

**Г.К. Лавренченко, А.В. Копытин**Украинская ассоциация производителей технических газов «УА-СИГМА», а/я 271, г. Одесса, Украина, 65026  
e-mail: uasigma@paco.net**А.И. Пятничко**Институт газа НАН Украины, ул. Дегтяревская, 39, г. Киев, Украина, 03113  
e-mail: alexig@ukrpost.net

## ОЦЕНКА ЭНЕРГОЭКОЛОГИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПЕРЕРАБОТКИ БИОГАЗА В КОМПЛЕКСАХ РАЗЛИЧНОЙ СТРУКТУРЫ

*Полигоны твёрдых бытовых отходов (ТБО), представляющие собой биологически возобновляемое сырьё, могут рассматриваться как источники биогаза. Только в Украине ежегодно образуется более 12 млн. т ТБО. В результате анаэробного брожения каждая тонна бытовых отходов ежегодно может выделить 120...200 м<sup>3</sup> биогаза, а все полигоны — 800 тыс. т метана. Существующие полигоны ТБО ухудшают экологическую ситуацию в Украине. Метан как основной компонент биогаза обладает в 21 раз большим парниковым эффектом, чем диоксид углерода. Количество метана, поступающего ежегодно в атмосферу с полигонов ТБО, эквивалентно 16 млн. т CO<sub>2</sub>. Рассмотрены несколько вариантов утилизации биогаза, которые в 6-16 раз позволяют снизить эмиссию CO<sub>2</sub> в окружающую среду при одновременном производстве жидкого низкотемпературного диоксида углерода, КПП, СПГ, электрической и тепловой энергии в зависимости от схемы комплекса. При потреблении комплексом 4000 нм<sup>3</sup>/ч биогаза, содержащего 56 % метана и 40 % CO<sub>2</sub>, автономно можно произвести 550 кг/ч СПГ и 318 кг/ч КПП. При этом эмиссия парниковых газов будет снижена на 88 % или более чем в 8 раз и составит 36,3 тыс. т CO<sub>2</sub>/год вместо 300,6 тыс. т CO<sub>2</sub>/год для одного отдельно взятого полигона.*

**Ключевые слова:** Биогаз. Твёрдые бытовые отходы. Парниковый эффект. Эмиссия. Утилизация. Когенерационная установка. Котельный агрегат. Углекислотная установка. Абсорбция. Десорбция. Моторное топливо. Компримированный природный газ (КПП). Сжиженный природный газ (СПГ). Жидкий низкотемпературный диоксид углерода. Производительность. TEWI-критерий.

**Г.К. Lavrenchenko, A.V. Kopytin, A.I. Piatnichko**

## ESTIMATION OF AN ENERGY ECOLOGICAL EFFICIENCY BIOGAS REPROCESSING IN THE COMPLEXES OF A DIFFERENT STRUCTURE

*The polygons of solid domestic wastes (SDW), which are biologically renewable raw material, can be regarded as a source of biogas. Just in Ukraine annually produce more than 12 million tons of SDW. As a result of anaerobic fermentation of each tone of domestic wastes can allocate annually biogas of 120...200 m<sup>3</sup>, and all polygons — methane of 800 thousand tons. Existing polygons SDW deteriorating environmental situation in Ukraine. Methane as main component of biogas has 21 times more greenhouse effect than carbon dioxide. The quantity of methane entering annually in the atmosphere from polygons SDW, equivalent to 16 million tons of CO<sub>2</sub>. The several variants of biogas utilization, which in the 6-16 times will reduce emission CO<sub>2</sub> into the environment while producing low-temperature liquid carbon dioxide, CNG, LNG, electricity and heat energy in depending on the complex structure are considered. The consumption of a complex of 4000 nm<sup>3</sup>/h of biogas containing 56 % methane and 40 % CO<sub>2</sub>, alone can produce 550 kg/h of LNG and 318 kg/h of CNG. In addition, the emission of greenhouse gases will be reduced by 88 % or more than 8 times and will be 36,3 thousand tons CO<sub>2</sub>/year instead of 300,6 thousand tons CO<sub>2</sub>/year for a single choice polygon.*

**Keywords:** Biogas. Solid domestic wastes. Greenhouse effect. Emission. Utilization. Cogeneration unit. Boiler unit. Carbon dioxide plant. Absorption. Desorption. Motor fuel. Compressed natural gas (CNG). Liquefied natural gas (LNG). Low-temperature liquid carbon dioxide. Capacity. TEWI-criterion.

## 1. ВВЕДЕНИЕ

В конце прошлого века с целью снижения негативного влияния мирового хозяйства на глобальные процессы было принято несколько международных соглашений о регулировании выбросов в атмосферу различных химических веществ. В 1987 г. вступил в действие Монреальский протокол, который направлен на предотвращение разрушения озонового слоя Земли. После его принятия стало ясно, что истощение озонового слоя тесно связано с глобальным потеплением. Результатом явилось появление Киотского протокола (1997 г.), который преследует ограничение выбросов в окружающую среду так называемых парниковых газов. Их негативные влияния предложено оценивать относительным значением потенциала глобального потепления GWP, при определении которого за единицу принимается потенциал диоксида углерода.

У некоторых веществ, например, у хладагента R22 GWP составляет 1600 [1,2]. Это означает, что эмиссия 1 кг R22 будет равноценна эмиссии 1600 кг CO<sub>2</sub>. Несмотря на это Киотским протоколом предусматривается, в первую очередь, контроль за выбросами CO<sub>2</sub>. Объясняется это тем, что они суммарно существенно превышают эмиссию других парниковых газов. Так, только от сгорания ископаемых видов топлива в атмосферу Земли в 2010 г. поступило около 9 Гт диоксида углерода.

Одним из источников эмиссии парниковых газов, таких как диоксид углерода и метан, являются полигоны твёрдых бытовых отходов (ТБО) Украины. Они представляют собой биологически возобновляемое сырьё и могут рассматриваться как источники биогаза — альтернативного вида энергии. В Украине приняты законы, призванные расширить производство и применение альтернативных видов топлива [3], в частности, биотоплива [4], которое изготавливается из биологически возобновляемого сырья (биомассы) и может использоваться в качестве топлива или его компонента.

К биотопливу можно отнести биогаз, источником которого служат органические отходы лёгкой и пищевой промышленности, коммунальные стоки, а также твёрдые бытовые отходы. Первые три из указанных типов отходов перерабатывают в специальных аппаратах для производства биогаза с применением соответствующих микроорганизмов по строго регламентированной технологии [5]. ТБО представляют собой значительно более обширный класс отходов (только в Украине их образуется ежегодно более 12 млн. т), которые традиционно складировались на специальных полигонах.

Полигоны ТБО являются источником биометана. В результате естественных процессов анаэробного брожения каждая тонна бытовых отходов выделяет 120...200 м<sup>3</sup> биогаза [6]. В Украине насчитывается около 4,5 тыс. полигонов ТБО общей площадью более 7,5 тыс. га [7], которые представляют собой значительный ресурс для добычи биометана. С другой стороны, полигоны существенно усугубляют экологическую ситуацию. Указанный объём ежегодно выво-

зимых на полигоны Украины ТБО в процессе анаэробной переработки выделяет приблизительно 800 тыс. т метана (в предположении, что в среднем на каждую тонну ТБО приходится 150 м<sup>3</sup> биогаза). Так как метан обладает в 21 раз большим парниковым эффектом, чем диоксид углерода, то его количество эквивалентно 16 млн. т CO<sub>2</sub>. Сбор и переработка хотя бы части образующегося биогаза позволит внести существенный вклад в борьбу с парниковым эффектом. Кроме этого, контроль за выделением метана практически исключит стихийные возгорания полигонов, при которых в атмосферу попадают особо токсичные вещества — диоксины и фураны.

По ориентировочным подсчётам производительность полигонов по биогазу составляет 350...2400 м<sup>3</sup>/ч, что соответствует 190...1200 м<sup>3</sup>/ч метана. Указанные данные, несомненно, должны учитываться при решении вопросов о целесообразности добычи газа на коммерческой основе [8].

