ISSN 2522-4344 (Online), ISSN 1562-8965 (Print). The problems of general energy, 2020, 1(60): 55–65
doi: https://doi.org/10.15407/pge2020.01.055

УДК 620.9:502.131

І.Ч. ЛЕЩЕНКО, канд. техн. наук, ст. наук. співр., ORCID: 0000-0003-3382-4762,
Д.О. ЄГЕР, д-р техн. наук, ORCID: 0000-0001-9656-3972,
Інститут загальної енергетики НАН України, вул. Антоновича, 172, Київ, 03150

ЗАГАЛЬНА ОЦІНКА ПОТЕНЦІАЛУ СКОРОЧЕННЯ ВИКИДІВ ПАРНИКОВИХ ГАЗІВ У НАФТОГАЗОВІЙ ГАЛУЗІ УКРАЇНИ НА ПЕРІОД ДО 2040 РОКУ

Наведено результати аналізу викидів парникових газів у нафтогазовій галузі відповідно до Національного кадастру антропогенних викидів із джерел та абсорбції поглиначами парникових газів в Україні. Проаналізовано поширені у світі заходи та технологічні засоби зменшення викидів парникових газів на всіх етапах технологічного ланцюга освоєння ресурсів газу, газового конденсату і нафти від розвідки до кінцевого споживання. Наведено загальну оцінку потенціалу скорочення викидів парникових газів у нафтогазовій галузі України на період до 2040 р.

К л ю ч о в і с л о в а: нафтогазова галузь, двоокис вуглецю, метан, скорочення викидів парникових газів, технологія.

Підприємства енергетичного комплексу в цілому та його нафтогазової галузі зокрема є значними джерелами викидів парникових газів (ПГ). Згідно Керівних принципів національних інвентаризацій парникових газів, розроблених Міжурядовою групою експертів з питань зміни клімату (МГЕЗК) [1], при визначенні викидів ПГ у нафтогазовій галузі розглядається вся інфраструктура, необхідна для розвідки й освоєння родовищ, видобування вуглеводнів, підготовки до транспортування, переробки, доставки на ринок і кінцевому споживачу.

Для кожного виду діяльності з вуглеводнями є свої специфічні джерела викидів ПГ, які за походженням можна розділити на дві групи:

– супутні летучі викиди – це ПГ, що вивільняються від будь-якої діяльності з нафтою, нафтопродуктами та природним газом (крім їх спалювання в якості палива) – метан (CH_4), неметанові летучі органічні сполуки, двоокис вуглецю (CO_2), який входить до складу вуглеводнів, що видобуваються, а також невелика кількість двоокису вуглецю та оксидів азоту від непродуктивного згорання, перш за все, газу, що скидається на факел;

– викиди від спалювання палив на нафтопереробних (НПЗ) і газопереробних (ГПЗ) заводах для технологічних потреб та природного газу в газотурбінних приводах газоперекачувальних агрегатів (ГПА) компресорних станцій (КС) магістральних газопроводів і підземних сховищ газу, – двоокис вуглецю, оксиди азоту і, у меншій кількості, оксид вуглецю і неметанові летучі органічні сполуки.

Основними ПГ, які утворюються у нафтогазовій галузі, є двоокис вуглецю і метан. У табл. 1 наведено дані про діяльність та обсяги викидів парникових газів у 2016–2017 рр. при розвідці, освоєнні родовищ та видобуванні нафти, газового конденсату та природного газу, підготовці вуглеводневої сировини до транспортування, її транспортування магістральними нафто- та газопроводами, переробці на НПЗ та ГПЗ, транспортуванні природного газу мережею розподільних трубопроводів та кінцевому споживанні житловим і комерційним секторами в Україні згідно останнього Кадастру за 1990–2017 рр.[3].

З табл. 1 видно, що у 2016 р. викиди двоокису вуглецю від об'єктів нафтогазової галузі складали 2% викидів в цілому по країні, викиди метану – 41%. У 2017 р., внаслідок збільшення діяльності з видобування і транспортування природного газу, викиди ПГ від галузі зросли: викиди двоокису вуглецю складали 3% викидів в цілому по країні, викиди метану – 44%. Основними джерелами викидів двоокису вуглецю є діяльність з розвідки, видобування, магістрального транспортування та зберігання природного газу, викидів метану – діяльності з розвідки та видобування, розподілення газопроводами низького тиску і споживання природного газу. Нафтова промисловість, внаслідок невеликих обсягів

© І.Ч. ЛЕЩЕНКО, Д.О. ЄГЕР, 2020

Таблиця 1. Дані про діяльність та обсяги викидів ПГ від нафтогазової галузі України [3]

Показник	2016 р.			2017 р.		
	дані про діяльність	викиди, тис. т		дані про діяльність	викиди, тис. т	
		CO_2	CH_4		CO_2	CH_4
Діяльність з нафтою та газовим конденсатом						
Видобуток[1], млн т	*2,24*			*2,10*		
Пошуково-розвідувальні роботи, видобування та підготовка до транспортування		163,3	60,8		150,7	56,2
Факельне спалювання		95,9	0,06		88,5	0,05
Вентилювання		0,2	1,7		0,2	1,6
Транспортовано трубопроводами[2], млн т	*15,2*			*16,0*		
Трубопровідне транспортування		0,01	0,1		0,01	0,1
Перероблено нафтової сировини[1], млн т	*0,5*			*0,49*		
Переробка на НПЗ та ГПЗ, супутні летучі викиди		0	0,1		0	0,13
Переробка на НПЗ та ГПЗ, спалювання палив		289,2	0,01		342,1	0,01
Разом від діяльності з нафтою та газовим конденсатом		*548,6*	*62,8*		*581,5*	*58,1*
Діяльність з природним газом						
Видобуток[1], млрд м³	*20*			*20,8*		
Пошуково-розвідувальні роботи, видобування, підготовка до транспортування		1755,5	298,4		1757,1	298,8
Факельне спалювання		77,2	0,05		77,3	0,05
Транспортовано ГТС[1], млрд м³	*114,6*			*125,7*		
Транспортування та зберігання, супутні летучі викиди		0,7	84,3		0,3	26,5
Транспортування та зберігання, спалювання палива на ГПА		2704,5	0,05		3730,2	0,07
Розподілено через газорозподільні мережі[1], млрд м³	*32,4*			*32,2*		
Розподілення		3,3	395,3		5,7	496,7
Споживання		0,7	248,7		0,9	236,6
Разом від діяльності з природним газом		*4541,9*	*1026,8*		*5571,5*	*1058,7*
Всього від нафтогазової галузі		**5091**	**1090**		**6153**	**1117**
Всього у CO_2-екв		32333			34076	
Загальні по країні викиди ПГ (без уловлювання)		234200	2639		223200	2547
Частка викидів від нафтогазової галузі від загальних викидів ПГ по країні		*2%*	*41%*		*3%*	*44%*

