов ПНГ на месторождении i может определяться с регулярностью 1 раз в год на основании результатов последнего доступного анализа компонентного состава. Применяется на отчетный год, до даты

								проведения следующего анализа компонентного состава согласно расчетным данным в соответствии с индивидуально утвержденными планами мониторинга для каждого нефтегазодобывающей установки
3	$FC_{j,i,y}$	Потребление газообразного топлива типа j для месторождения i в году y	Показания расходомеров	стандартные метры кубические	измеряемый	Беспрерывно на технологической установке, сведения за 1 месяц в отдельной форме отчетности с возможностью просмотра за любой период и дублированием данных	Бумажный и электронный	Расход газа определяется с коррекцией по температуре и давлению для приведения у стандартным условиям.
4	$NCV_{j,y}$	Теплотворная способность газообразного топлива типа j в году y	Сертификаты качества на топливо или паспорта на качество топлива. Анализ качества газа внешней или внутренней испытательной лаборатории	мегаджоули/ стандартные метры кубические	измеряемый	1 раз в месяц	Бумажный и электронный	Резервный вариант: Значения МГЭИК 2006 по умолчанию, либо определение по известному компонентному составу.
5	$EF_{j,y}$	Коэффициент выбросов газообразного топлива типа j в году y	В соответствии с Методическими рекомендациями «Методика по расчету выбросов парниковых газов от сжигания горючих газов»	тонн CO_2 /стандартные метры кубические газа	расчетный	В соответствии с Методическими рекомендациями «Методика по расчету выбросов парниковых газов от сжигания горючих газов»	Бумажный и электронный	
6	$FC_{DG,i,y,import}$	Количество ПНГ, идущего на УПГ	Измерения расходомеров перед УПГ	стандартные метры кубические	Измеряемый	Беспрерывно, сведения за 1 месяц	Бумажный и электронный	

7	$FP_{oil,m}$	Количество извлеченных ресурсов нефти по объектам/горизонтам m	Состояние разработки нефтяных месторождений по горизонтам на начало отчетного периода мониторинга	тонн	измеряемый	Беспрерывно, сведение за 1 месяц	Бумажный и электронный	
8	$GOR_{i,n}$	Средневзвешенный газовый фактор для месторождения i со скважины n .	По умолчанию принимаются значения газовых факторов по горизонтам, в которых осуществляется извлечение нефти со скважины i из последнего утвержденного проектного документа, регламентирующего разработку данного месторождения Также могут применяться результаты прямых измерений количества извлеченного ПНГ (I: прямые измерения на групповой замерной установке – первичные измерения II: прямые измерения установки мобильной замерной – первичные измерения Также может быть проведен расчет по формуле	стандартные метры кубические газа/тонн нефти	измеряемый/оценочный	I. Непрерывно, сведение данных 1 раз в месяц. II. Ежегодно или по заказу цеха, сведение данных 1 раз в год. III. На период эксплуатации скважины, уточняется заказу отдела геологии.	Бумажный и электронный	Расчет средневзвешенного значения газового фактора производится службой геологии цеха добычи нефти в форме «Отчет об извлечении попутного нефтяного газа» В случае отсутствия, присваиваются значения согласно расчетным данным в соответствии с утвержденными планами мониторинга индивидуально для каждого нефтегазодобывающей установки
9	GOR_m	Газосодержание продукции нефтяных скважин по объектам/горизонтам m	Согласно ежегодных данных о состоянии разработки нефтяных месторождений по горизонтам	стандартные метры кубические/тонна	измеряемый	Сведение 1 раз в год	Бумажный и электронный	