Усреднённые результаты химического анализа биогаза приведены в табл. 1. Они свидетельствуют о достаточно высоком содержании метана (более 50 %) в биогазе, что обуславливает его относительно высокую теплотворную способность в 20-25 МДж/м<sup>3</sup>. Содержание диоксида углерода в нём составляет 40 % об. Кроме этого, в биогазе имеется азот, водяной пар, в некоторых случаях и кислород. Низшая теплота сгорания биогаза указанного в табл. 1 состава — 16315 кДж/кг.

Таблица 1. Компонентный состав биогаза

Наименование	Данные анализа, об. %					
	CH <sub>4</sub>	CO <sub>2</sub>	O <sub>2</sub>	N <sub>2</sub>	H <sub>2</sub> S	H <sub>2</sub> O
Состав биогаза	56	40	—	2,5	—	1,5

Анализ состава биогаза, поступающего из скважин, пробурённых на картах различного времени захоронения ТБО, обнаружил тенденцию к изменению пропорции отдельных газов в биогазе: со временем содержания метана и диоксида углерода несколько уменьшаются, а азота — растут (см. рис. 1). По-видимому, это объясняется снижением деятельности анаэробных бактерий и изменением химического цикла их жизнедеятельности.

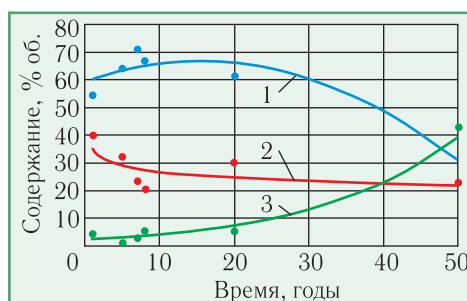


Рис. 1. Содержания газов в биогазе в зависимости от давности захоронения отходов на полигоне ТБО: 1 — CH<sub>4</sub>; 2 — CO<sub>2</sub>; 3 — N<sub>2</sub> [8]

Из рис. 1. видно, что содержание метана в биогазе постепенно увеличивается и сохраняется на уровне более 50 % об. в течение 40 лет эксплуатации полигона ТБО. Однако при строительстве установок по его переработке и использованию, время эксплуатации полигона обычно ограничивается проектными и техническими условиями до 20 лет. После этого необходимо делать переосвидетельствование оборудования и получать разрешение на продолжение его эксплуатации в течение дальнейшего срока. Поэтому при оценке эмиссии  $\text{CO}_2$  в окружающую среду следует принимать во внимание период не более 20 лет, как среднюю величину эксплуатации полигона, когда ещё наблюдается стабильное содержание метана в биогазе, отвечающее срокам и условиям эксплуатации установленного оборудования.

В любом случае, биогаз необходимо добывать из массива полигона с помощью скважин [9,10]. Затем нужно провести его очистку от механических примесей (микрочастиц) с помощью фильтров и осушить, так как газ выходит из скважины при температуре на 10-15 градусов выше атмосферной и при 100 % влажности.

Свалочный газ после предварительной переработки может быть использован для заправки автомобилей, в том числе, перевозящих ТБО. Для этого следует обогатить биометан, убрав диоксид углерода, например, с помощью абсорбции (десорбции). Затем для заправки баллонов автомобилей метан необходимо компримировать или сжижать [10,11].

При наличии вблизи полигона линии электропередачи биогаз, без предварительного обогащения, утилизируется в поршневых ДВС-генераторах. Через трансформаторную подстанцию произведённая электроэнергия передаётся в сеть. Тепло может быть использовано в коммунальном хозяйстве или в производственных целях (в парниковом хозяйстве, при обжиге кирпичей, сушке древесины и т.п.). Необходимо отметить, что высокая температура сгорания богатого метаном биогаза (около 1200 °С) позволяет использовать его в экстремальных технологиях, например, утилизации опасных отходов на территории полигона ТБО.

Кроме этого из образовавшихся продуктов сгорания биогаза можно производить необходимое количество товарного жидкого низкотемпературного диоксида углерода либо  $\text{CO}_2$  более низкого качества — для дальнейшего депонирования.

Утилизация свалочного биогаза позволит значительно улучшить экологическую ситуацию в Украине, а именно снизить выделение парниковых газов, а так же токсичных веществ в окружающую среду.

Объём добычи биогаза на одном полигоне оценивается в среднем от 2400 до 4500 м<sup>3</sup>/ч в зависимости от его заполнения ТБО. В связи с этим актуальным является рассмотрение некоторых энергоэкологических проблем утилизации биогаза с целью производства и использования электроэнергии, теплоты, диоксида углерода и моторного топлива.

Кратко остановимся на основных особенностях

выбора технологий очистки биогаза от  $\text{CO}_2$ , производстве жидкого низкотемпературного диоксида углерода из дымовых газов (продуктов сгорания биогаза), получения СПГ из биогаза как универсального топлива. Затем рассмотрим несколько принципиальных технологических схем утилизации биогаза с одновременной оценкой их энергоэкологической эффективности.

## 2. СНИЖЕНИЕ ЗАТРАТ НА ОЧИСТКУ БИОГАЗА ОТ $\text{CO}_2$

Для очистки дымовых и различных технологических газов от кислых компонентов, в частности, от диоксида углерода, применяют водные растворы аминов [12-15], которые обладают щелочными свойствами и при взаимодействии с кислотами образуют соли. Наиболее часто используются водные растворы моноэтаноламина (МЭА)  $\text{CH}_2\text{OH}-\text{CH}_2-\text{NH}_2$ . При абсорбции диоксида углерода растворами МЭА образуются карбонаты и бикарбонаты. Эти соединения при температуре выше 100 °С диссоциируют с выделением из растворов  $\text{CO}_2$ .

Одним из ключевых моментов извлечения из дымовых газов диоксида углерода и получения товарного продукта является подбор абсорбента, позволяющего значительно улучшить технико-экономические показатели установки в целом.

Рекомендуемая концентрация МЭА в его водном растворе составляет, как правило, 10-20 % масс. В связи с этим степень насыщения диоксидом углерода ограничивается 0,30-0,35 моль  $\text{CO}_2$ /моль МЭА [13]. Кроме того, по сравнению с другими аминами, МЭА имеет наиболее высокую теплоту реакции с  $\text{CO}_2$ , что приводит к существенным затратам на регенерацию, особенно при значительном его содержании в очищаемом газе.

В последние 10-15 лет при проектировании установок аминовой очистки широкое применение находит абсорбент на основе метилдиэтаноламина (МДЭА) [14,16-18]. МДЭА имеет существенное преимущество перед МЭА по многим показателям:

- более низкая коррозионная активность в растворе, что позволяет использовать более концентрированный (до 50 % масс.) раствор и более высокую степень насыщения кислыми (до 0,8, в том числе  $\text{CO}_2$  — до 0,55 моль/моль) и значительно снизить требуемое количество циркулирующего раствора абсорбента;

- более высокая химическая стабильность и, как следствие, значительное снижение деструкции абсорбента на его основе;

- меньшее парциальное давление, что уменьшает потери абсорбента при его регенерации;

- меньшая в 1,35-1,43 раза теплота реакции с  $\text{CO}_2$ , что снижает тепловую нагрузку на процесс регенерации и приводит к существенному уменьшению энергозатрат на его осуществление.

Хотя МЭА и обладает наивысшей скоростью поглощения  $\text{CO}_2$  при низких парциальных давлениях по сравнению с другими аминами, есть ряд факторов, существенно ограничивающих его применение. Прежде

всего, это — потребность в большом количестве тепловой энергии, ограниченная производительность и существенные проблемы с возникающей коррозией. Наличие кислорода в дымовом газе вызывает быструю деградацию МЭА и, в меньшей степени, других аминов. Продукты деградации аминов приводят к интенсификации коррозионных процессов и вызывают существенное ухудшение работы установок в целом. Для исключения негативного влияния кислорода приходится использовать различные ингибиторы.

