

АНО «ЭКОЛАЙН»

ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ НАУКИ
САНКТ-ПЕТЕРБУРГСКИЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ЦЕНТР
ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ РОССИЙСКОЙ АКАДЕМИИ НАУК

ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ
УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ПРОФЕССИОНАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ
«РОССИЙСКИЙ ХИМИКО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ИМЕНИ
Д.И. МЕНДЕЛЕЕВА» (РХТУ)

Методология оценки углеродного следа предприятий водоотведения

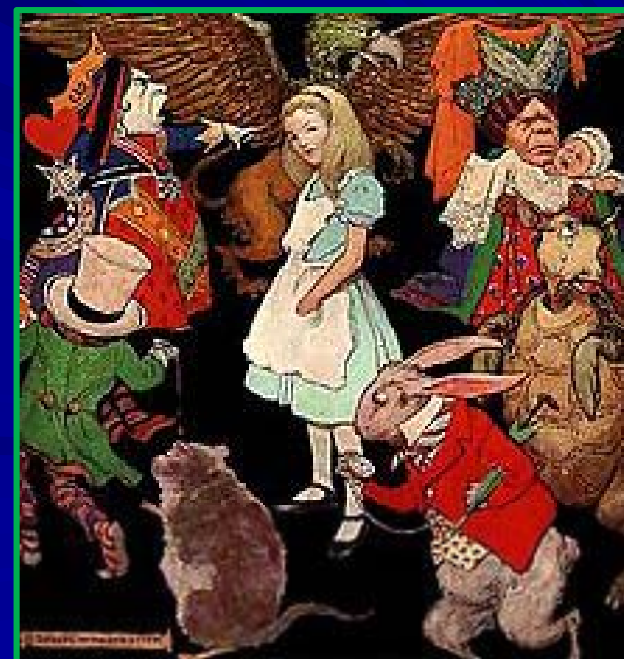
*При поддержке Фонда благосостояния
Министерства иностранных дел Великобритании*

Михаил БЕГАК
11 декабря 2012 г.

«Alice had been to the seaside once in her life, and had come to the general conclusion, that wherever you go to on the English coast you find a number of bathing machines in the sea, some children digging in the sand with wooden spades, then a row of lodging houses, and behind them a railway station»

(Alice's Adventures in Wonderland, Lewis Carroll)

«Море устроено так: вокзал, потом пляж, потом море»
(Л. Кэрролл «Алиса в стране чудес»)



Почему для очистных сооружений рассчитывается именно углеродный след?

Основная задача сооружений очистки сточных вод — «вытирать» экологические следы своих абонентов, снижая воздействие последних на окружающую среду.

Но эффективность очистки сточных вод в плане энергетических затрат на проведение процесса, технологии очистки, транспортировки иловосого осадка может быть предметом исследования.

Результатом такого исследования явится величина углеродного следа, как интегральная мера эффективности очистки сточных вод конкретным предприятием ВКХ.



—



=



Процесс определения углеродного следа включает в себя следующие этапы:

1. Определение временных и пространственных границ оценки (период оценки, этапы производства)
2. Анализ имеющихся данных и составление всей цепочки этапов жизненного цикла.
3. Определение существующих правил оценки, характерных для данного производственного процесса, отрасли и т.д.
4. Поиск информации о каждом отдельном технологическом процессе (информация о потребляемых ресурсах, в том числе энергетических, собственном производстве энергии, отходов и т.д.)
5. Верификация

Обычно, при расчете углеродного следа рассматриваются 3 приближения

Приближение 1.

Подсчет выбросов парниковых газов (ПГ) ограничивается только промышленной площадкой предприятия. Это могут быть непосредственные выбросы из труб вследствие сжигания ископаемого топлива и выбросы фугитивные, также являющиеся следствием происходящих на площадке процессов (утечка хладонов из холодильников или кондиционеров, например).

Приближение 2.

Учитывается вся электрическая и тепловая энергия, потребленная на промышленной площадке. Электроэнергия определяется, как правило, пересчетом МВт. ч в CO₂-экв. Тепло – через потребленное топливо.

Приближение 3.

Учитываются выбросы парниковых газов вне производственной площадки, не связанные с производством энергии. Например, это выбросы от используемого предприятием транспорта, включая общественный и личный транспорт занятый перевозками работников предприятия. Могут также быть учтены выбросы обусловленные производством используемых компанией материалов. Так, для строительной компании, например, могут быть учтены выбросы при производстве используемого ей цемента и кирпичей. Однако в ряде методик считается, что такой учет не должен входить в углеродный след компании, поскольку это приводит к двойному учету одних и тех же выбросов в общем балансе по стране.

Для очистных сооружений приближение 1 включает:

- ☐ эмиссии парниковых газов в процессе очистки;
- ☐ эмиссии от использования экспортируемого топлива для поддержания процесса очистки;
- ☐ эмиссии от транспортных операций в пределах производственной площадки.