10	$V_{DG,i,k}$	Компонентный состав ПНГ для месторождения (производственной площадки) i .	Измерения лаборатории (внешней или внутренней) исследования нефти, газа и воды	проценты	измеряемый	В соответствии с Методическими рекомендациями «Методика по расчету выбросов парниковых газов от сжигания горючих газов»	Бумажный и электронный	
11	$V_{gas,i,k,j}$	Компонентный состав производного газообразного топлива типа j , отличного от ПНГ для месторождения i .	Измерения лаборатории (внешней или внутренней). Могут применяться данные сертификатов качества, если нестандартное топливо поставляется третьей стороной	проценты	измеряемый	В соответствии с Методическими рекомендациями «Методика по расчету выбросов парниковых газов от сжигания горючих газов»	Бумажный и электронный	
12	$\sum_i \sum_p FC_{liq,i,p}$	Суммарное годовое потребление теплогенераторами жидкого топлива типа p на месторождении i	ОПЦИЯ 1: Первичные измерения расходомерами топлива. ОПЦИЯ 2: Балансовый метод на основе доступных данных из утвержденных форм отчетности установки о расходе жидкого топлива на сжигание.	тонн	измеряемый/ оценочный	ОПЦИЯ 1: Беспрерывно, сведение за 1 год ОПЦИЯ 2: 1 раз в месяц, сведение за 1 год	Электронный	Как правило, попадают под категорию <i>deminimis</i> и ввиду незначительности не учитываются при расчете выбросов парниковых газов.
13	$NCV_{liq,p,y}$	Теплотворная способность потребленного теплогенераторами жидкого топлива типа p в году y	калориметрические измерения в лаборатории	мегаджоули /килограмм	измеряемый/ Оценочный	Для стандартного топлива – перепроверка данных 1 раз в год. Для нестандартного – регулярность определяется согласно разделу «Методы контроля качества на ТЭС» «Методика по расчету выбросов	Электронный	Как правило, попадают под категорию <i>deminimis</i> и ввиду незначительности не учитываются при расчете выбросов парниковых газов.

						парниковых газов от сжигания горючих газов».		
14	$EF_{liq,p,y}$	Коэффициент выбросов жидкого топлива типа p в году y .	измерения содержания углерода в топливе	тонн CO_2 /терра джоули	измеряемый/оценочный	1 раз в год	Электронный	Как правило, попадают под категорию <i>deminimis</i> и ввиду незначительности не учитываются при расчете выбросов парниковых газов.
15	$FC_{p,i,y}^{periodical}$	Потребление жидкого топлива p при нерутинном сжигании на производственной площадке i , в году y	Данные документов первичной отчетности установки, например, материальных балансов топлива («Материальный отчет по цеху добычи нефти и газа (движение дизтоплива)»)	литры	оценочный	1 раз в год	Бумажный и электронный	
16	$NCV_{p,y}$ $NCV_{liq,p,y}$	Теплотворная способность жидкого топлива p в году y при нерутинном сжигании. Если используется тот же тип топлива, что и в теплогенераторах, может быть эквивалентна параметру $NCV_{liq,p,y}$	Консервативные данные по умолчанию для соответствующего типа топлива	мегаджоули /килограмм	оценочный	1 раз в год	Бумажный и электронный	
17	$EF_{p,y}$ $EF_{liq,p,y}$	Коэффициент выбросов жидкого топлива p в году y . Если используется тот же тип топлива, что и в теплогенераторах, может быть эквивалентна параметру $EF_{liq,p,y}$.	Консервативные данные по умолчанию для соответствующего типа топлива	тонн CO_2 /мега джоули	оценочный	1 раз в год	Бумажный и электронный	