Кинетика абсорбции  $\text{CO}_2$  смесями водных растворов МЭА и МДЭА подробно рассмотрена и изложена в литературе [19]. В них исследованы процессы поглощения  $\text{CO}_2$  различными аминными смесями, такими как МЭА-МДЭА, МЭА-ДЭА, МЭА-ТЭА, ДИПА-МЭА, МЭА-АМР, МЭА-ДЭА-МДЭА, содержащимися в растворе в разных массовых пропорциях. Температурный диапазон исследований составлял от 15 до 40 °С. При общей концентрации аминов в смеси 30 % масс. наиболее предпочтительной оказалась смесь МДЭА/МЭА в следующих соотношениях 27/3, 25/5 и 23/7 % масс.

Оптимальным, с точки зрения энергетических показателей процесса извлечения  $\text{CO}_2$  из дымовых газов, является абсорбент, состоящий из смеси 40 % метилдиэтанолamina с активирующими добавками и 8-10 % моноэтаноламина [20]. Применение такого раствора для извлечения  $\text{CO}_2$  из дымовых газов вместо раствора на основе МЭА позволит в 1,5 раза уменьшить расходы, связанные с циркуляцией абсорбента, в 3-4 раза снизить нагрузку на кипятильник десорбера и тем самым достичь удельного значения расхода водяного пара 2-3 т/т  $\text{CO}_2$ .

Затраты на извлечение  $\text{CO}_2$  из дымовых газов существенно сказываются на энергетических показателях в целом производства жидкого низкотемпературного диоксида углерода. Эффективность этого производства зависит от многих факторов, при учёте которых можно её существенно повысить [21]. Однако в типовых серийно выпускаемых углекислотных установках для производства  $\text{CO}_2$  из дымовых газов, поставляемых различными мировыми компаниями-производителями, в основном применяют раствор МЭА. В них расход водяного пара на регенерацию раствора абсорбента достигает 4 т/т  $\text{CO}_2$ . В среднем удельные энергозатраты на производство жидкого низкотемпературного диоксида углерода в таких установках составляют 0,34 кВт·ч/кг  $\text{CO}_2$ . Нами для упрощённой оценки потребляемой электроэнергии и водяного пара при производстве жидкого продуктового  $\text{CO}_2$  из дымовых газов будут использоваться приведённые удельные величины.

### 3. ПРОИЗВОДСТВО КПП И СПГ ИЗ БИОГАЗА

Для использования биогаза в качестве топлива необходимо выполнить ряд требований по обустройству свалок с момента их закладки. Заранее могут быть размещены в них газоотводящие перфорированные продукционные пластиковые трубы. Иначе

после засыпки свалки необходимо бурить в ней скважины и монтировать газосборные трубопроводы и коллекторы. Зона действия скважины захватывает расстояние примерно в 20-30 м. Считается эффективным обустройство полигонов объёмом 1 млн т отходов и более [10].

Срок отдачи биогаза с полигонов оценивается в 15-20 лет после их закрытия. В начальной стадии эксплуатации полигона в составе биогаза преобладает диоксид углерода (см. рис. 1). Выход биогаза обычно составляет 120-200 м<sup>3</sup> с 1 т твёрдых бытовых отходов, как уже отмечалось ранее.

Производство и использование метана, получаемого на полигонах, в качестве моторного топлива в виде компримированного (КПП) или сжиженного (СПГ) природного газа будет способствовать улучшению и экологической обстановки [22,23].

СПГ как универсальный энергоноситель обладает следующими преимуществами перед газообразным метаном: более высокая чистота продукта; возможность газификации отдалённых районов или объектов без строительства газопроводов; при переводе автомобильных транспортных средств на газомоторное топливо — равный в сравнении с бензиновым или дизельным двигателем пробег автомобиля; получение СПГ практически в любом месте при наличии биогаза в необходимом количестве; лучшие экологические показатели по сравнению с бензином и дизельным топливом.

Поэтому создание СПГ-установки целесообразно выполнять на базе автомобильной газонаполнительной станции (АГНКС), которая может работать в двух режимах: в режиме выдачи КПП и в режиме наработки СПГ. Об опыте создания такой СПГ-установки подробно излагается в работе [24]. В ней реализуется несложный технологический процесс производства СПГ, основанный на дроссельном цикле высокого давления, который позволяет производить до 500 кг/ч сжиженного природного газа.

Разработчиками для компримирования газа на АГНКС используется стационарная компрессорная установка с компрессорами 2ГМ4-1,3/12-250 завода «Борец», повышающая его давление с 1,2 до 25 МПа. Компрессоры приводятся в действие от асинхронных электродвигателей. Производительность компрессорной установки составляет 750 м<sup>3</sup>/ч. Температура на выходе из неё не превышает 40 °С. Охлаждение компрессоров осуществляется антифризом (тосолом) обратного цикла.

Компримированный до 25 МПа природный газ и осушенный в адсорберах поступает в аккумулятор газа. После него происходит деление газа на компримированный природный газ, направляемый в колонку его выдачи с АГНКС, и ожижаемый поток в установке по производству СПГ.

Предлагаемая технология сжижения природного газа на АГНКС предназначена для малотоннажного производства СПГ, что согласуется с количеством биогаза, образующегося на полигонах ТБО. Данное технологическое решение может быть использовано при организации производства СПГ из биогаза.



При условии большего количества утилизируемого биогаза возможно увеличение производительности СПГ-установки до 1,5 т/ч и более. Опыт создания и разработки таких технологий и установок излагается в [25,26]. Всё это свидетельствует о том, что технология замещения трубопроводного газа регазифицированным из СПГ может пользоваться возрастающим спросом. Такой проект будет характеризоваться высоким коммерческим потенциалом. Наряду с этим возрастает и применение СПГ на транспорте [27], создаются эффективные криобаки [28] и системы для оснащения автотранспорта.

#### 4. TEWI-АНАЛИЗ

При разработке и создании технологий и установок по утилизации биогаза на полигонах ТБО необходимо учитывать как прямое влияние эмиссии самого диоксида углерода на парниковый эффект при его производстве, так и косвенное проявление из-за дополнительных выбросов  $\text{CO}_2$ , связанных с затратами электроэнергии и теплоты на привод оборудования [29].

Для оценки энергоэкологических показателей комплекса по переработке и использованию биогаза можно применять в качестве критерия значение полного эквивалента глобального потепления TEWI (Total Equivalent Warming Impact) [30]. В расширенной трактовке [31] этот критерий может учитывать как энергетические и капитальные затраты при изготовлении и использовании оборудования, так и экологические последствия его работы в составе энергопотребляющего комплекса. Например, для холодильной установки

$$\begin{aligned} \text{TEWI} = & \text{GWP}_x m_x \tau + \text{GWP}_x M_x (1 - \varphi) + \\ & + \text{GWP}_{\text{BA}} M_{\text{BA}} + \beta E \tau + \sum_{i=1}^n \beta E_i, \end{aligned} \quad (1)$$

где  $\text{GWP}_x$ ,  $\text{GWP}_{\text{BA}}$  — потенциал глобального потепления хладагента и вспенивающего агента, соответственно;  $m_x$  — утечка хладагента, кг/год;  $\tau$  — время эксплуатации оборудования, годы;  $M_x$ ,  $M_{\text{BA}}$  — масса хладагента и вспенивающего агента, соответственно, кг;  $\varphi$  — доля утилизируемого хладагента;  $\beta$  — эмиссия  $\text{CO}_2$  при производстве 1 кВт·ч электроэнергии, кг  $\text{CO}_2$ /кВт·ч;  $E$  — мощность эксплуатируемого оборудования, кВт;  $E_i$  — расход электроэнергии на создание отдельных элементов оборудования и всей холодильной установки в целом, кВт·ч.