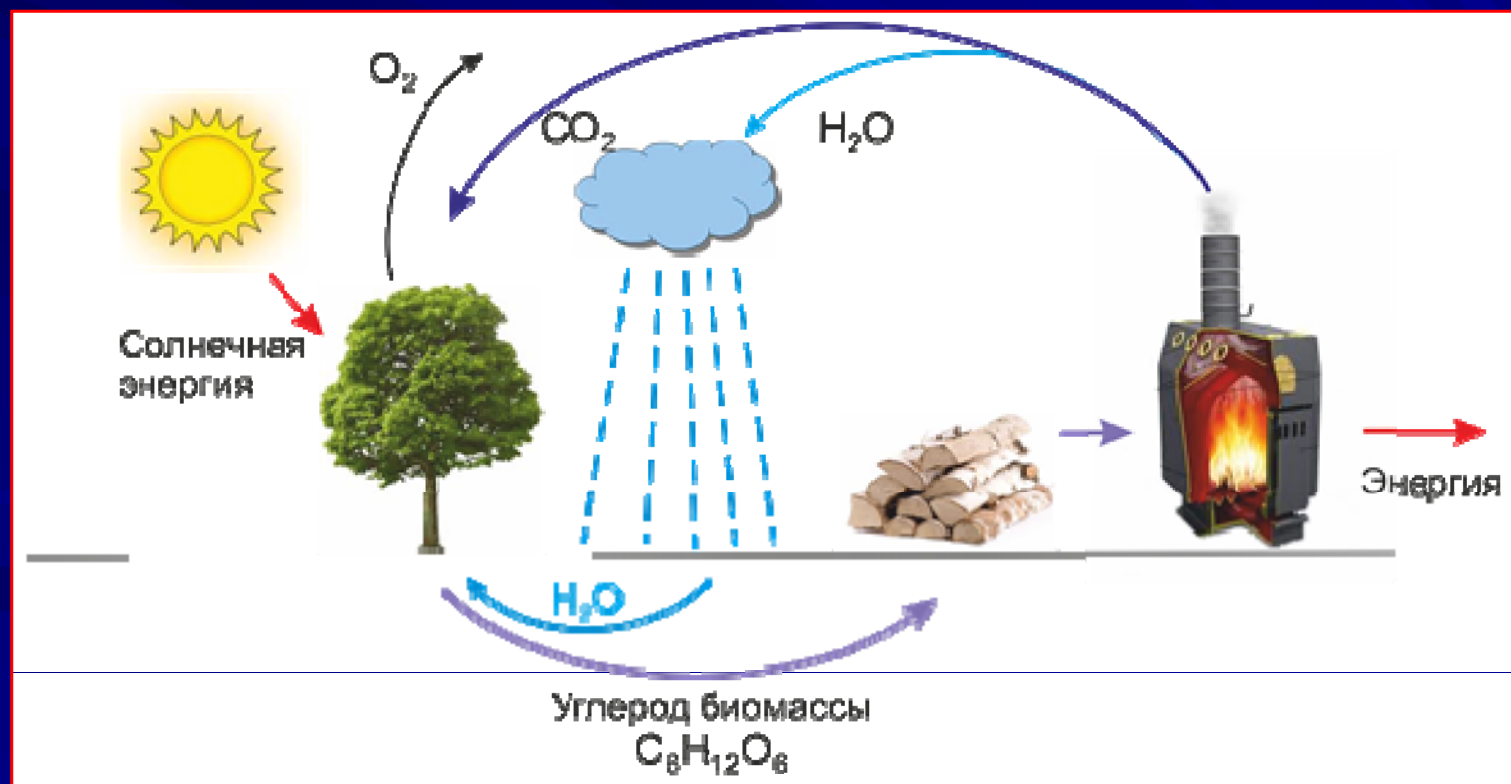
К эмиссиям парниковых газов относятся:

- ☐ эмиссии метана (CH_4) вследствие анаэробных процессов в первичных и вторичных отстойниках;
- ☐ эмиссии закиси азота (N_2O) вследствие процессов нитрификации и денитрификации;
- ☐ эмиссии метана в процессах сбраживания и компостирования осадка, передачи газа по трубам, компостирования, размещения на полигонах.

В приближении 2 учитывается эмиссия парниковых газов при производстве покупаемой предприятием электроэнергии (перекачивание сточных вод, аэрация, освещение производственных помещений и площадки, ультрафиолетовое обеззараживание), а также энергия, произведенная для потребленного тепла, пара, вентиляции, кондиционирования и т.д.

В приближении 3 учитываются все эмиссии парниковых газов не учтенные в приближениях 1 и 2, но связанные с производственным процессом. Это, в первую очередь, транспортировка персонала (личный и общественный транспорт), а также доставка необходимых для очистки сточных вод расходных материалов (химикаты, запчасти). В ряде моделей учитываются также эмиссии парниковых газов при производстве химикатов.

В соответствии с принятыми подходами учета парниковых газов, не учитывается выброс углекислого газа при процессе очистки сточных вод, включая сжигание илового осадка: считается, что тот углерод, который выбрасывается в атмосферу при разложении органики сточных вод, был когда-то, при создании этой органики (продукты питания, древесина) из атмосферы изъят.



Наиболее адекватными из моделей построения углеродного следа являются модели, использующие рекомендации Рамочной конвенции ООН по изменению климата.

Все методологии определения эмиссий ПГ разрабатываются членами Межправительственной группы экспертов по изменению климата (МГЭИК) и проходят обсуждения на сайтах МГЭИК <http://climatechange.ru/node/4>
http://www.ipcc.ch/home_languages_main_russian.shtml#.UMT7IoMfLNg



Рассматриваются три основные
схемы очистки сточных вод:
аэробная, анаэробная и
комбинированная.