[1] Дані Міністерства енергетики та захисту довкілля України.
[2] Дані АТ «Укртранснафта».

діяльності, створює незначну кількість викидів ПГ. Отже, з огляду на структуру викидів ПГ від нафтогазової галузі головним пріоритетом є скорочення викидів метану від діяльності з природним газом, що є типовим для багатьох країн. Тому в даній статті головну увагу приділено саме цьому напряму скорочення викидів ПГ.

Останніми роками у світі виникло ряд ініціатив, спрямованих на скорочення викидів метану внаслідок нафтогазових операцій, зокрема:

– програма The Natural Gas STAR – федеральна програма Агентства з охорони навколишнього середовища США (United States Environmental Protection Agency), яка заохочує нафтогазові компанії до застосування перевірених, економічно вигідних технологій та заходів, що покращують експлуатаційну ефективність та зменшують викиди метану [4];

– керівні принципи щодо метану (The Methane Guiding Principles), розроблені у

2017 р. коаліцією міжнародних установ, неурядових організацій та науковців, включаючи Міжнародну асоціацію представників нафтової промисловості з охорони навколишнього середовища (International Petroleum Industry Environmental Conservation Association), Фонд захисту навколишнього природного середовища (Environmental Defense Fund), Міжнародне енергетичне агентство, Нафтогазову ініціативу щодо клімату (The Oil and Gas Climate Initiative), Інститут енергетики та ресурсів (The Energy and Resources Institute), Програми ООН з навколишнього середовища та ін., які мають на меті поширити кращі заходи щодо скорочення викидів метану, розробити та впровадити політику щодо регулювання його викидів [5];

– нафтогазова ініціатива щодо клімату (The Oil and Gas Climate Initiative), започатковані тринадцятьма великими міжнародними нафтогазовими компаніями, що разом представляють більше 20% світового видобутку вуглеводнів, яка має на меті покращити збір даних про викиди метану, розробити та впровадити економічно ефективні технології управління його викидами. У 2018 р. члени Ініціативи оголосили своєю метою зменшення загальної середньої інтенсивності викидів метану для операцій з видобутку газу та нафти до 0,2% до 2025 р. (на сьогодні – 0,32%) [6];

– партнерство нафтогазових компаній щодо метану (The Oil & Gas Methane Partnership), до якого входить 10 нафтогазових компаній, уряди кількох країн, Програма ООН з навколишнього середовища, Світовий банк та Фонд захисту навколишнього середовища, що надає регламенти для компаній, які проводять обстеження та усунення викидів метану [7].

Багато нафтогазових компаній беруть на себе зобов'язання досягти конкретних обсягів скорочень викидів як метану, так і ПГ загалом. НАК «Нафтогаз України» в останні роки декларує участь у процесах скорочення викидів ПГ, однак документи, які представляють Екологічну політику НАК «Нафтогаз України» [8], ПАТ «Укргазвидобування» [9], ПАТ «Укрнафта» [10], ПАТ «Укртрансгаз» [11] та АТ «Укртранснафта» [12], не містять конкретних зобов'язань щодо скорочення обсягів викидів як парникових газів у цілому, так і метану зокрема.

Необхідно зазначити, що підтвердження конкретних обсягів скорочень викидів метану вимагає удосконалення та стандартизації їх кількісного визначення, звітності та верифікації, але цю проблему в світі ще не вирішено, що пов'язано з такими особливостями джерел викидів у нафтогазовому секторі, як велика кількість точок викидів, їх географічне розосередження та складність доступу до них, варіабельність рівня викидів від подібних джерел і т. ін. [13]. Таким чином, постійний моніторинг великої кількості джерел викидів метану в галузі наразі неможливий, однак розробляється багато нових технологій, які дозволять у недалекому майбутньому застосовувати його, насамперед, у формі дистанційного зондування з використанням сучасної техніки (супутників, літаків, безпілотників). Водночас, такі методи часто не дозволяють ідентифікувати конкретне обладнання, яке є джерелом викидів, хоча останніми роками швидко розвиваються й аналітичні методи для побудови розподілу викидів від різних джерел.

На сьогодні у світі існує широкий спектр апробованих технологій та заходів, які можна застосувати для зменшення викидів метану для нафтогазової галузі [4], [13–15]. Особливо корисним є досвід нафтогазових компаній, партнерів Програми The Natural Gas STAR у США.