Однако использовать предлагаемый критерий для проведения TEWI-анализа рассматриваемых здесь комплексов, производящих одновременно электрическую и тепловую энергию, диоксид углерода (парниковый газ), КПГ и СПГ, нельзя, так как он в виде (1) был обоснован для холодильных установок. С учётом особенностей различных вариантов утилизации биогаза и трансформации его в отдельные виды продуктов модифицируем выражение (1) и представим его в следующем виде:

$$\begin{aligned} \text{TEWI} = & \text{GWP}_{\text{CO}_2} G_{\text{CO}_2} \tau + \text{GWP}_{\text{CH}_4} G_{\text{CH}_4} \tau - \\ & - \beta \left( \sum_{i=1}^n E_i - \sum_{j=1}^m E_j \right) - \gamma \left( \sum_{i=1}^n Q_i \right), \end{aligned} \quad (2)$$

где  $\text{GWP}_{\text{CO}_2} = 1$ ,  $\text{GWP}_{\text{CH}_4} = 21$  — потенциалы глобального потепления  $\text{CO}_2$  и  $\text{CH}_4$ ;  $G_{\text{CO}_2}$  — количество  $\text{CO}_2$ , содержащегося в биогазе или в дымовых газах (с учётом утечек или выбросов);  $G_{\text{CH}_4}$  — количество метана в биогазе, а также в КПГ или СПГ;  $\tau$  — время работы оборудования, годы ( $\tau = 15$  лет);  $\beta$  — эмиссия  $\text{CO}_2$  при производстве 1 кВт·ч электроэнергии, кг  $\text{CO}_2$ /кВт·ч ( $\beta = 0,7$ );  $E_i$  — производство электроэнергии в энергетических установках, входящих в состав комплекса, кВт·ч;  $E_j$  — расход электроэнергии в элементах установки, кВт·ч;  $\gamma$  — эмиссия  $\text{CO}_2$  при производстве 1 кВт·ч тепловой энергии, кг  $\text{CO}_2$ /кВт·ч ( $\gamma = 0,3$ );  $Q_i$  — количество выдаваемой теплоты из установки, кВт·ч.

Прокомментируем смысл членов, входящих в состав уравнения (2), и их влияние на полный эквивалент глобального потепления.

Первый член уравнения (2) учитывает эмиссию диоксида углерода, связанную с его производством и применением. Второй — эмиссию  $\text{CH}_4$ , вызванную производством и применением КПГ или СПГ. Третий — эмиссию  $\text{CO}_2$ , вызванную только собственным производством и потреблением электроэнергии при работе комплекса; он не принимает во внимание затраты на создание элементов оборудования и всей установки в целом, как это предлагается в уравнении (1). Данная трактовка позволяет проводить сравнительный анализ различных комплексов, учитывая в них только энергетические затраты при одинаковой производительности по биогазу, что является достаточным в рамках настоящего исследования. Это позволяет не увязнуть в определении косвенного вклада  $\text{CO}_2$  в парниковый эффект, так как различные способы утилизации  $\text{CO}_2$  требуют различных материальных баз. Четвёртый — эмиссию  $\text{CO}_2$ , обусловленную выработкой тепловой энергии с последующей её выдачей потребителю. Это объясняется тем, что при производстве диоксида углерода из продуктов сгорания биометана имеется избыточная теплота, которая может выступать в виде потерь или же выдаваться потребителю в виде технологического потока теплоносителя. Во втором случае эмиссия  $\text{CO}_2$ , связанная с производством теплоты, определяется так, как если бы она была произведена внешним котельным комплексом, сжигающим метан.

Модифицированное нами выражение (2) позволяет рассчитывать значение TEWI-критерия для различных вариантов утилизации биогаза с целью производства жидкого низкотемпературного диоксида углерода, электроэнергии, теплоты, КПГ либо СПГ.

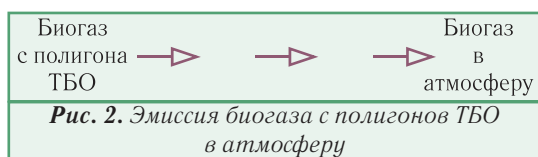
Для оценки энергоэкологической эффективности комплексов по переработке и использованию биогаза рассмотрим несколько их технологических схем.

## 5. РАЗЛИЧНЫЕ ВАРИАНТЫ ПЕРЕРАБОТКИ БИОГАЗА

Для снижения эмиссии биогаза в атмосферу и его полезного использования предлагаются несколько вариантов. Во всех рассматриваемых схемах расход биогаза принят постоянным и равным 4000  $\text{нм}^3/\text{ч}$ . Состав биогаза, поступающего на переработку, соответствует данным табл. 1. Калорийность биогаза составляет 16315  $\text{кДж}/\text{кг}$ . Период времени для оценки эмиссии  $\text{CO}_2$  в атмосферу принят 15 лет. Все расчёты TEWI-критерия выполнялись по уравнению (2).

### 5.1. Эмиссия биогаза при естественном его выделении в атмосферу

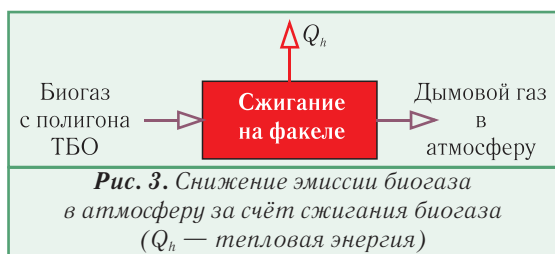
Упрощённая принципиальная схема эмиссии биогаза с полигона ТБО в атмосферу представлена на рис. 2. Данная схема отображает существующую ситуацию с эмиссией биогаза в окружающую среду, когда ничего не делается для его утилизации или переработки.



При таком положении дел (рис. 2) годовая эмиссия  $\text{CO}_2$  в окружающую среду составит 300,6 тыс. т  $\text{CO}_2$ , в течение 15 лет — 4,51 млн. т  $\text{CO}_2$ .

### 5.2. Утилизация биогаза за счёт его сжигания

На рис. 3 представлена наиболее простая схема утилизации биогаза в результате его сжигания на факеле или в котельном агрегате. Сжигание может обеспечить снижение эмиссии парниковых газов в атмосферу. Однако выгоднее было бы использовать теплоту сгорания биогаза, например, в тепличном хозяйстве или изолированных водоёмах для выращивания рыбы, для отопления служебных помещений полигона ТБО и др.



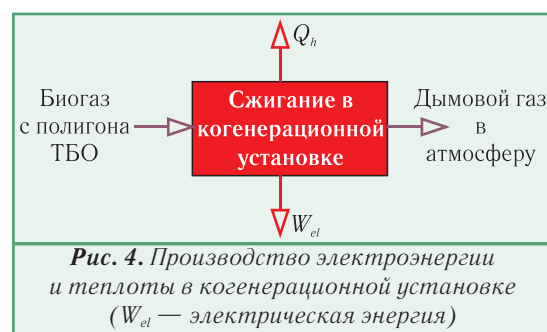
В случае непосредственного сжигания биогаза на факеле и сброса продуктов сгорания в атмосферу годовая эмиссия  $\text{CO}_2$  в окружающую среду составит 61,66 тыс. т  $\text{CO}_2$ , в течение 15 лет — 0,92 млн т  $\text{CO}_2$ .

При условии полного использования теплоты сгорания биогаза в количестве 20,78 МВт годовая эмиссия  $\text{CO}_2$  в окружающую среду снизится до 7,05 тыс. т  $\text{CO}_2$ , в течение 15 лет — 0,11 млн т  $\text{CO}_2$ . В слу-

чае частичного использования теплоты сгорания биогаза величина эмиссии  $\text{CO}_2$  в 15-летний период будет лежать в расчётном интервале значений от 0,11 до 0,92 млн т.  $\text{CO}_2$ .

### 5.3. Производство электроэнергии и теплоты

Одним из эффективных направлений утилизации биогаза является его использование в когенерационной установке для выработки электрической энергии и теплоты. Данный вариант применения свалочного газа становится особенно актуальным при наличии поблизости крупного потребителя электроэнергии, в качестве которого могут выступать как предприятия, так и посёлки городского типа. Принципиальная схема утилизации биогаза при помощи когенерационной установки показана на рис. 4.