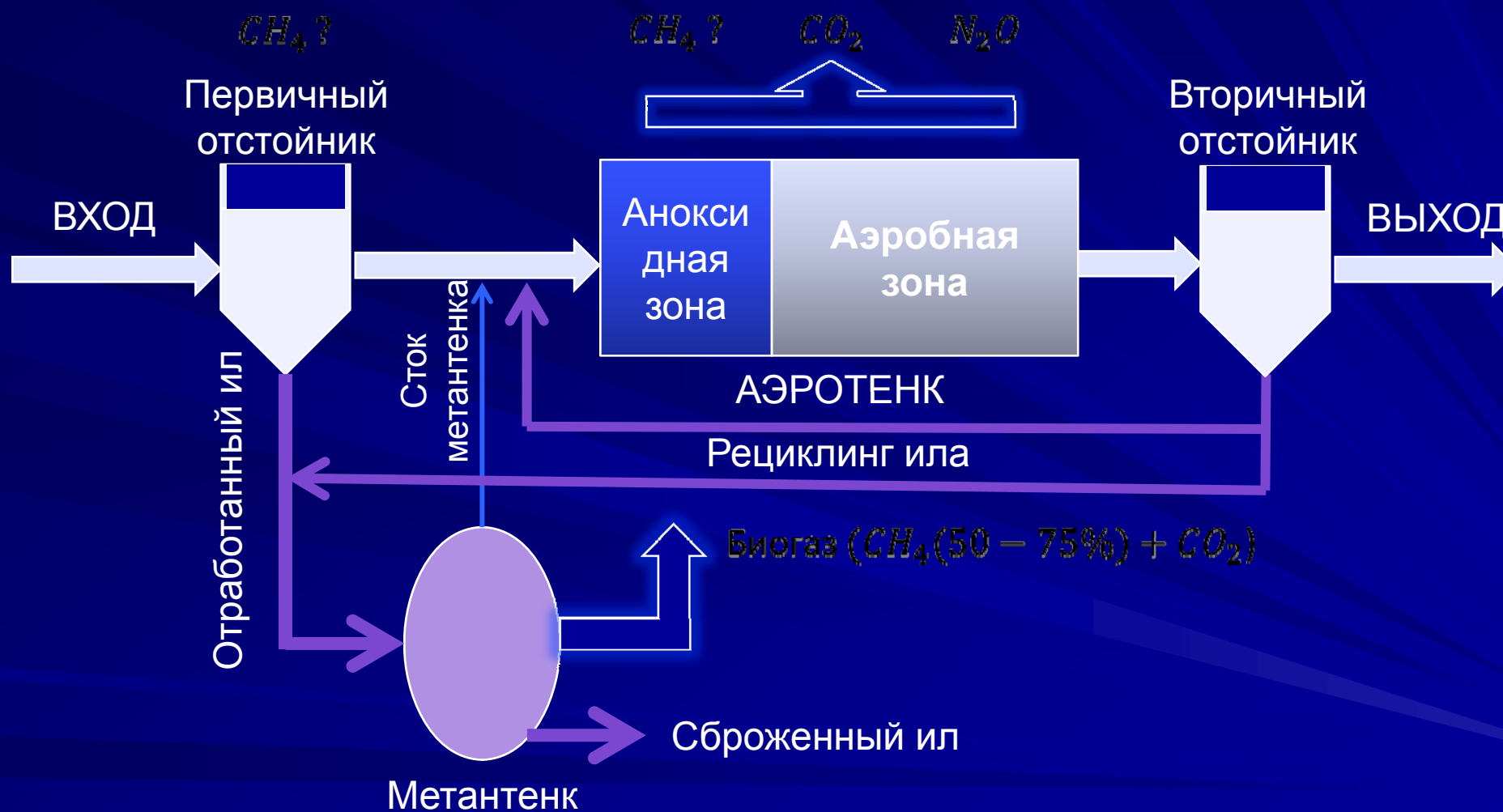


Схема аэробного процесса очистки сточных вод

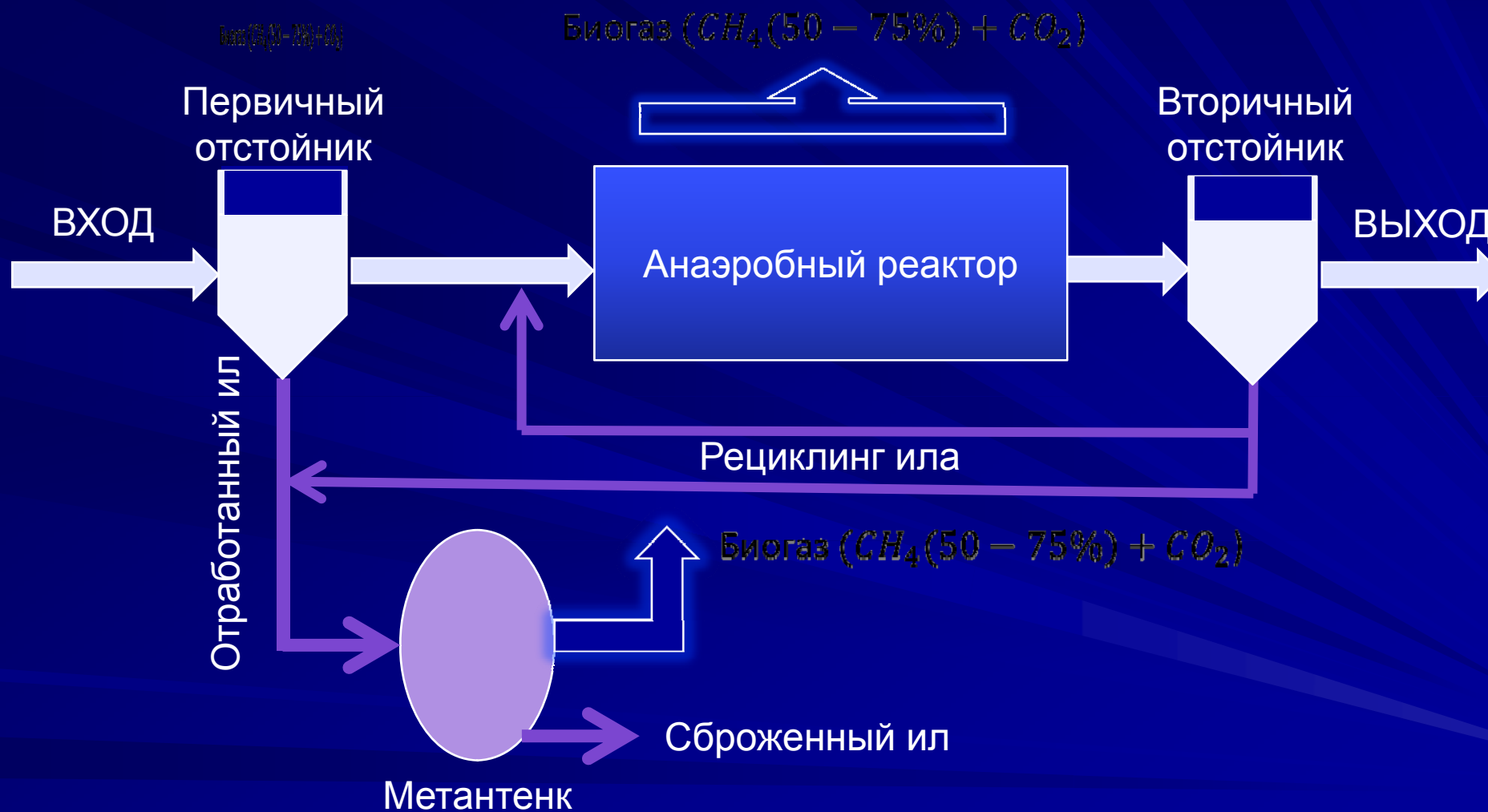


Схема анаэробного процесса очистки сточных вод



Схема комбинированного процесса очистки сточных вод

Эмиссия ПГ вследствие импорта электроэнергии

$$E_{electr,y} = \sum_j C_{electr,j,y} * EF_{electr,j,y}$$

Коэффициенты эмиссии CO₂ по энергосистемам и по России в целом

Год / Энергосистема		2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
$EF_{electr,j,y}$ (тCO ₂ /МВт ч)	Россия	0,617	0,616	0,624	0,642	0,632	0,629	0,640	0,632
	ОЭС Центра	0,576	0,593	0,574	0,614	0,635	0,623	0,614	0,620
	ОЭС Востока	0,661	0,559	0,834	0,968	0,948	0,950	0,969	0,968
	ОЭС								
	Северо- Запада	0,448	0,425	0,419	0,420	0,407	0,397	0,417	0,423
	ОЭС Сибири	1,003	1,006	0,993	0,949	0,955	0,949	0,960	0,954
	ОЭС Юга	0,376	0,352	0,369	0,374	0,379	0,428	0,413	0,373
	ОЭС								
	ОЭС Урала	0,576	0,582	0,609	0,649	0,581	0,564	0,588	0,573

Углеродный след, обусловленный потреблением тепловой энергии от котельной

$$E_{FC,j,y} = \sum_i FC_{i,j,y} * COEF_{i,y}$$

$$COEF_{i,y} = w_{C,i,y} * 44/12$$

$w_{C,i,y}$ — средняя весовая доля
углерода в потребленном
топливе ($FC_{i,j,y}$ тонн)

Для котельной,
расположенной
на площадке

$$E_{CO2,heat,y} = HC_y * \frac{EF_{CO2,i,y}}{\mu_{boiler,i}} * (1 + \delta_{net})$$

HC_y — величина потребленного
тепла на площадке за год (ГДж),

$EF_{CO2,i,y}$ — к-т эмиссии углекислого газа
для топлива кот. (тCO₂-экв. / ГДж),

Для
«внешней»
котельной

Углеродный след, обусловленный потреблением тепловой энергии от ТЭЦ

$$E_{FC,y} = HC_y * \left(\frac{1}{\mu_{heat,l}} + \frac{1}{3,6 * \theta_y * \mu_{electr,l}} \right) * EF_{CO2,l y} * (1 + \delta_{net})$$

Вид топлива	Средняя низшая теплотворная способность ископаемого топлива (ГДж/т)	Коэффициент эмиссии CO2 для ископаемого топлива (тCO2/ГДж)	Коэффициент эмиссии CO2 для ископаемого топлива (тCO2/МВт ч)