Скорочення викидів ПГ на етапах пошуку, розвідки та дослідно-промислової розробки природного газу та нафти може бути досягнуто за рахунок широко застосування сучасних технологій інтенсифікації геологорозвідувальних робіт, які дозволяють більш ефективно визначити місце свердловини, скоротити число «сухих» свердловин, зменшити час проведення розвідки. Це, зокрема, такі групи технологій, як побудова 3-D і 4-D сейсмічних зображень; технології пошуку і розвідування вуглеводнів геоелектричними методами; сучасні технології буріння свердловин – горизонтальне і радіальне буріння, багатозабійні свердловини, буріння бічних стовбурів, малогабаритне і мікробурінння. У табл. 2 наведено економічні показники технологій, які рекомендуються Програмою The Natural Gas STAR для скорочення викидів метану при освоєні ресурсів вуглеводнів [4]. Показники визначено для середньої за 2019 р. ціни, за якою, згідно постанов Кабінету Міністрів України від 03.03.2019 № 293 та від 19.10.2018 № 867 НАК «Нафтогаз України» закупав природний газ, видобутий ПАТ «Укргазвидобування» – 266 дол. США/тис. м^3 (з ПДВ).

Необхідно зазначити, що не всі технології дозволять досягти рівня скорочення викидів, зазначеного в табл. 2, крім того, деякі з них можуть конкурувати між собою.

Проблемою розробки виснажених газових і газоконденсатних родовищ є необхідність видалення з вибою свердловин рідин (пластової води та газового конденсату). Часто з метою відновлення продуктивності таких свердловин використовують технологічні продувки, які призводять до втрат природного газу та його

Таблиця 2. Економічні показники технологій зниження викидів метану при освоєні ресурсів газу, газового конденсату й нафти, які рекомендовано Програмою The Natural Gas STAR [4]

Технологія	Річне скорочення втрат метану, тис. м^3	Вартість зекономленого за рік газу[1], тис. дол. США	Вартість впровадження, тис. дол. США	Операційні витрати, тис. дол. США	Термін окупності, місяць
Випробування і ремонт запобіжних та аварійних клапанів	3,5–70,8[2]	0,9–17,7	0,250	немає даних	до 3
Підключення обсадної колони до установки для уловлювання легких фракцій	207	51,8	4,3	3,4	2
Встановлення компресора для уловлювання попутного газу	930	232,5	31,25	7,350	2
Реконструкція інжекційних насосів	5–71	1,3–17,8	1,0–10,0	0,1–1,0	1–9
Заміна пневматичного управління механічним	6,4	1,71	3,0 – 1,0[3]	0	20 – 7
Скорочення викидів при освоєнні газових свердловин після гідророзриву пласта, у т.ч.: придбане обладнання	7 645	2 306/ 175,0[4]	500,0	121,5	3
контракт з іншою компанією (за 1 операцію)	306	81,4/6,9[4]	32,4	0,6	–

[1] Для переведення обсягів метану в трубопровідний газ використано коефіцієнт 94%.
[2] Орієнтовне щорічне скорочення викидів на одному клапані, що протікає, за даними партнерів Програми.
[3] Враховуючи вартість використання обладнання.
[4] Додаткова річна економія, у прикладі – вартість додатково зібраного конденсату.

викидів у повітря. Програмою The Natural Gas STAR рекомендовано альтернативні технології, широке впровадження яких може привести до зменшення технологічних втрат природного газу і, відповідно, зменшення викидів метану у повітря (табл. 3).

Додатковою перевагою різних технологій видалення рідини, крім зменшення викидів метану, є продовження терміну експлуатації свердловини. Повний обсяг екологічних та економічних переваг залежить від використаної технології та залишкової пластової енергії.

Скорочення викидів ПГ при магістральному транспортуванні природного газу складається з двох основних напрямів:

– скорочення викидів двоокису вуглецю, джерелом яких є стаціонарне спалювання природного газу в камерах згорання газотурбінних при-

Таблиця 3. Економічні показники технологій видалення накопиченої рідини та покращення потоку в газових свердловинах, рекомендовані Програмою The Natural Gas STAR [4]

Технологія	Річне скорочення втрат та збільшення видобутку, тис. м^3 на свердловину	Вартість річної економії та додатково видобутого газу, тис. дол. США на свердловину	Вартість впровадження[1], тис. дол. США	Термін окупності, рік
Встановлення плунжерних систем у газових свердловинах	130–520	33–130	2,59–10,36	<1
Встановлення плунжерних підйомників із smart автоматикою	23–41	6–11	5,7–18,0	1–3
Використання піноутворюючих агентів	14–265	4–71	0,5–9,88	0–3
Встановлення швидкісної трубки	263–782	70–208	7,0–64,0	0–1
Встановлення штангових глибинних насосів	28–58	7–15	41,0–62,0	3–8

[1] За даними партнерів Програми.

водів ГПА компресорних станцій магістральних газопроводів і підземних сховищ газу;

– скорочення викидів метану за рахунок зменшення технологічних викидів та витоків природного газу та його втрат.

Основними напрямами зниження викидів двоокису вуглецю в атмосферу при транспортуванні природного газу є оновлення парку ГПА компресорних станцій; оптимізація потоків газу, що транспортується, та забезпечення роботи компресорного обладнання на оптимальних режимах з метою зменшення використання паливного газу; впровадження сучасних систем автоматизованого управління для ГПА, КС і магістральних газопроводів; застосування когенерації та турбодетандерних технологій на КС і газорозподільних станціях, що дозволить виробляти теплову та електричну енергію або комбіновано виробляти електрику, тепло і холод з використанням скидного енергетичного потенціалу ГТС. Стримуючим чинником такої модернізації є великі капітальні витрати та недоцільність її проведення на застарілому компресорному обладнанні в умовах суттєвої невизначеності подальшого завантаження ГТС.