При сжигании всего биогаза в количества 4000  $\text{нм}^3/\text{ч}$  когенерационная установка произведёт 7,47 МВт электрической энергии и 8,97 МВт тепловой энергии. При условии полного потребления данных продуктов годовая эмиссия  $\text{CO}_2$  в окружающую среду составит -7,73 тыс. т  $\text{CO}_2$ . Знак минус означает, что при выработке электроэнергии и теплоты на месте добычи биогаза эмиссия  $\text{CO}_2$  в атмосферу будет ниже, чем если бы данное количество теплоты и электроэнергии было произведено на ТЭС за счёт использования различных видов топлива и потерь при транспортировке электроэнергии. Таким образом, производимая из биогаза электроэнергия и теплота обеспечивают «антиэмиссионный эффект».

Однако для реализации такой энергосберегающей и экологически чистой технологии целесообразнее развивать потребляющее производство на месте выработки электроэнергии и теплоты. Тем самым создавать автономное производство, например, жидкого низкотемпературного диоксида углерода из продуктов сгорания биогаза или моторного топлива из биометана, в качестве которого может выступать компримированный природный газ (КПГ).

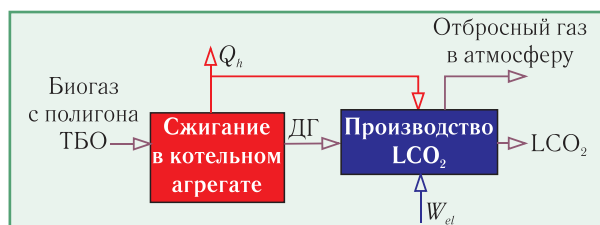
### 5.4. Производство жидкого низкотемпературного диоксида углерода

Одно из направлений утилизации свалочного газа — автономное производство жидкого низкотемпературного диоксида углерода. Причём его можно производить при наличии спроса в регионе на данный продукт, например, в количестве 1 т/ч, либо полностью извлекать  $\text{CO}_2$  из продуктов сгорания биогаза с по-

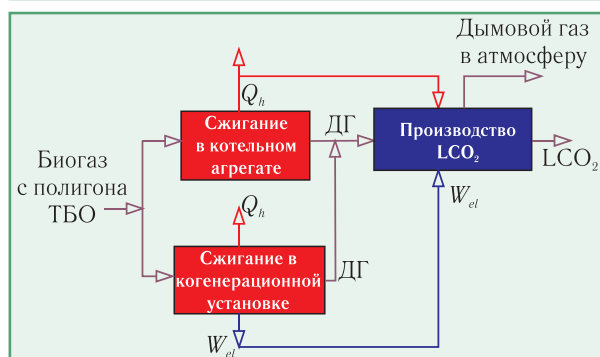
следующим его захоронением, так называемым депонированием.

Во втором случае для депонирования необходимо разрабатывать централизованную систему хранения, накопления, транспортирования, а также закачки  $\text{CO}_2$  в места захоронения с разных объектов и полигонов Украины. Всё это может привести к косвенному увеличению эмиссии  $\text{CO}_2$  в атмосферу, обусловленному дополнительными затратами энергии и энергоносителей.

Проблема целесообразности депонирования  $\text{CO}_2$  рассматривается при утилизации её выбросов с дымовыми газами, отходящими от крупных ТЭС, вырабатывающих не менее 500 МВт электроэнергии. В таком случае имеется и ряд преимуществ, связанных с обеспечением углекислотного комплекса тепловой и электрической энергией по себестоимости, при производительности от 100 до 300 т/ч  $\text{CO}_2$ . Однако и это не гарантирует внедрение таких проектов из-за наличия многих факторов, влияющих на создание данного производства. Развитие этой темы возможно при создании новой ТЭС, в состав которой уже будет включена установка по извлечению  $\text{CO}_2$  из дымовых газов и будет найдено поблизости место его захоронения. Поэтому в вариантных расчётах ограничимся подготовкой  $\text{CO}_2$  к депонированию. Что же касается производства товарного жидкого  $\text{CO}_2$  в малых количествах, то это направление является более актуальным для разработки и внедрения на полигонах ТБО (см. рисунки 5 и 6). На них показаны различные варианты исполнения комплекса для производства жидкого низкотемпературного диоксида углерода, соответственно, с потреблением электроэнергии от сети или с автономным его производством. В обоих случаях диоксид углерода вырабатывается из продуктов сгорания биогаза.



**Рис. 5.** Производство жидкого низкотемпературного диоксида углерода с потреблением электроэнергии: ДГ — дымовой газ;  $\text{LCO}_2$  — жидкий низкотемпературный диоксид углерода



**Рис. 6.** Автономное производство жидкого низкотемпературного  $\text{CO}_2$  из продуктов сгорания биогаза

При работе комплекса по схеме, изображённой на рис. 5, в случае полного извлечения  $\text{CO}_2$  из продуктов сгорания биогаза для дальнейшего его депонирования производительность по  $\text{LCO}_2$  составит 7039 кг/ч, потребляемая электроэнергия от сети  $W_{el}$  — 2,39 МВт, количество используемой тепловой энергии — 16,8 МВт. Годовая эмиссия  $\text{CO}_2$  в окружающую среду примет отрицательное значение (–39,93 тыс. т  $\text{CO}_2$ ).

При использовании схемы, изображённой на рис. 6, в случае полного извлечения  $\text{CO}_2$  из продуктов сгорания биогаза для дальнейшего его депонирования потоки биогаза должны распределяться между котельным агрегатом и когенерационной установкой как 71,64 % к 28,36 %. При этом производительность по  $\text{LCO}_2$  составит 6232 кг/ч, генерируемая и потребляемая электроэнергия  $W_{el}$  — 2,12 МВт, количество произведённой тепловой энергии — 2,54 МВт. Годовая эмиссия  $\text{CO}_2$  в окружающую среду составит минус 51,73 тыс. т  $\text{CO}_2$ .

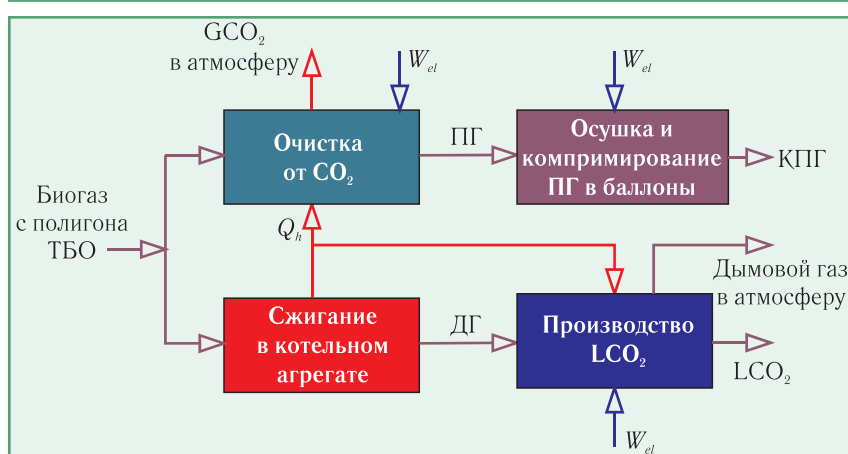
В случае работы установки по схеме, изображённой на рис. 5 и производстве только жидкого низкотемпературного диоксида углерода в количестве 1 т/ч, понадобится 340 кВт энергии от сети. Годовая эмиссия  $\text{CO}_2$  в окружающую среду при условии, что весь произведённый комплексом жидкий диоксид углерода после его применения вернётся в атмосферу, составит 57,47 тыс. т  $\text{CO}_2$ .