Сырая нефть	42,3	0,0733	0,264
Сжиженный природный газ	44,2	0,0642	0,231
Автомобильный бензин	44,3	0,0693	0,249
Авиационный бензин	44,3	0,0700	0,252
Авиационный керосин	44,1	0,0715	0,257
Дизельное топливо (легкое)	43,0	0,0741	0,267
Топочный мазут	40,4	0,0774	0,279
Антрацит	26,7	0,0983	0,354
Бурый уголь (лигнит)	11,9	0,1010	0,364
Кокс	28,2	0,1070	0,385
Природный газ	48,0	0,0561	0,202
ТКО (не биомасса)	10	0,143	0,515
Торф	9,76	0,106	0,382

Углеродный след, обусловленный использованием автомобильного транспорта

**Таблица Расчет эмиссии парниковых газов от
использования автомобильного транспорта на
предприятии**

Использованное в течение года автомобильное топливо одного типа (т или м3)	Средняя низшая теплотворная способность топлива (ГДж/т или м3)	Коэффициент эмиссии CO2 для автомобильного топлива (тCO2/ГДж)	Эмиссия парниковых газов от использования автомобильного транспорта (тCO2)
1	2	3	4
A	B	C	A*B*C

Эмиссии метана при очистке сточных вод

Образование метана с участием метаногенных микроорганизмов идет двумя путями: разложение уксусной кислоты с образованием метана и углекислого газа

$CH_3COOH \rightarrow CH_4 + CO_2$ и восстановление углекислого газа водородом с образованием метана



Образование метана в анаэробных условиях может происходить в достаточно узком диапазоне внешних условий, основными из которых являются температура и кислотность среды (pH). Оптимальными для деятельности метаногенных бактерий являются температуры в диапазоне от 25 до 40 С° и pH в диапазоне от 6,6 до 7,6. При температуре ниже 15 С° и кислотности ниже 6,2 деятельность метаногенных бактерий прекращается.

Образование метана при анаэробном процессе



$$E_{CH_4,wwt,an,y} = (Q_{an,y} * \Delta COD_{an,y} * MCF_{ww}) * B_{ww} * GWP_{CH_4}$$

Где MCF_{ww} — среднегодовой коэффициент конверсии для метана, показывающий часть органического вещества, которая будет преобразована в метан.