18	$\rho_{p,y}$	Плотность жидкого топлива ρ	Паспорта на жидкое топливо	килограмм/ метры кубические	оценочный	1 раз в год	Бумажный и электронный	
19	$FC_{j,i,H}$	Количество потребленного газа типа j (включая ПНГ, газлифтный газ) с месторождения i на привод установки H	При наличии приборов учета – прямые измерения. Как правило, приборы отсутствуют, в этом случае – нормативные паспортные показатели расхода установки H (тонна/час)	стандартные метры кубические	оценочный	1 раз в год	Бумажный и электронный	
20	$FC_{diesel,y}^{mobile}$	Потребление дизельного топлива автотранспортом в году y	Данные из документов материальной и/или балансовой отчетности	тонн	измеряемый	1 раз в год	Бумажный и электронный	
21	$NCV_{diesel,y}$	Теплотворная способность дизельного топлива в году y	Данные по умолчанию для стандартного топлива или эквивалентные национальные данные	мегаджоули /килограмм	оценочный	1 раз в год	Электронный	
22	$EF_{diesel,y}$	Коэффициент выбросов дизельного топлива в году y	Данные по умолчанию для стандартного топлива или эквивалентные национальные данные	тонн CO ₂ /мега джоули	оценочный	1 раз в год	Электронный	
23	$FP_{oil,i,y}$	Количество добываемой продукции нефтяных скважин на производственной площадке i для года y	Данные измерений расходомеров нефти	тонн	измеряемый	Беспрерывно на установке, сведение за 1 месяц в отчетности установки.	Бумажный и электронный	
24	M_{DG,i,y,CH_4}	Объемное содержание CH ₄ в ПНГ для месторождения (производственной площадки) i в году y	Измерения лаборатории (внешней или внутренней).	проценты	измеряемый	Определяется согласно разделу «Методы контроля качества на ТЭС» «Методика по расчету выбросов парниковых газов от сжигания горючих газов».	Бумажный и электронный	
25	$\rho_{DG,i,y}$	Плотность ПНГ для месторождения (производственной площадки) i в году y .	Измерения лаборатории (внешней или внутренней)	килограмм/ киломоль/ стандартные метры	измеряемый	Определяется согласно разделу «Методы контроля качества на ТЭС»	Бумажный и электронный	

				кубические/ киломоль		«Методика по расчету выбросов парниковых газов от сжигания горючих газов».		
26	GWP_{CH_4}	Коэффициент глобального потепления CH_4	Определяется согласно п.3 статьи 282 Кодекса	тонн CO_2 / тонн CH_4	оценочный	1 раз в год	Электронный	
27	$\sum_c GOR_{i,c, separator}$	Суммарный газовый фактор на ступенях сепарации (не последней ступени сепарации) с на производственной площадке i	Данные прямых измерений газа при закрытых предохранительных клапанах технологических установок, приведены к нормальным условиям по технологическим установкам производственных площадок	стандартные метры кубические ПНГ/тонн добытых ресурсов нефти	измеряемый	1 раз в месяц в течение двух часов	Бумажный и электронный	Является суммой значений газового фактора каждой ступени сепарации на производственной площадке i
28	$FP_{emulsion,i,y}$	Количество извлеченных ресурсов нефти на производственной площадке i	Измерения групповой замерной установки	тонн	измеряемый	Беспрерывно на установке, сведение за 1 месяц	Бумажный и электронный	Является суммой значений количества извлеченных ресурсов нефти со всех эксплуатируемых скважин, расположенных на производственной площадке
29	$V_{H_2O,i,y,emulsion}$	Обводненность продукции нефтяных скважин на производственной площадке i в году y	Согласно с данными последнего утвержденного проектного документа, регламентирующего разработку данного месторождения	проценты	измеряемый	1 раз в месяц	Бумажный и электронный	
30	$t_{1,i,y,emulsion}$	Минимальная температура продукции нефтяных скважин на выходе из печей нагрева,	Данные из технологических регламентов работы печей	градусы	оценочный	1 раз в месяц	Бумажный и электронный	
31	$t_{2,i,y,emulsion}$	Максимальная температура продукции нефтяных скважин на входе в печи нагрева	Данные из технологических регламентов работы печей	градусы	оценочный	1 раз в месяц	Бумажный и электронный	