### 5.5. Производство КПП и жидкого низкотемпературного диоксида углерода из биогаза

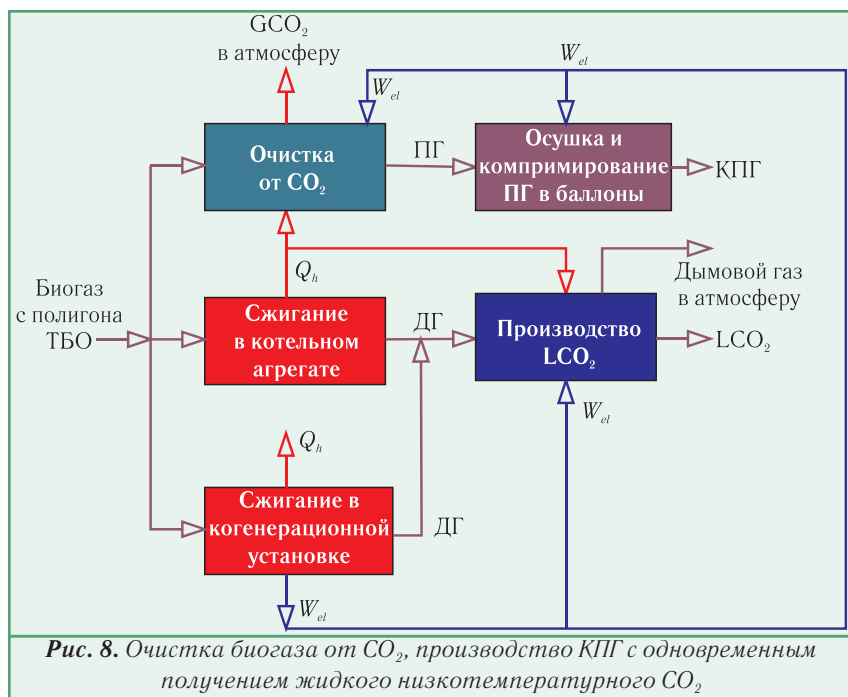
Производство моторного топлива — более актуальная задача при разработке схемных решений использования биогаза. Для производства КПП необходима очистка исходного биогаза от  $\text{CO}_2$  с последующей сушкой и компримированием до высокого давления в баллоны. При этом реализуются типовые циклы работы автомобильных газонаполнительных компрессорных станций (АГНКС).

Производить жидкий низкотемпературный диоксид углерода целесообразно из продуктов сгорания биогаза, который частично будет расходоваться в котельном агрегате для выработки водяного пара, а не из извлечённого  $\text{CO}_2$  из потока биогаза на стадии его очистки. В этом случае  $\text{LCO}_2$  будет более высокого качества, позволяющего использовать его даже в пищевых технологиях. Водяной пар необходим для процесса регенерации раствора абсорбента после поглощения  $\text{CO}_2$  из биогаза. При этом весь извлечённый газообразный диоксид углерода из биогаза планируется сбрасывать в атмосферу.

Производство жидкого низкотемпературного диоксида углерода, как отмечалось, будет организовано из дымовых газов, отходящих от котельного агрегата. Поток биогаза в этом случае будет разделён на две части. Одна часть биогаза будет использоваться для производства КПП, другая часть — жидкого низкотемпературного  $\text{CO}_2$ . Блок-схема утилизации биогаза с одновременным производством КПП и жидкого  $\text{CO}_2$  изображена на рис. 7.



**Рис. 7.** Очистка биогаза от  $CO_2$  и производство КПГ с одновременным получением жидкого низкотемпературного  $CO_2$  при потреблении электроэнергии от сети: ПГ — природный газ



**Рис. 8.** Очистка биогаза от  $CO_2$ , производство КПГ с одновременным получением жидкого низкотемпературного  $CO_2$

Для работы комплекса по схеме, представленной на рис. 7, необходимо 62,15 % потока биогаза направлять на очистку от  $CO_2$ , а 37,85 % — на сжигание в котельный агрегат. Производительность по КПГ — 1000 кг/ч при давлении 25 МПа, производительность по  $LCO_2$  — 1473 кг/ч. Суммарная потребляемая мощность  $W_{el}$  составит 900 кВт, из которых 500 кВт расходуется на очистку биогаза от  $CO_2$  и производство жидкого низкотемпературного диоксида углерода, 390 кВт — на обеспечение работы АГНКС, 10 кВт — на привод вспомогательного оборудования. Тепловая энергия производится в котельном агрегате и потребляется на месте в количестве 7,87 МВт.

Годовая эмиссия  $CO_2$  в окружающую среду данным комплексом составит минус 16,33 тыс. т  $CO_2$ . При условии, что весь произведённый жидкий диоксид углерода после его применения вернётся в атмосферу, а продукты сгорания КПГ после его использования в автотранспорте также поступят в окружающую среду, годовая эмиссия  $CO_2$  составит 18,95 тыс. т  $CO_2$ .

Как видно из рис. 7, для обеспечения работы комплекса необходимо потреблять электроэнергию от сетей. В случае невозможности подвода необходимого количества электроэнергии её можно произвести на месте. В таком случае в существующую схему комплекса следует добавить когенерационную установку. При этом будет организовано автономное производство КПГ и жидкого низкотемпературного диоксида углерода, как показано на рис. 8.

В случае автономного производства КПГ и жидкого  $CO_2$  из биогаза в комплексе произойдёт следующее перераспределение потоков биогаза между установками, входящими в её состав: абсорбционно-десорбционная установка (очистка биогаза от  $CO_2$ ) — 62,15 %; котельный агрегат (производство водяного пара) — 28,97 %; когенерационная установка (выработка электроэнергии и теплоты) — 8,88 %. При этом жидкий низкотемпературный диоксид углерода будет производиться в количестве 700 кг/ч в углекислотной установке из дымовых и выхлопных газов, отходящих от котельного агрегата и когенерационной установки. Производительность по КПГ останется прежней — 1000 кг/ч.

Дополнительный эффект от реализации такой схемы комплекса будет заключаться в снижении эмиссии  $CO_2$  на крупных ТЭС для производства необходимого количества электроэнергии и теплоты.

Годовая эмиссия  $CO_2$  в окружающую среду данным комплексом (рис. 8) составит 11,17 тыс. т  $CO_2$ . При условии, что весь произведённый жидкий диоксид углерода после его применения вернётся в атмосферу, а продукты сгорания КПГ после его использования в автотранспорте также поступят в окружающую среду, годовая эмиссия  $CO_2$  составит 39,68 тыс. т  $CO_2$ .

### 5.6. Производство СПГ и КПГ

Биогаз более чем на 50 % состоит из метана, который можно использовать в качестве моторного топлива в виде КПГ или СПГ. Для этого вначале необходимо произвести очистку биогаза от  $CO_2$ , а затем его осушку и ожижение. Обратный поток из ожижителя метана нужно дополнительно компримировать и выдавать в виде КПГ. Для обеспечения автономности всех реализуемых процессов следует применять когенерационную установку совместно с котельным агре-



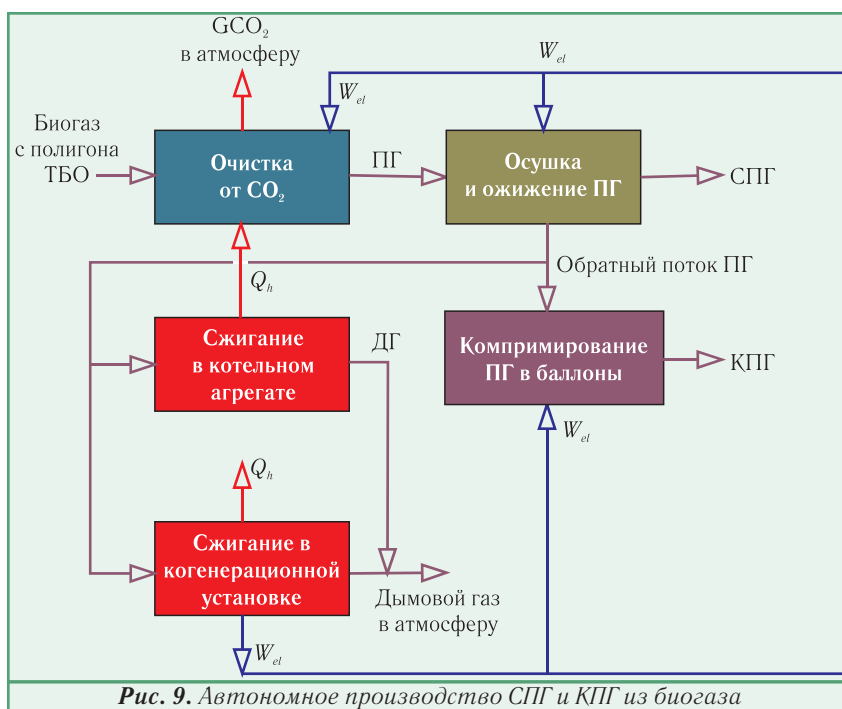


Рис. 9. Автономное производство СПГ и КПП из биогаза

гатом, обеспечивающим теплом процесс извлечения  $\text{CO}_2$  из биогаза.