B_{ww} — максимальная удельная мощность образования метана в сточной воде, показывающая какое максимальное количество метана будет образовано при заданном уменьшении ХПК (кг CH_4 /кг ХПК), ($B_{ww} = 0,25$)

GWP_{CH_4} — потенциал глобального потепления для метана. ($GWP_{CH_4} = 25$)

$Q_{an,y} * \Delta COD_{an,y}$ — изменение ХПК в анаэробной зоне (т).

$$MCF_{ww} = f_d * f_{T,y}, \text{ где } f_{T,y} = \frac{\sum_{m=1}^{12} f_{T,m} * \Delta COD_{an,m}}{12 * \sum_{m=1}^{12} \Delta COD_{an,m}}$$

$$f_{T,m} = 0, \text{ если } T_m < 283K$$

$$f_{T,m} = \exp\left(\frac{Ea * (T_m - T_1)}{R * T_m * T_1}\right), \text{ если } 283K < T_m < 303K$$

$$f_{T,m} = 1, \text{ если } T_m > 303K$$

Т.е. величина температурного коэффициента не может превышать 1, а при температуре ниже 10°C – принимается равной нулю.

Значения коэффициентов конверсии метана в зависимости от конструкции очистных сооружений

Тип очистных сооружений	MCF_{ww}
Сброс сточных вод без очистки в водоем	0,1
Хорошо организованная аэробная очистка	0,0
Плохо организованная или перегруженная аэробная очистка	0,3
Анаэробное сбраживание осадка без утилизации метана	0,8
Анаэробный реактор без утилизации метана	0,8
Мелкий анаэробный отстойник (глубина менее 2 м)	0,2
Глубокий анаэробный отстойник (глубина более 2 м)	0,8
Септик	0,5

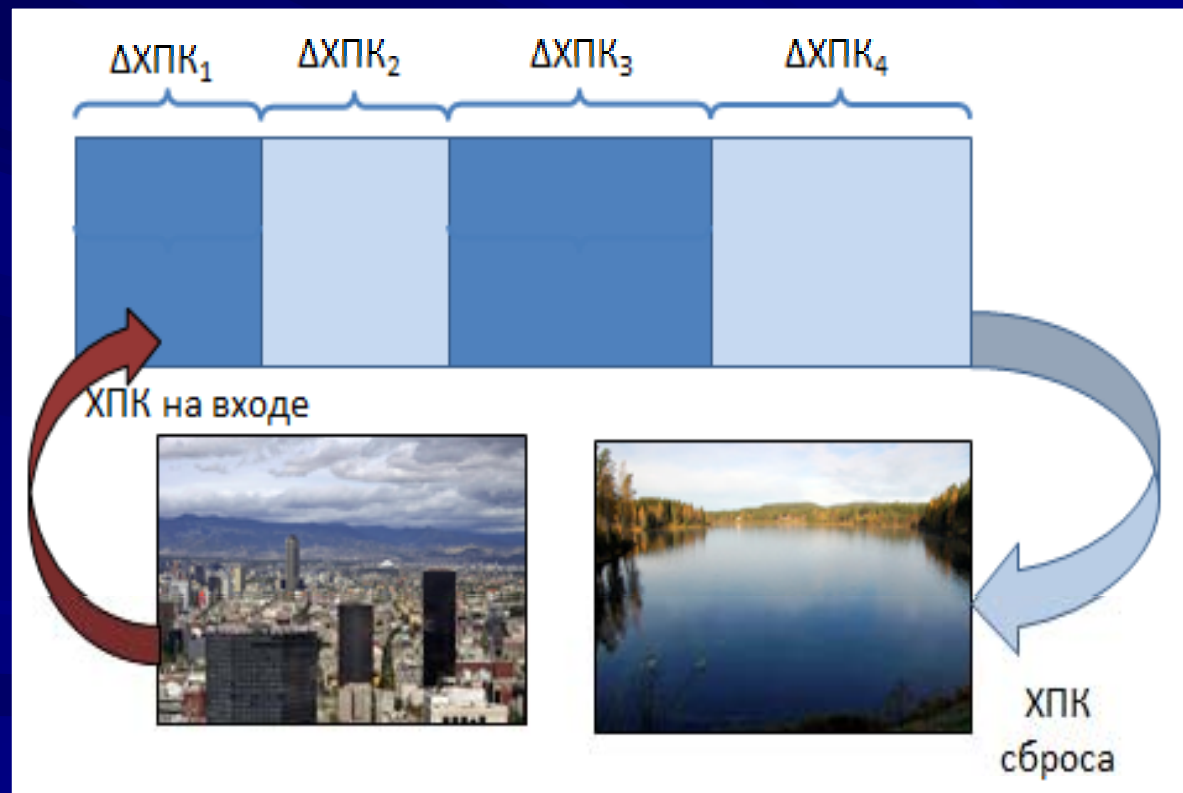
При аэробной очистке для неблагоприятных условий работы станции (перегрузка) коэффициент конверсии метана может возрасти до 0,4

Схема разделения очистных сооружений на

анаэробные



и аэробные зоны



В зоне аэробной очистки эмиссия метана вследствие перегруженности очистных сооружений или плохого управления процессом может быть определена по следующей формуле:

$$E_{CH_4,wwt,a,y} = \sum_{i=1}^{365} \Delta COD_{a,i} * Q_{a,i} * B_{ww} * GWP_{CH_4} * MCF_{ww,o},$$

если коэффициент окисления $OR_i < 0,8$

Здесь $\Delta COD_{a,i}$ — изменение величины ХПК в аэробной зоне

$$E_{CH_4,wwt,a,y} = 0, \text{ если } OR_i \geq 0,8$$

$$OR_i = \frac{\Delta COD_{a,i}}{COD_{in,a,i}}, \text{ где } COD_{in,a,i} \text{ — величина ХПК на входе в аэробную зону.}$$

$MCF_{ww,o}$ на аэробных станциях изменяется в диапазоне от 0 до 0,4 в зависимости от условий работы станции.

Условия (конструктивные и операционные), препятствующие образованию метана, могут быть следующими:

- ❑ При проектировании КОС необходимо обеспечить достаточные скорости потока и не допустить образования «мертвых зон» в отстойниках, аэротенках, осветлителях сточных вод.
- ❑ Следует организовать регулярное удаление сырого ила из первичных отстойников, чтобы избежать его загнивания.
- ❑ На установках с активным илом или биофильтрами следует организовать движение осадка таким образом, чтобы не создавалось пробок, ведущих к застреванию ила внутри сооружения. Недостаток перемешивания в местах скопления осадка приводит к образованию анаэробных зон и выделению метана.