При магістральному транспортуванні природного газу, як і при видобуванні вуглеводнів, актуальною є проблема виявлення та кількісного визначення викидів метану. Хоча необхідно зазначити, що при магістральному транспортуванні має місце чіткий облік природного газу, технічний стан ГТС підтримується на високому рівні, що сприяє своєчасному виявленню витоків метану. В Європі багато уваги приділяється розробленню конкретних методів оцінки кількості летучих викидів із систем транспортування природного газу, впровадженню технологій дистанційного виявлення витоків метану, проведенню аналізу вмісту ПГ за даними супутників у режимі реального часу (що почало використовуватись в останні роки), розробленню сучасних фітингів та регулювальних клапанів з низькими показниками викидів [14]. Одним з основних заходів для зменшення викидів метану при транспортуванні природного газу є заміна лінійних кранів та кранів обв'язки КС, постійний контроль за їх герметичністю, адже на КС крани дають 47% витоків метану, штоки – 32,2%, фланцеві з'єднання – 15,1%, різьбові з'єднання – 5,3%, інші елементи – 0,2% [16]. Досвід нафтогазових компаній США щодо технологій скорочення викидів метану при транспортуванні та підземному зберіганні газу наведено у табл. 4.

З огляду на структуру викидів метану в нафтогазовій галузі (табл. 1) дуже актуальною для України є їх скорочення при розподіленні природного газу. На сьогодні близько 3,2 тис. км розподільних газопроводів знаходяться в аварійному стані, що становить 1% від загальної протяжності мереж. Однак, аналіз динаміки старіння українських газорозподільних мереж (ГРМ), показує, що вже через 5 років таких аварійних ділянок може стати вдвічі більше. Ще гіршим є стан обладнання на розподільних газопроводах – більше 5,5 тисяч газорегуляторних пунктів та шафових газорегуляторних пунктів знаходяться в аварійному стані, що складає 8% цього обладнання. Через 5 років цей показник може зрости вже до 10 тис об'єктів [17]. При розподіленні природного газу найбільш актуальним є запровадження сучасних технологій виявлення витоків природного газу, крім того, доцільно використовувати ряд заходів та технологій, наведених у табл. 5.

В Україні в 2008–2012 рр. у рамках механізмів Кіотського протоколу було виконано 11 проектів спільного впровадження, направлених на зниження витоків та викидів метану від газорозподільних мереж. За інформацією Державного агентства екологічних інвестицій за рахунок виконання цих проектів підтверджене річне скорочення викидів ПГ у 2008–2012 рр. склало від 5,3 до 6,4 млн т CO_2-екв. На жаль, після 2012 р. цей механізм не працює, але досвід виконаних робіт виявив заходи, які сприяють скороченню викидів метану у ГРМ:

– впровадження сучасних засобів вимірювань обсягів споживання природного газу;

– забезпечення корозійного захисту підземних трубопроводів з чорних металів шляхом покриття захисним шаром або методом катодного захисту;

– заміна трубопроводів з чорних металів на поліетиленові труби, які не піддаються корозії;

– застосування сучасних ущільнювачів;

– впровадження високоефективного діагностичного обладнання для неруйнівного контролю якості систем газопостачання;

– розроблення та реалізація програми виявлення витоків і корозії на трубопроводах з подальшим ремонтом або заміною елементів інфраструктури;

– забезпечення регулярного технічного обслуговування трубопроводів, запобіжних клапанів, фільтрів та інших компонентів інфраструктури газорозподільних пунктів.

Отже, для скорочення витоків метану в газорозподільних мережах часто достатнім є виконання маломасштабних проектів, але істотним бар'єром для їх реалізації стає відсутність мотивації газорозподільних компаній у проведенні таких заходів.

Зменшення викидів ПГ при споживанні природного газу житловим і комерційним секторами

Таблиця 4. Економічні показники технологій зниження викидів метану при транспортуванні природного газу, які пропонуються Програмою The Natural Gas STAR [4]

Технологія	Річне скорочення втрат газу, тис. м^3	Вартість зекономленого за рік газу[1], тис. дол. США	Вартість впровадження, тис. дол. США	Збільшення операційних витрат, тис. дол. США	Термін окупності, місяць
Система утилізації газів мокрого ущільнення для ВЦН	850[1]	226	33	мінімальні	3
Заміна газових стартерів на повітряні або азотні	38	10	0,5	0,25[2]–0,50[3]	3
Зменшення викидів природного газу за рахунок зменшення запусків двигуна	16	4,1	мінімальні	0	0
Покращені системи запалювання та автоматизовані системи управління	23	5,7	1,75	0	3
Випробування та ремонт запобіжних клапанів	3,5–70,8	0,9–17,7	0,250	немає даних	до 3
Скорочення викидів при виведенні компресорів з роботи:					
– утримання непрацюючого компресора під тиском	108	26,9	0	0	до 1
– утримання компресора під тиском з направленням газу, що скидається, до системи подавання паливного газу	144	36,1	2,04	0	1
– утримання компресора під тиском з встановленням статичних ущільнень на шток компресора	142	35,4	4,9	0	2
– встановлення ежекторів на вентиляційних лініях компресора	22	5,5	11,644	0	26
Встановлення систем електронного запуску газових турбін та газомотокомпресорів[4]	16	4,0	1,0–10,0	0,1[5]	4–31
Заміна мокрих ущільнювачів відцентрових компресорів на сухі[6]	1535	383,8	324	0	10

[1] Дані наведено для одного ВЦН.
[2] При використанні стисненого азоту.
[3] При використанні стисненого повітря.
[4] Розрахунки виконано для ГПА з турбіною типу ГПУ-10.
[5] Витрати на електричну енергію.
[6] Для пари ущільнювачів відцентрового нагнітача. У практиці магістрального транспорту газу не передбачається заміна лише ущільнювачів, замінюється старий компресор на новий із сухими ущільненнями.