Особенностью предлагаемого варианта комплекса является то, что весь поток биогаза направляется на очистку от  $\text{CO}_2$ , компримирование, осушку и ожижение метана с целью увеличения производительности по СПГ. Затем обратный поток из ожижителя метана целесообразно использовать частично для закачки его в баллоны и частично для обеспечения автономности реализуемых в комплексе процессов.

Структура комплекса, представленная на рис. 9, предполагает выработку электрической и тепловой энергии на месте с одновременным переводом биогаза в СПГ и КПП. Причём более эффективно установку можно эксплуатировать в режиме производства СПГ как универсального продукта, который затем легко накапливается и транспортируется в изотермических ёмкостях.

Расход биогаза принят, как и ранее,  $4000 \text{ м}^3/\text{ч}$ . Весь биогаз поступает на очистку от  $\text{CO}_2$  в абсорбционно-десорбционную установку. После этого поток с расходом  $1610 \text{ кг}/\text{ч}$  подаётся в СПГ-установку для производства  $550 \text{ кг}/\text{ч}$  СПГ при давлении  $0,3 \text{ МПа}$  (с содержанием метана не менее  $99,66 \%$  об. и азота —  $0,34 \%$  об.), работающей по простому дроссельному циклу высокого давления, предложенному в [24].

Из СПГ-установки обратный поток выходит в количестве  $1060 \text{ кг}/\text{ч}$ . Первая часть этого потока с расходом  $574 \text{ кг}/\text{ч}$  подаётся в котельный агрегат для производства  $7 \text{ МВт}$  теплоты, необходимой для регенерации раствора абсорбента, обеспечивающего процесс очистки биогаза от  $\text{CO}_2$ . Вторая часть потока  $318 \text{ кг}/\text{ч}$  направляется на компримирование до высокого давления  $25 \text{ МПа}$  и закачку в баллоны в виде КПП, содержащего  $89,54 \%$  об. метана и  $10,46 \%$  об. азота. Третья часть потока ( $168 \text{ кг}/\text{ч}$ ) используется в когенерационной установке, вырабатывающей  $750 \text{ кВт}$

электрической энергии и  $900 \text{ кВт}$  теплоты. За счёт этого обеспечивается автономность работы всего комплекса установок. Извлечённый диоксид углерода из биогаза, а также продукты сгорания ПГ — дымовые газы сбрасываются в атмосферу. В результате переработки свалочного газа его калорийность повышается: исходный биогаз имел —  $16315 \text{ кДж}/\text{кг}$ , а полученные КПП —  $43871 \text{ кДж}/\text{кг}$  и СПГ —  $49754 \text{ кДж}/\text{кг}$ .

Годовая эмиссия  $\text{CO}_2$  в окружающую среду данного комплекса (рис. 9) составит  $16,27 \text{ тыс. т } \text{CO}_2$ . При условии, что весь произведённый КПП и СПГ после его использования, т.е. сжигания, перейдёт в окружающую среду, годовая эмиссия повысится до  $36,3 \text{ тыс. т } \text{CO}_2$ .

Снижение эмиссии парниковых газов в атмосферу может происходить из-за перевода крупногабаритного транспорта, тяжёлой техники на природный газ. Особенно актуально это для мусоровозов, которые обслуживают полигоны ТБО. Заправку мусоровозов КПП можно осуществлять непосредственно на полигоне при помощи данного комплекса, который, перерабатывая биогаз, производит высококалорийное топливо. Благодаря этому снижается расход предприятия на заправку мусоровозов дизельным топливом или бензином. Перевод мусоровозов на КПП позволит также улучшить экологическую ситуацию в регионе за счёт снижения эмиссии парниковых газов, содержащихся в выхлопных газах мусоровозов, обслуживающих свои территории. Кроме этого, снизится эмиссия  $\text{CO}_2$  в связи с выработкой тепла и электроэнергии на месте в когенерационной установке.

## 6. ЭНЕРГОЭКОЛОГИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ УТИЛИЗАЦИИ БИОГАЗА

Проведём энергоэкологический анализ эффективности рассмотренных выше схем установок по утилизации биогаза в количестве  $4000 \text{ м}^3/\text{ч}$ . Результаты расчётов TEWI-критерия в соответствии с модифицированным нами уравнением (2) представим в виде табличных данных (см. табл. 2).

Полученные результаты (табл. 2) показывают, что можно практически полностью сократить выбросы парниковых газов в атмосферу за счёт производства собственной электрической и тепловой энергии в когенерационной установке (вариант 4, табл. 2) при условии их полного потребления. При реализации такого проекта нужно учитывать ряд взаимовлияющих факторов.

Перспективным является вариант 3, в котором предусматривается использование большого объёма теплоты. В этом случае эмиссию  $\text{CO}_2$  в атмосферу

Таблица 2. Значения TEWI-критерия комплексов по переработке биогаза

№.№ п.п.	Варианты переработки биогаза	TEWI		Сниже- ние эмис- сии, %
		1 год, тыс. т CO <sub>2</sub>	15 лет, млн т CO <sub>2</sub>	
1	Существующие выбросы биогаза в атмосферу (рис. 2)	300,6	4,51	—
2	Сжигание биогаза на факеле и сброс продуктов сгорания в атмосферу (рис. 3)	61,66	0,92	79,5
3	Сжигание биогаза в котельном агрегате с полезным использованием теплоты сгорания и сбросом продуктов сгорания в атмосферу (рис. 3)	7,05	0,11	97,7
4	Производство электроэнергии и теплоты в когенерационной установке (рис. 4)	-7,73*	-0,12*	102,6
5	Производство 1 т/ч жидкого низкотемпературного CO <sub>2</sub> с питанием от сети (рис. 5)	48,71	0,73	83,8
6	Полное извлечение CO <sub>2</sub> из продуктов сгорания биогаза для его последующего захоронения с питанием от сети (рис. 5)	-39,93**	-0,60**	113,3
7	Автономное извлечение CO <sub>2</sub> из продуктов сгорания биогаза для его последующего захоронения (рис. 6)	-51,73**	-0,78**	117,2
8	Производство КПП и жидкого товарного CO <sub>2</sub> с питанием от сети (рис. 7)	18,95	0,28	93,7
9	Автономное производство КПП и жидкого товарного CO <sub>2</sub> (рис. 8)	39,68	0,60	86,8
10	Автономное производство КПП и СПГ с эмиссией CO <sub>2</sub> в атмосферу (рис. 9)	36,30	0,54	87,9

**Примечания:** \*) Знак «минус» означает производство экологически чистой электрической и тепловой энергии, не вызывающее эмиссию CO<sub>2</sub> в атмосферу, а наоборот, создающее антиэмиссионный эффект. \*\*) Знак «минус» означает, что в результате захоронения CO<sub>2</sub> исключается его эмиссия в атмосферу.

можно снизить на 98 %, т.е. почти в 43 раза по сравнению с существующей. Поэтому даже использование меньшего количества теплоты сгорания биогаза даст возможность существенно сократить выбросы парниковых газов.

Простое сжигание всего биогаза на факеле позволит уменьшить эмиссию CO<sub>2</sub> почти на 80 %, т.е. в 5 раз (вариант 2). Однако целесообразнее производить товарные продукты из биогаза при использовании его эксергии, такие как жидкий низкотемпературный диоксид углерода, моторное топливо — компримированный и/или сжиженный природный газ (варианты 5, 8-10). Это позволит снизить срок окупаемости комплекса по утилизации биогаза и в последующем приносить прибыль.

На наш взгляд, наибольший интерес представляет вариант 10, в котором организуется автономное производство из биогаза СПГ (как универсального продукта с точки зрения хранения и транспортирования) и КПП. При потреблении комплексом 4000 м<sup>3</sup>/ч биогаза он автономно сможет произвести 550 кг/ч СПГ и 318 кг/ч КПП. Это позволит перевести автомобильный парк предприятия на КПП, а СПГ реализовывать как продукт в местах его потребления. При этом эмиссия парниковых газов будет снижена на 88 % (более чем в 8 раз) и составит 36,3 тыс. т CO<sub>2</sub>/год вместо 300,6 тыс. т CO<sub>2</sub>/год.