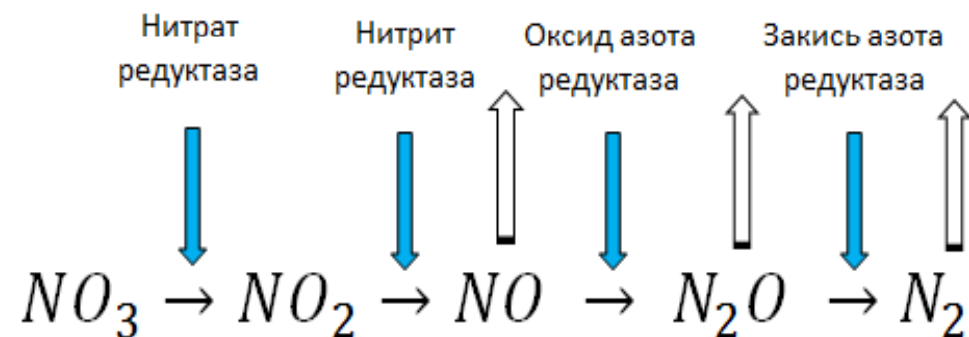
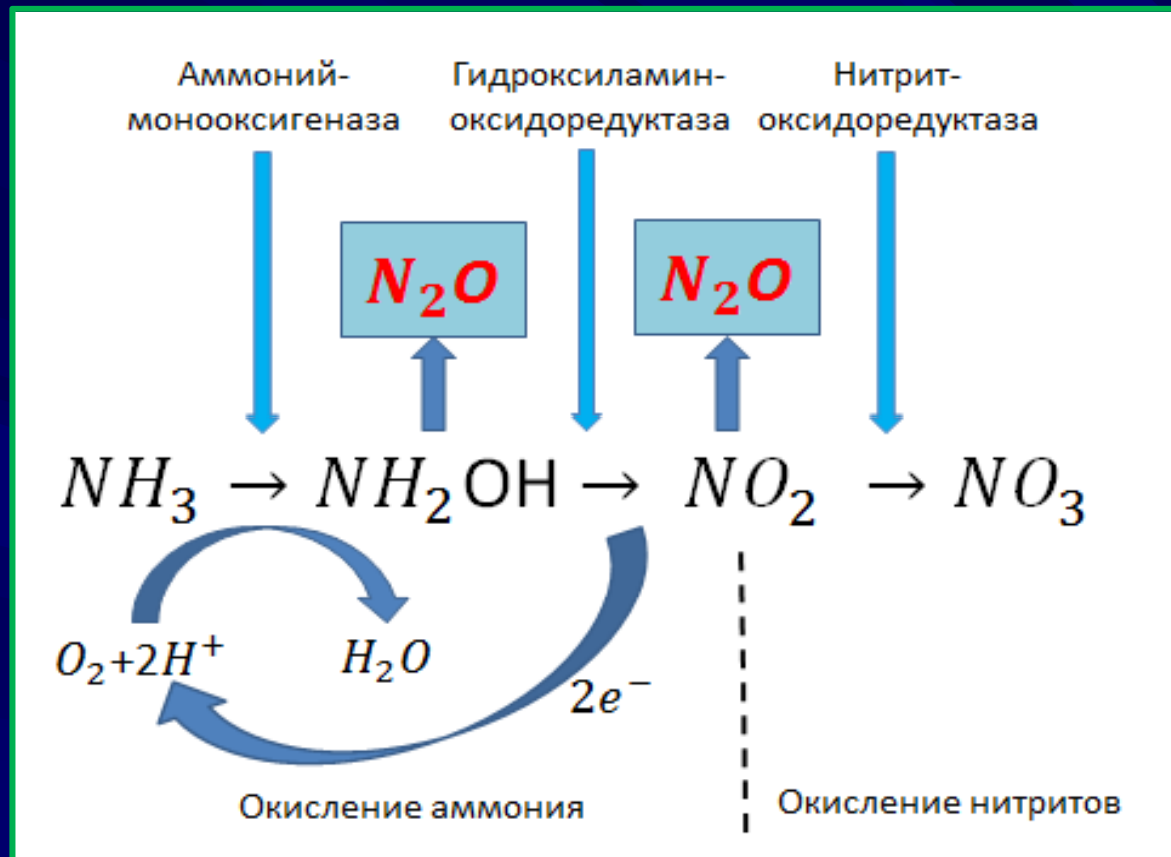
- ❑ Перегруженность КОС ведет к ухудшению гидравлических условий, уменьшению времени гидравлического удержания сточных вод. Это, в свою очередь приводит к недостаточной эффективности очистки. Значительные вариации в интенсивности потока, проходящего через очистные сооружения, усугубляют проблему.
- ❑ Недостаток растворенного кислорода в аэротенках может также привести к загниванию осадка.
- ❑ Вспучивание активного ила и образование хлопьев может привести к микроанаэробным условиям внутри хлопьев и вызвать выделение метана. Чтобы избежать этого, иногда прибегают к химическим добавкам.
- ❑ Частично выделение метана обусловлено его образованием в коллекторе с последующим растворением в сточной воде

Эмиссии закиси азота при очистке сточных вод

В хозяйственно-бытовых сточных водах содержится, в среднем, от 20 до 40 мг/дм³ соединений азота. В основном азот представлен в виде аммиака (NH_3) и ионов аммония (NH_4^+). Кроме того, в сточных водах есть ряд органических веществ, которые в процессе обработки превращаются в аммоний.

Наиболее распространенным способом очистки сточных вод от соединений азота является удаление азотистых соединений в аэрируемом реакторе с активным илом или на биофильтрах. В этом случае азотистые соединения удаляются в процессе нитрификации и денитрификации.