32	$t_{1,i,y,oil}$	Температура предтоварной нефти на выходе из печей нагрева	Данные из технологических регламентов работы печей	градусы	оценочный	1 раз в месяц	Бумажный и электронный	
33	$t_{2,i,y,oil}$	Температура предтоварной нефти на входе в печи нагрева	Данные из технологических регламентов работы печей	градусы	оценочный	1 раз в месяц	Бумажный и электронный	
34	$t_{1,i,y,oil}$	Температура пластовой воды на выходе из печей нагрева	Данные из технологических регламентов работы печей	градусы	оценочный	1 раз в год	Бумажный и электронный	
35	$t_{2,i,y,oil}$	Температура пластовой воды на ходе в печи нагрева	Данные из технологических регламентов работы печей	градусы	оценочный	1 раз в год	Бумажный и электронный	
36	$\eta_{H,oil}$	КПД работы печей	Данные из технологических регламентов работы печей	проценты	оценочный	1 раз в месяц	Бумажный и электронный	
37	$FP_{water,i,y}$	Количество пластовой воды, идущей на нагрев в зимнее время на производственной площадке	1. Данные расходомеров (m). 2. В случае отсутствия расходомеров рассчитывается, исходя из суточного расхода нефти, взятого из технологических режимов работы скважин и времени работы печи (печей) нагрева пластовой воды (e)	тонн	оценочный/ измеряемый	1 раз в год	Бумажный и электронный	
38	$FP_{water,i,y,day}$	Среднесуточный дебит воды на производственной площадке	Данные из «Технологических режимов работы фонда электровинтовых и механизированных скважин по месторождениям»	тонн/сутки	оценочный	1 раз в месяц	Бумажный и электронный	
39	$D_{water,i,y}$	Количество часов работы печи (печей) нагрева пластовой воды на производственной площадке	Журналы операторов технологических установок	сутки	измеряемый	1 раз в месяц	Бумажный и электронный	
40	$FC_{DG,i,y,n,boiler}$	Потребление ПНГ котельной (котлом) n на производственной площадке	Показания газовых счетчиков	стандартные метры кубические	измеряемый	Беспрерывно на установке, сведение за 1 месяц	Бумажный и электронный	

41	$NCV_{DG,i}$	Теплотворная способность ПНГ	Данные измерений или расчет по известному компонентному составу	мегаджоули/килограмм (мегаджоули/тонн)	измеряемый/расчетный	По заказу цеха, сведения данных 1 раз в год	Бумажный и электронный	
42	$Q_{fugitive}^{technical}$	Технологические нормативные потери ПНГ	Данные руководящих документов установки	стандартные метры кубические	оценочный	1 раз в начале мониторинга	Бумажный и электронный	
43	$FC_{DG,i,y,import}$	Количество ПНГ, идущего на УПГ	Данные измерений расходомеров	стандартные метры кубические	измеряемый	Беспрерывно, сведения за 1 месяц	Бумажный и электронный	
44	$FC_{flare,i,y}$	Количество ПНГ, утилизируемого на производственной площадке i в году y	Опция 1: В случае наличия измерительного оборудования – данные расходомеров газа Опция 2: В случае отсутствия измерительного оборудования, расчет по балансу газа	стандартные метры кубические	оценочный/измеряемый	Опция 1: Беспрерывно, сведения за 1 месяц Опция 2: 1 раз в год	Бумажный и электронный	
44	OF	Коэффициент окисления	Величина по умолчанию OF–1 для сжигания ПНГ в теплогенераторах; OF–0,995 для сжигания на факеле (уточнение по паспортным данным факела)	-	оценочный	1 раз в начале мониторинга	Электронный	
45	n	Количество нефтегазодобывающих скважин, находящихся в эксплуатации в отчетный период (в году y)	Нормативные документы, например Проект разработки нефтяного месторождения	-	оценочный	Непрерывно, сведения 1 раз за период отчетности (за 1 год)	Электронный и бумажный	Количество нефтяных скважин подлежит непрерывному мониторингу, так как может изменяться как на протяжении отчетного периода, так и от одного отчетного периода к другому (из года в год).