Таблиця 5. Економічні показники технологій зниження викидів метану при розподіленні природного газу, які пропонуються Програмою The Natural Gas STAR [4]

Технологія	Річне скорочення втрат газу, тис. м^3	Вартість зекономленого за рік газу, тис. дол. США	Вартість впровадження, тис. дол. США	Збільшення операційних витрат, тис. дол. США	Термін окупності, місяць
Вставка у газопроводи гнучких вкладишів	6	1,6	10	–	до 1
Композитні муфти для ремонту трубопроводу	112	28,0	5,648	–	3
«Гаряче» врізання	691	172,8	47,41	62,22	8

можна досягти за рахунок встановлення сучасних пальників, у тому числі побутових приладів, з «розумними» стартерами; «розумних» детекторів для замикання запірно-регулювальної арматури у разі виникнення витоку; якісних лічильників газу у всіх споживачів.

За інформацією, яка міститься у річних звітах НАК «Нафтогаз України» [18], на підприємствах компанії застосовується ряд заходів та технологій для зменшення викидів метану, зокрема:

– виявлення та усунення витоків природного газу через нещільності кранових вузлів, фланцевих та різьбових з'єднань з використанням мобільних лабораторій, які є в кожному управлінні магістральних газопроводів АТ «Укртрансгаз» (всього 6). Виявлення місць витоків природного газу здійснюється методами електронної індикації (прилад для вимірювання об'єму витоків газу Hi-Flow Sampler «Bacharach») та акустичного визначення витоків;

– у 2017 р. АТ «Укртрансгаз» розпочато експлуатацію пересувної КС, яка дозволяє під час ремонтних робіт на газопроводі мінімізувати кількість стравленого природного газу в атмосферу та перекачати його у герметичну систему;

– впровадження сучасних електронних систем запалювання на газомотокомпресорах 10 ГМК;

– у 2019 р. на об'єктах АТ «Укргазвидобування» та АТ «Укртрансгаз» пройшли перші роботи з пошуку та виміру обсягів витоків метану в атмосферу з використанням безпілотників (проект реалізується в рамках тристороннього Меморандуму між НАК «Нафтогаз», Європейським банком реконструкції та розвитку і Міністерством екології та природних ресурсів України);

– будівництво дотискувальної компресорної станції для збирання низьконапірного нафтового газу;

– реконструкція факельних господарств на об'єктах збирання нафти і газу;

– контроль за корозійним станом, електрохімічний захист, внутрішньотрубне діагностування трубопроводів.

– ревізія, ремонт та заміна запобіжних дихальних клапанів резервуарів і апаратів.

У 2017 р. норвезька компанія Carbon Limits провела дослідження щодо скорочення викидів метану на промислових об'єктах АТ «Укргазвидобування», але інформації про результати цього дослідження у відкритих джерелах немає.

Для виконання загальної оцінки досяжних обсягів скорочення викидів парникових газів у нафтогазовому комплексі було використано розроблену в Інституті загальної енергетики НАН України систему математичних моделей прогнозування розвитку газової галузі [19].

При дослідженні доцільності впровадження сучасних газоперекачувальних агрегатів з різним типом приводу (газотурбінним та електричним) було враховано, що світові ціни на енергетичне обладнання є досить стабільними, їх коливання визначаються, головним чином, станом макропоказників світової економіки. У розрахунках приймалась орієнтовна питома вартість газотурбінного привода на рівні 300 $/кВт встановленої потужності. Питома вартість потужного регульованого електропривода приймалась на рівні 75% вартості привода газотурбінного [20]. Водночас було взято до уваги, що заміна газотурбінного привода у складі ГПА, що експлуатується, на електричний є технічно складною операцією і приводить до необхідності виконання значного обсягу будівельно-монтажних робіт, у зв'язку з цим на КС доцільнішою є повна заміна старих газотурбінних ГПА (ГГПА) на нові електроприводні (ЕГПА). Також при переході на ЕГПА необхідно забезпечити надійне зовнішнє енергопостачання цеху КС, адже ці об'єкти належать до 1-го класу електропостачання, що тягне за собою додаткові витрати на спорудження нових ліній електропередач (ЛЕП) з напругою 110–330 кВ і двох підстанцій на кожній КС із напругою 330–110/10 кВ.

За наслідками аналізу, виконаного у ВАТ «Інжинірінго-виробниче підприємство (ІВП) ВНДПІтрансгаз», фахівцями ДК «Укртрансгаз» було узгоджено перелік КС, для яких реконструкція із застосуванням ЕГПА вимагає найменших затрат на забезпечення зовнішнього електропостачання, це станції Первомайськ, Кременчук, Тальне, Гусятин, Задніпровська, Кіровоградська, Південнобузька, Бердичів, Красилів, Рогатин, Тернопіль, Долина, Комарно, Ромни. [21]. У ВАТ «ІВП ВНДПІтрансгаз» з урахуванням усереднених даних про вартість технологічного устаткування було визначено економічні показники двох варіантів реконструкції цих КС – із заміною ГГПА типу ГТК-10І на сучасні газотурбінні ГПА та на сучасні ГПА з регульованим електроприводом (табл. 6). Ці дані були використані при розрахунках.

Розрахунки середньозваженої собівартості послуг з транспортування газу було проведено для КС Первомайськ, Кременчук, Гусятин та Тальне магістрального газопроводу «Союз», де встановлено старі ГПА з газотурбінним приводом, при прогнозних цінах на природний газ, електроенергію та платежі за викиди парникових газів, наведені у табл. 7. Причому розглядалось два сценарії зміни платежів за викиди ПГ – помірного та більш значного зростання.

Розрахунки середньозваженої собівартості послуг з транспортування газу для зазначених

Таблиця 6. Витрати на реконструкцію компресорних станцій МГ «Союз», визначені у ВАТ «ІВП ВНДПІтрансгаз» [21].