Реакции нитрификации и денитрификации



В том случае, если нитрификация и денитрификация происходят последовательно в одном реакторе, то, (Itokawa H, 2001) до 20-30% аммония могут перейти в N_2O , если величина отношения $X_{ПК}/NO_3-N$ составляет менее чем 3,5. При величине этого отношения равной 5 денитрификация проходила полностью и величина эмиссии N_2O была незначительной.

На хозяйственно-бытовой сточной воде (Wunderlin P, 2012) было показано, что закись азота может превращаться до 4% азота, удаленного из сточной воды, причем основным источником N_2O оказался процесс нитрификации. Концентрация растворенного $N_2O - N$ составила 1,85 мг/дм³. В процессе денитрификации часть растворенной закиси азота в конце аэрации перешла в газообразную форму азота. В работе делается вывод, что регулируя процесс денитрификации можно ограничивать эмиссию N_2O .

Обширное исследование было проведено в 2009-2011 годах в Колумбийском университете. В литературном обзоре, приведенном в данной работе, содержатся данные о том, что из общей нагрузки очистных сооружений по азоту (TKN) до 7% может выделяться в виде газообразной закиси азота и монооксида азота. В работе было исследовано 12 очистных сооружений в США с биологическим (нитрификация – денитрификация) удалением азотистых соединений. Результаты показали, что эмиссия N_2O составила по массе от 0,01% до 1,8% TKN_{tnfl} на входе в очистные сооружения.

В последующей работе эти данные были подтверждены и дополнены цифрами эмиссии N_2O в зависимости от величины ΔTKN_{pr} – значений общего азота, удаленного в процессе очистки. Данная величина составила по массе от 0,01% до 3,3% ΔTKN_{pr} .

С учетом результатов данных работ, формула для расчета эмиссии N_2O выглядит следующим образом:

$$E_{N_2O,wwt,y} = \sum_{i=1}^{12} (Q_{wwt,i} * (TKN_{infl,i} - TKN_{effl,i})) * EF_{N_2O/\Delta N} * \frac{44}{14} * GWP_{N_2O} * 10^{-6}$$

$Q_{wwt,i}$ — объем сточной воды, поступающий на биологическую очистку в течение месяца i

$EF_{N_2O/\Delta N}$ — коэффициент конверсии N_2O (по общему азоту) нормированный на величину удаленного азота в процессе денитрификации. Берется по результатам экспериментов равным $0,035 \pm 0,027$ кг $N_2O/\Delta N$.

GWP_{N_2O} — потенциал глобального потепления для N_2O (298)

Факторы, влияющие на образование закиси азота



Выделение метана при обработке осадка

Количество выделяемого метана зависит от способа обработки осадка. Если иловый осадок захоранивается или где-то размещается для разложения, то используется следующая формула:

$$E_{CH_4,wwt,sl,y} = M_{sl,dry,y} * MCF_{sl} * DOC_{sl,dry} * DOC_F * F * \frac{16}{12} * GWP_{CH_4}$$

Здесь, $M_{sl,dry,y}$ — масса сухого вещества в осадке (т/год),

MCF_{sl} — коэффициент конверсии метана, зависящий от условий размещения осадка,

$DOC_{sl,dry}$ — разлагаемая органическая часть сухого осадка, (0,5 для илового осадка хозяйственно-бытовых сточных вод и 0,257 для промышленных сточных вод).

Выделение метана при обработке осадка

$$E_{CH_4,wwt,sl,y} = M_{sl,dry,y} * MCF_{sl} * DOC_{sl,dry} * DOC_F * F * \frac{16}{12} * GWP_{CH_4}$$

DOC_F — доля разлагаемого органического вещества, превращенного в биогаз. Рекомендованное МГЭИК значение составляет 0,5.

F — доля метана в биогазе. Рекомендованное МГЭИК значение составляет 0,5. Фактически, по данным исследований, доля метана в биогазе выше и составляет 0,6 – 0,75.

$\frac{16}{12}$ — соотношение молярных масс метана и углерода,

GWP_{CH_4} — потенциал глобального потепления для метана

Выделение метана при обработке осадка

Место размещения илового осадка	MCF_{sl}
<u>Анаэробные контролируемые полигоны для размещения твердых отходов.</u> Контролируемое размещение осадка на полигоне с регулированием вымывания и пожаров. Такой полигон должен обладать одним из следующих признаков: покрытие грунтом или иным инертным материалом, механическое уплотнение, выравнивание отходов.	1,0
<u>Полу-анаэробные контролируемые полигоны для размещения твердых отходов.</u> Это также контролируемое размещение осадка на полигоне. Такой полигон должен обладать одним из следующих признаков: покрытие проницаемым материалом, система дренажа фильтрата, регулируемая вместимость, система вентиляции свалочных газов.	0,5
<u>Неконтролируемые полигоны для размещения твердых отходов (глубокие и/или с высоким уровнем грунтовых вод).</u> Это относится к таким полигонам, которые не отвечают приведенным выше критериям контролируемых полигонов и имеют глубину более 5 м и/или высокий уровень грунтовых вод. Например, это относится к случаям, когда отходами заполняют обводненный карьер, пруд или болото.	0,8
<u>Неконтролируемые полигоны для размещения твердых отходов.</u> Это относится ко всем остальным полигонам, которые не отвечают приведенным выше критериям контролируемых полигонов и имеют глубину менее 5 м.	0,4
<u>Неглубокие полигоны для размещения твердых отходов.</u> Это относится ко всем полигонам, не попадающим под перечисленные категории.	0,6

Определение эмиссии метана в случае обработки осадка в новом метантенке

В случае обработке осадка в метантенке и последующего сжигания биогаза для получения тепловой или электрической энергии возможными источниками метана являются утечки из метантенка и трубопроводов и неполное сгорание метана. Последним фактором обычно пренебрегают. В методике МГЭИК предлагается следующая формула:

$$E_{CH_4,wwt,digest,y} = F_{biogas,y} * FL_{biogas,digest} * W_{CH_4,biogas,y} * GWP_{CH_4} * 0,001$$

Где, $F_{biogas,y}$ — количество биогаза, собранное на выходе из метантенка в год (м3),

$FL_{biogas,digest}$ — доля биогаза, который уходит в атмосферу из метантенка. МГЭИК рекомендует величину равную 0,05 м3 биогаза уходящего в атмосферу /на 1 м3 произведенного биогаза,

$W_{CH_4,biogas,y}$ — концентрация метана в биогазе на выходе из метантенка (кгCH₄/м3).