## 7. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В Украине насчитывается около 4,5 тыс. полигонов ТБО общей площадью более 7,5 тыс. га, которые представляют собой значительный ресурс для добычи биометана. С другой стороны, полигоны создают ре-

альную экологическую проблему, связанную с эмиссией в атмосферу значительных объемов метана — парникового газа. Сбор и утилизация хотя бы части образующегося на полигонах ТБО биогаза позволит снизить парниковый эффект.

Анализировались различные варианты использования продуктов переработки биогаза с оценкой их экологических последствий. Самый простой вариант — утилизация всего добываемого биогаза путем его сжигания со сбросом образующихся газов в атмосферу позволит почти в 5 раз снизить вклад полигона ТБО в парниковый эффект. Другой крайний вариант — извлечение всего количества диоксида углерода из продуктов сгорания биогаза и его последующее сжижение. Получаемый при этом низкотемпературный жидкий CO<sub>2</sub> может депонироваться. Однако оценку всех экологических последствий этого варианта не проводили, так как нет ясности, каким образом и с какими затратами будет депонироваться CO<sub>2</sub>.

Интерес должны представлять комплексы с включенными в их состав установками для производства электрической и тепловой энергии, КПП и СПГ. Такая переработка биогаза не только будет снижать парниковый эффект, но и обеспечивать прибыльность комплексов.

## ЛИТЕРАТУРА

1. Глобальное потепление: Доклад Гринпис/ Под ред. **Дж. Легетта**. Перевод с англ. — М.: Изд-во МГУ, 1993. — 272 с.
2. **Маклаллэн Дж.Т.** Холодильная техника и окружающая среда. Проблемы и стратегия будущего// Холодильная

техника. — 2000. — № 3. — С. 1-4.

3. Закон України № 1391-14 від 19.06.2009 «Про альтернативні види палива».

4. Закон України № 1391-17 від 21.05.2009 «Про внесення змін до деяких законів України щодо сприяння виробництву та використанню біологічних видів палива».

5. Биомасса как источник энергии/ Под ред. **С. Соуфера, О. Заборски**. — М: Мир, 1985. — 368 с.

6. **Пятничко А.И., Баннов В.Е.** Утилизация биогаза закрытых полигонов ТБО// Экология плюс. — 2009. — № 4. — С. 12-14.

7. **Бондаренко Б.І., Жовтянський В.А.** Проблема утилізації твердих побутових відходів та знешкодження небезпечних відходів в Україні: Від проекту концепції — до державної науково-технічної програми// Энерготехнологии и ресурсосбережение. — 2008. — № 4. — С. 63-69.

8. **Пятничко А.И., Жук Г.В., Баннов В.Е.** Результаты обследования полигонов ТБО Украины для установления объёмов добычи и состава биогаза// Технические газы. — 2010. — № 2. — С. 63-66.

9. **Гелетуа Г.Г., Марценюк З.А.** Обзор технологий добычи и использования биогаза на свалках и полигонах твердых бытовых отходов и перспективы их развития в Украине// Экологические и ресурсосбережение. — 1999. — № 4. — С. 6-14.

10. **Крушневич Т.К., Пятничко А.И.** Извлечение метана из биогаза полигонов и подача его в магистральный газопровод// Технические газы. — 2006. — № 3. — С. 41-43.

11. Разработка технологических комплексов для производства моторных газовых топлив из генераторного газа/ **Е.И.Сухин, А.И.Пятничко, Т.К.Крушневич, Г.К.Лавренченко, А.В. Копытин**// Технические газы. — 2008. — № 2. — С. 22-30.

12. Очистка технологических газов/ **Т.А.Семенова, И.Л. Лейтес, Ю.В. Аксельрод и др.** — М.: Химия, 1977. — 488 с.

13. **Бекиров Т.М.** Промысловая и заводская обработка природных и нефтяных газов. — М.: Недра, 1980. — 293с.

14. **Бутина Н.М., Широкова Г.С.** Эффективное использование аминных ресурсов — ключ к рентабельности производства// Газовая промышленность. — 2006. — № 9. — С. 95-97.

15. **Пименова Т.Ф.** Производство и применение сухого льда, жидкого и газообразного диоксида углерода. — М.: Легкая и пищевая пром-сть, 1982. — 208 с.

16. Исследование физико-химических свойств модифицированного МДЭА-абсорбента для тонкой очистки синтез-газа от диоксида углерода в производстве аммиака/ **И.Л. Лейтес, А.К. Аветисов, Н.В. Язвикова и др.**// Химическая промышленность сегодня. — 2003. — № 1. — С. 34-36

17. **DuPart M.S., Rooney P.C., Vasop T.R.** Comparing laboratory and plant data for NDEA/DEA blends//

Hydrocarbon processing. — 1999. — № 4. — P. 81-86.

18. **Пятничко А.И., Иванов Ю.В., Крушневич Т.К.** Оптимизация состава абсорбентов вода-амины установки извлечения биометана из биогаза// Технические газы. — 2010. — № 3. — С. 23-26.

19. Kinetics of the Absorption of CO<sub>2</sub> into Mixed Aqueous Loaded Solutions of Monoethanolamine and Methyldiethanolamine/ **Naveen Ramachandran, Ahmed Aboudheir, Raphael Idem, and Paitoon Tontiwachwuthikul**// Ind. Eng. Chem. Res. — 2006. — V. 45. — No 8. — P. 2608-2616.

20. Оптимизация состава абсорбента «амины-вода» узла извлечения CO<sub>2</sub> из дымовых газов/ **Г.К.Лавренченко, А.В.Копытин, А.И.Пятничко, Ю.В.Иванов**// Технические газы. — 2011. — № 1. — С. 31-40.

21. **Лавренченко Г.К., Копытин А.В.** Эффективность производства газообразного диоксида углерода и азота из дымовых газов с использованием процессов абсорбции-десорбции// Технические газы. — 2004. — № 3. — С. 8-17.

22. **Лавренченко Г.К.** Обсуждаются актуальные проблемы производства и использования КПГ и СПГ// Технические газы. — 2010. — № 4. — С. 2-17.

23. **Лавренченко Г.К.** Что сдерживает более широкое использование природного газа как моторного топлива?// Технические газы. — 2010. — № 5. — С. 2-10.

24. **Попов Н.А., Белов М.Б.** Создание установок сжижения природного газа и внедрение эффективных СПГ-технологий// Технические газы. — 2010. — № 4. — С. 54-57.

25. **Безруков К.В., Довбиш А.Л., Передельский В.А.** Блочная установка ожижения природного газа производительностью 1,5 т/ч// Технические газы. — 2008. — № 3. — С. 64-67.

26. Современные технологии сжижения природного газа в установках малой и средней производительности/ **Б.Д. Краковский, В.А. Мартынов, О.М. Попов и др.**// Технические газы. — 2008. — № 5. — С. 26-30.

27. Использование СПГ на транспорте/ **А.В. Брагин, Ю.В. Колгушкин, О.М. Попов, В.Н. Удут**// Технические газы. — 2008. — № 4. — С. 51-56.

28. **Мовчан Е.П.** Создание эффективных автомобильных криобаков для СПГ// Технические газы. — 2009. — № 3. — С. 68-72.

29. **Лавренченко Г.К., Копытин А.В.** Энерго-экологические проблемы производства и использования диоксида углерода// Технические газы. — 2005. — № 4. — С. 2-14.

30. **Fisher S.K., Fairchild P.P., Hughes P.S.** Global warming implications of replacing CFC// ASHRAE Journal. — 1992. — № 4. — P. 14-19.

31. Оценка энерго-экологической эффективности агрегатированных холодильных машин, работающих на различных хладагентах/ **Г.К. Лавренченко, И.В. Волобуев, А.В. Копытин**// Технические газы. — 2005. — № 4. — С. 16-27.