Назва КС	Заміна ГПА ГТК-10І на сучасний ГГПА, капітальні витрати, дол. США/кВт	Заміна ГПА ГТК-10І на сучасний ЕГПА	
		капітальні витрати, дол. США/кВт	додаткові витрати на будівництво ЛЕП та підстанцій, млн дол. США
Первомайськ	1012,79	1308,84	29,45
Кременчук	1016,87	1314,29	15,56
Тальне	1016,87	1314,29	7,49
Гусятин	1014,69	1311,56	28,90

Таблиця 7. Прогнозні ціни на енергоносії та плата за викиди ПГ

Параметр	2025 р.	2030 р.	2035 р.	2040 р.
Ціни на природний газ, дол. США/тис. м^3	280	289	300	308
Ціни на електроенергію, дол. США/кВт·год	0,085	0,092	1,0	1,1
Сценарій помірного зростання плати за викиди				
Плата за вики двоокису вуглецю, дол. США/т	3	4	6	10
Плата за викиди метану, дол. США/т	25	27	30	33
Сценарій значного зростання плати за викиди				
Плата за вики двоокису вуглецю, дол. США/т	5	10	23	52
Плата за викиди метану, дол. США/т	30	38	48	60

вище КС виконувались для умови їх проектного завантаження, не враховувалась вартість будівництва та експлуатації лінійної частини газопроводу. Розглядались два варіанта реконструкції, які передбачали заміну існуючих ГПА з газотурбінним приводом типу ГТК-10І на сучасні ГГПА потужністю 10 МВт (ККД ГТУ 36%), які виробляються українськими підприємствами, та сучасні ГПА потужністю 10 МВт з регульованим електроприводом. При розрахунках приймалось, що частка власних коштів становить 50%, а ще 50% – кредитні кошти. Результати розрахунків наведені у табл. 8.

Порівняння результатів розрахунків показало, що при заданих співвідношеннях прогнозних цін на природний газ та електричну енергію ГГПА мають меншу собівартість послуг з транспортування ніж ЕГПА – на 18–22% при помірному зростанні плати за викиди та на 14–18% при більш суттєвому її зростанні. Отже, за таких умов заміна газотурбінних ГПА на електроприводні є економічно недоцільною. Задана динаміка зміни плати ПГ не стає визначальним фактором при проведенні реконструкції ГТС. Водночас, доцільність заміни газотурбінних ГПА на електроприводні суттєво залежить від того, яким шляхом буде розвиватися електроенергетика України, що впливатиме на співвідношення цін на електричну енергію і природний газ.

При визначенні загальної оцінки перспективних обсягів скорочення викидів парникових газів у нафтогазовій галузі було враховано зміни виробничої політики найбільшого видобувача природного газу – АТ «Укргазвидобування».

Таблиця 8. Розрахована середня за життєвий цикл вартість послуг з транспортування природного газу, дол. США/тис. м^3

Назва КС	Заміна ГПА ГТК-10І на сучасний ГГПА		Заміна ГПА ГТК-10І на сучасний ЕГПА		Зростання вартості послуг при заміні ГГПА на ЕГПА, %	
	Помірне зростання плати за викиди	Суттєве зростання плати за викиди	Помірне зростання плати за викиди	Суттєве зростання плати за викиди	Помірне зростання плати за викиди	Суттєве зростання плати за викиди
Первомайськ	2,216	2,707	2,296	2,709	22	18
Кременчук	2,219	2,624	2,299	2,625	18	14
Тальне	2,219	2,628	2,299	2,683	18	17
Гусятин	2,217	2,692	2,297	2,693	21	17

У 2019 р. НАК «Нафтогаз України» визнав, що «Стратегію 20/20», яка передбачала збільшення видобутку газу АТ «Укргазвидобування» до 2020 р. до 20 млрд м^3 на рік, виконати неможливо [22]. Було презентовано нову стратегію, яка передбачає: підтримку базового видобутку газу АТ «Укргазвидобування», розвиток існуючої інфраструктури і роботу з найбільш ефективними свердловинами; обмеження буріння вибором тільки кращих свердловин, на яких компанія буде впевнена в поверненні інвестицій; впровадження діджиталізації на родовищах і оновлення ІТ-інфраструктури системи видобутку для оптимізації витрат; збільшення видобутку рідких вуглеводнів; залучення світових галузевих компаній до співпраці на виснажених великих родовищах та родовищах з покладами нетрадиційного газу.

За нових умов розвитку галузі у перспективі найближчих 10–15 років не можна очікувати суттєвого зростання пошуково-розвідувальних робіт та різкого збільшення видобутку природного газу. Водночас, було враховано, що будуть широко запроваджуватись такі заходи, як посилення контролю за витоками газу, своєчасний контроль, випробування і ремонт запобіжних та аварійних клапанів, скорочення викидів при освоєнні газових свердловин після гідророзриву пласта, яких у 2015–2018 рр. було проведено більше 300 на свердловинах, що експлуатуються на родовищах з покладами «традиційного» газу [23].

При оцінці зміни рівня викидів ПГ від нафтогазової галузі суттєвими є обсяги трубопровідного транспортування природного газу. Було сформовано сценарій завантаження ГТС (табл. 9), який орієнтований на збереження споживання російського трубопровідного газу в Європі, але, водночас, і збільшення присутності на європейському ринку зрідженого природного газу (ЗПГ).