Определение эмиссии метана в случае обработки осадка в новом метантенке

Такой формулой пользоваться неудобно, поэтому было предложено ее изменение с учетом примерной формулы для состава биогаза:

$$Biogas = F * CH_4 + (1 - F) * CO_2,$$

Где F — массовая доля метана в биогазе.

Тогда, для плотности биогаза имеем

$$Density Biogas = (1,963 - 1,249 * F) \frac{kg}{m^3}, \text{ и, окончательно,}$$

$$E_{CH_4,wwt,digest,y} =$$

$$F_{biogas,y} * FL_{biogas,digest} * (1,96 - 1,25 * F) * GWP_{CH_4} * F * 0,001$$

Эмиссия метана вследствие наличия остаточной органики в очищенной сточной воде

Эмиссия метана вследствие попадания в водоем-приемник очищенной сточной воды с остаточной органикой определяется по формуле:

$$E_{CH_4,wwt,effl,y} = B_{ww} * GWP_{CH_4} * MCF_{ww,effl,y} * \sum_{i=1}^{12} (COD_{effl,i} - COD_{norm}) * Q_{effl,i},$$

Где $E_{CH_4,wwt,effl,y}$ — эмиссия метана вследствие попадания разлагаемой органики в водоем-приемник очищенных сточных вод (т CO₂-экв./год),

$MCF_{ww,effl,y}$ — осредненный в течение года коэффициент конверсии метана, показывающий долю органического вещества, которая будет преобразована в метан,

$COD_{effl,i}$ — величина ХПК в очищенной сточной воде, сбрасываемой в водоем-приемник в течение месяца i года у (т/м³ за месяц),

COD_{norm} — нормативная величина ХПК в очищенной сточной воде,

$Q_{effl,i}$ — объем сточной воды, сбрасываемой в водоем-приемник очищенной сточной воды с остаточной органикой (м³ за месяц).

СЖИГАНИЕ ИЛОВОГО ОСАДКА ИЛИ СБРАЖИВАНИЕ?

Для сжигаемого илового осадка расчет эмиссии парниковых газов не производится. Полученная от сжигания осадка тепловая или электрическая энергия вычитается из общих энергетических потребностей предприятия ВКХ.

Однако, учету подлежит дополнительное топливо (природный газ), используемый при сжигании осадка.

Влажность сжигаемого осадка – 78%. Теплотворная способность около 8 ГДж/т.

1 т осадка при сбраживании дает примерно 400 м³ биогаза (около 460 кг). Теплотворная способность биогаза составляет около 0,025 ГДж/м³. Теплотворная способность сброженного осадка уменьшается примерно вдвое до 4 ГДж/т.

Исходя из этого, сжигая биогаз и сброженный осадок, на 1 т осадка можно получить около 12 ГДж энергии, что на 50% больше, чем при сжигании сырого осадка (8 ГДж энергии).

Углеродный след, обусловленный использованием химикатов и расходных материалов при очистке СТОЧНЫХ ВОД

Возможны два подхода к учету данной компоненты углеродного следа.

Подход первый заключается в полной оценке углеродного следа продукта, включая углеродный след производства и углеродный след транспортировки и включения суммарного следа в углеродный след предприятия ВКХ.

При втором подходе «в зачет» предприятия ВКХ идет только углеродный след транспортировки продукта. При этом предполагается, что углеродный след производства химикатов уже был включен в общий углеродный след региона, где продукт был произведен.

Но при проведении сравнений различных предприятий ВКХ по величине углеродного следа следует знать, какие компоненты УС включены в расчет. В том случае, если УС производства химикатов учитываются при проведении бенчмаркинга, то нужно, по меньшей мере, знать велика ли это доля в общем углеродном следе. Кроме того, если при выборе химиката имеется альтернатива, то будет полезным сравнить продукты и по величине углеродного следа.

Приведем (по зарубежным данным) величины энергетических затрат и углеродного следа ряда химикатов, использующихся при очистке сточных вод.

Известь. Энергопотребление при производстве извести составляет в Европе от 3,6 до 7,7 ГДж на тонну продукции, а в Канаде — 7,2 ГДж/т. При этом, связанные с энергетикой эмиссии парниковых газов составляют от 0,2 до 0,4 т CO₂-экв./тонна извести. Эмиссии парниковых газов, связанные с химическим процессом производства извести в Европе составляют 0,8 т CO₂-экв./тонна извести. Итого для Европы величина углеродного следа 1,0–1,2 тCO₂-экв./тонна извести.

Метанол. По данным Института Метанола (США), углеродный след производства метанола на заводах, построенных в начале 2000-х годов, составлял 0,9 – 1.0 т CO₂-экв./тонна метанола. На современных заводах эту величину удалось сократить до 0,54 т CO₂-экв./тонна метанола.

Сульфат алюминия. Величина углеродного следа сульфата алюминия незначительна и составляет, включая добычу бокситов, 0,12 - 0,15 т CO₂-экв./тонна сульфата алюминия

ВЫВОД

Разработанная методика определения углеродного следа очистных сооружений соответствует действующим на 2012 год Рекомендациям МГЭИК, содержит существенные уточнения в части определения специфических для предприятий ВКХ эмиссий метана и закиси азота в процессе очистки сточных вод и утилизации илового осадка.

Методика доведена до расчетных таблиц и сопровождается разделом по мониторингу, где содержится информация о необходимом наборе регистрируемых параметров, необходимых для расчета углеродного следа.

Благодарю за внимание!

Михаил БЕГАК

mbegak@gmail.com

+7 (921) 637-3405