Для КС було враховано такі заходи, як заміна до 2040 р. усіх задіяних у транспортуванні ГПА на нові газотурбінні агрегати з ККД 38% та сухими ущільненнями, впровадження постійного контролю та своєчасного усунення витоків запірної арматури (100% працюючих ГПА до 2040 р.). Для лінійної частини було враховано широке використання технологій для проведення ремонтних робіт на лінійних ділянках під тиском та впровадження пересувних компресорів для відбору природного газу з труби газопроводу перед її відключенням (до 100% ремонтів у 2040 р.). При підземному зберіганні газу скорочення викидів метану перед-

Таблиця 9. Прогноз обсягів транзиту російського газу через ГТС України, млрд м^3

Показник	2017, факт	Роки			
		2025	2030	2035	2040
Споживання газу країнами Європи	553	525	503	519	538
Власний видобуток країнами Європи	258	235	198	185	180
Імпорт газу, у тому числі:	295	290	305	334	358
– ЗПГ	63	74	82	110	132
– існуючі МГ разом (без Росії)	40	40	40	40	40
– «TANAP»	0	16	25	31	31
– МГ з Росії, у тому числі:	192	160	158	153	155
– «Північний потік»	51	53	53	50	50
– «Блакитний потік»	16	16	16	16	16
– інші газопроводи	35	33	33	30	30
всі МГ ВАТ «Газпром» без України	102	102	102	96	96
залишок для ГТС України	90	58	56	57	59
транзит до Молдови	3	2	2	2	0
Всього транзит через ГТС України	*93*	*60*	*58*	*59*	*59*
Транспорт для власних споживачів[1]	32	29,7	30,6	33,5	35,1
Разом транспорт через ГТС України	125	89,7	88,6	92,5	94,1
Додаткові транзитні потужності ВАТ «Газпром»					
1 нитка «Турецького потоку»		17	17	17	17
Північний потік-2, завантаження 50%		15	27	27	27
Транзит через ГТС України		*28*	*14*	*15*	*15*
Разом транспорт через ГТС України	125	57,7	44,6	48,5	50,1

[1] Згідно уточненого прогнозу споживання природного газу, розробленого в Інституті загальної енергетики НАН України [24]

Таблиця 10. Загальна оцінка викидів ПГ від нафтогазової галузі до 2040 р., млн т

ПГ	Факт, 2017 р.	Прогноз			
		2025 р.	2030 р.	2035 р.	2040 р.
Сценарій з впровадженням заходів із скорочення викидів					
Двоокис вуглецю	6,15	4,20	3,97	4,25	3,92
Метан	1,12	0,94	0,90	0,97	0,97
Разом CO_2 екв	34,07	27,60	26,54	28,39	28,16
Сценарій без впровадження заходів із скорочення викидів					
Двоокис вуглецю	6,15	4,60	4,42	4,78	4,76
Метан	1,12	1,14	1,20	1,31	1,40
Разом CO_2 екв	34,07	33,18	34,39	37,58	39,72
Досяжні обсяги скорочення викидів					
Двоокис вуглецю	–	0,40 (9%)	0,45 (10%)	0,53 (11%)	0,84 (18%)
Метан	–	0,20 (18%)	0,30 (25%)	0,34 (26%)	0,43 (31%)
Разом CO_2 екв	–	5,58 (17%)	7,85 (23%)	9,19 (24%)	11,56 (29%)

бачається за рахунок запобігання витоку газу з підземних сховищ та їх КС шляхом надійної герметизації.

Для визначення прогнозних обсягів скорочення викидів від ГРМ було використано уточнений прогноз споживання природного газу, розроблений в Інституті загальної енергетики НАН України [24] та враховано такі заходи для скорочення викидів метану, як заміна труб, ущільнень та модернізація обладнання газорозподільних пунктів.

При прогнозуванні викидів від діяльності НПЗ та ГПЗ було зроблено припущення, що її стан залишиться без змін. Адже на сьогодні основна проблема, яка стримує розвиток нафтопереробки в Україні – це брак сировини, а у перспективі найближчих 10–15 років ця проблема навряд чи буде вирішена.

Було також зроблено оцінку викидів ПГ до 2040 р. без запровадження заходів із скорочення викидів. Результати розрахунків наведено у табл. 10.

Результати розрахунків показали, що до 2040 р. у нафтогазовій галузі можна досягти скорочення викидів двоокису вуглецю на 18% (0,84 млн т), а метану – на 31% (0,43 млн т) порівняно із сценарієм з аналогічними зовнішніми умовами, але без запровадження заходів із скорочення викидів ПГ.

ВИСНОВКИ

1. Проведений аналіз стану викидів парникових газів у нафтогазовій галузі України згідно даних Національного кадастру антропогенних викидів із джерел і абсорбції поглиначами парникових газів в Україні показав, що галузь є великим джерелом витоків метану, які склали у 2017 р. 44% від викидів цього парникового газу в цілому по країні. Викиди двоокису вуглецю від галузі вносять незначний вклад у загальні по країні викиди цього парникового газу й у 2017 р. складали лише 3%. Встановлено, що головним пріоритетом для галузі є скорочення викидів метану від діяльності з природним газом, що є типовим для газових галузей інших країн.

2. Проведено аналіз та сформовано переліки доцільних до впровадження в Україні заходів і технологій для зменшення викидів парникових газів у нафтогазовій галузі. Особливо відзначено необхідність впровадження в Україні заходів і технологій виявлення джерел та кількісного визначення обсягів витоків метану.

3. Проведені розрахунки оцінок викидів парникових газів від нафтогазової галузі показали, що навіть в умовах зменшення транзиту газу через територію Україні та незначного збільшення видобутку природного газу без впровадження заходів із зниження викиди ПГ зростуть у 2040 р. до 39,7 млн т CO_2-екв. або на 16,5% відносно значень 2017 р. За цих же зовнішніх умов розвитку галузі, але при проведенні поетапної модернізації компресорного обладнання, постійної роботи з усунення витоків запірної арматури та обладнання, особливо у газорозподільних мережах, широкому запровадженні технологій виконання ремонтів без опорожнення трубопроводів, застосування ряду технологій для зниження витоків метану при видобуванні вуглеводнів можна досягти скорочення викидів ПГ у 2040 р. на 11,6 млн т CO_2 екв, тобто на 29%, порівняно із сценарієм з аналогічними зовнішніми умовами, але без запровадження заходів із скорочення викидів.

1. Керівні принципи національних інвентаризацій парникових газів МГЕЗК. 2006. URL: https://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/ (дата звернення: 27.08.2019).
2. Climate Change 2013: The Physical Science Basis. The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA. URL: https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2018/02/WG1AR5_Chapter08_FINAL.pdf (дата звернення: 23.10.2019).
3. Ukraine's Greenhouse Gas Inventory, Annual National Inventory Report for Submission under the United Nations Framework Convention on Climate Change and the Kyoto Protocol 1990–2017. URL: https://unfccc,int/process-and-meetings/transparency-and-reporting/reporting-and-review-under-the-convention/greenhouse-gas-inventories-annex-i-parties/national-inventory-submissions-2019 (дата звернення: 11.06.2019).
4. EPA Natural Gas STAR Program. URL: https://www.epa.gov/natural-gas-star-program/natural-gas-star-program (дата звернення: 31.10.2019).
5. Methane Guiding Principles. URL: http://www.ipieca.org/our-work/climate-energy/methane-guiding-principles/ (дата звернення: 17.10.2019).
6. Oil and Gas Climate Initiative. URL: https://oilandgasclimateinitiative.com (дата звернення: 17.10.2019).
7. Oil and gas methane partnership technical guidance documents. URL: https://ccacoalition.org/en/content/oil-and-gas-methane-partnership-technical-guidance-documents (дата звернення: 17.10.2019).
8. Екологічна політика публічного акціонерного товариства НАК «Нафтогаз України». URL: http://www.naftogaz.com/files/Activities/Naftogaz-ecology-14001-ukr.pdf (дата звернення: 24.10.2019).
9. Екологічна політика ПАТ «Укргазвидобування». URL: http://ugv.com.ua/uploads/%D0%95%D0%BA%D0%BE%D0%BB%D0%BE%D0%B3%D1%96%D1%87%D0%BD%D0%B0%20%D0%BF%D0%BE%D0%BB%D1%96%D1%82%D0%B8%D0%BA%D0%B0__4.pdf (дата звернення: 24.10.2019).
10. Екологічна політика ПАТ «Укрнафта» URL: https://www.ukrnafta.com/data/About-Company/dod3.pdf (дата звернення: 24.10.2019).
11. Екологічна політика ПАТ «Укртрансгаз» URL: http://utg.ua/img/menu/gts/eco-politics-ISO-14001-02042015.pdf (дата звернення: 24.10.2019).
12. Екологічна політика АТ «Укртранснафта». URL: https://www.ukrtransnafta.com/ekologichna-politika/ (дата звернення: 24.10.2019).
13. Best Practice Guidance for Effective Methane Management in the Oil and Gas Sector. Monitoring, Reporting and Verification and Mitigation. August 2019. URL: https://www.unece.org/fileadmin/DAM/energy/ images/CMM/CMM_CE/BPG_Methane_final_draft_190912.pdf (дата звернення: 23.10.2019).
14. Potential ways the gas industry can contribute to the reduction of methane emissions. Report for the Madrid Forum (5–6 June 2019). URL: https://www.gie.eu/index.php/gie-publications/methane-emission-report-2019/27786-gie-marcogaz-report-for-the-madrid-forum-potential-way-gas-industry-can-contribute-to-the-reduction-of-methane-emissions/file (дата звернення: 24.09.2019).
15. Best Available Techniques Guidance Document on upstream hydrocarbon exploration and production. Final Guidance Document. Contract No. 070201/2015/706065/SER/ENV.F.1. *European Commission*. URL: https://op.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/f9265d2b-574d-11e9-a8ed-01aa75ed71a1/language-en/format-PDF/source-93598867 (дата звернення: 23.10.2019).
16. Методы обнаружения утечки газа при добыче, транспортировке, распределении и хранении природного газа. Специальная группа экспертов по поставкам и использованию газа. Восьмая сессия, 2007. URL: https://www.unece.org/fileadmin/DAM/energy/se/pdfs/wpgas/adhoc/8_adhoc/ methan_detect_text_r.pdf (дата звернення: 23.10.2019).
17. Казда С. Чому українські газорозподільні мережі вимагають мужності і грошей. URL: https://voxukraine.org/uk/funds-and-firm-actions-to-reanimate-ukraines-gas-distribution-system-ua/ (дата звернення: 18.06.2018).
18. Річні звіти за 2014–2018 роки. Група НАК Нафтогаз України URL: http://www.naftogaz.com/www/3/nakweb.nsf/0/9B0566E71C6B0F9CC2257EDD006E558B?OpenDocument&Ex (дата звернення: 25.09.2019).
19. Лещенко І.Ч. Система математичних моделей дослідження перспектив функціонування і розвитку газової галузі в сучасних умовах. *Проблеми загальної енергетики.* 2017. Вип. 3(50). С. 5—14. https://doi.org/10.15407/pge2017.03.005.
20. Щуровский В. Энерготехнологические системы для компрессорных станций: перспективы применения. *Газотурбинные технологии*. 2005. № 7. С. 12.
21. Халатов А.А., Костенко Д.А., Парафійник В.П., Смірнов А.В. Реконструкція компресорних станцій газотранспортної системи України з використанням газотурбінних та електроприводних газоперекачувальних агрегатів. *Нафтова і газова промисловість.* 2010. № 1. С. 30—35.
22. Нафтогаз отказался от Стратегии 20/20 и представил новую. *Ліга-бізнес від 23.07.2019.* URL: https://biz.liga.net/ekonomika/tek/ novosti/naftogaz-otkazalsya-ot-strategii-2020-i-predstavil-novuyu (дата звернення: 09.10.2019).
23. Закревский А. Газовая стратегия Украины: Критика Программы 20/20. URL: https://biz.censor.net.ua/resonance/3135518/gazovaya_strategiya_ukrainy_kritika_programmy_2020 (дата звернення: 09.10.2019).
24. Напрями та прогнозування обсягів декарбонізації у нафтогазовій та вугільній галузях України: Звіт про НДР. Інститут загальної енергетики НАН України. К., 2019. 177 с.

Надійшла до редколегії: 14.11.2019