

Враховуючи, що ГМК під час навантаження в процесі нагнітання газу не дав можливості змінювати частоту обертання колінчастого вала, то виникло практичне питання щодо можливої припусової зміни, за необхідності, частоти або амплітуди пульсацій ВГ для впливу на процес утилізації теплоти. Із зображених графіків також бачимо, що форма пульсацій ВГ дизеля і ГМК близькі між собою, що дозволить використовувати результати досліджень лабораторного устаткування для промислових теплосилових устаткувань.

Література

1. *Долішній Б.В., Козак Ф.В.* Про утилізацію теплоти відхідних газів двигуна внутрішнього згорання // Вісник держ. у-ту "Львів. політехніка". – Львів, 1998. – С. 92-94.
2. *Долішній Б.В., Козак Ф.В., Середюк О.Є., Чеховський С.А.* Дослідження якісних параметрів дизельних двигунів // Методи та прилади контролю якості. – 2000. – №5. – С. 79-83.

УДК 622.691.24

ПРО ВТРАТИ ПРИРОДНОГО ГАЗУ

© *Б. Навроцький¹, Є. Сухін²*

1) ІФНТУНГ; 15, вул. Карпатська, м. Івано-Франківськ, 76019. E-mail: gidro@nung.edu.ua

2) Корпорація «Енерготрансінвест», м. Київ

Систематизовані і класифіковані втрати природного газу при добычє, транспортуванні, преобразованні, подземном храненні і учєтє. На базе собственных исследований и опубликованных результатов дана качественная и количественная оценка потерь.

Natural gas losses at mining, transportation, transformation, underground reservation and registration are systematized and classified. The quantitative and qualitative valuation of losses is given on basis of personal investigations and published facts.

У широкому сенсі втрати газу слід розділити на прямі, зумовлені недосконалістю процесів видобування, транспортування, розподілу, зберігання і обліку та непрямі (опосередковані), зумовлені, як правило, перетворенням енергоносіїв при виробництві теплової та електричної енергії і технологічним використанням природного газу як пального на ДКС. Власне у перетворенні енергоносіїв критерієм втрат виступає ККД, тому називаємо їх опосередкованими втратами газу.

На рис. 1 зображено блок-схему, що систематизує втрати природного газу та деталізує їх, пов'язуючи з об'єктом зберігання та витратами під час транспортування. Втрати газу під час видобування не деталізуються, оскільки в багатьох позиціях аналогічні втратам під час зберігання та транспортування.

На підземних сховищах газу України з 1515 свердловин задіяні в процес нагнітання-видобування 1316. Контроль за свердловинами ПСГ з боку Українського науково-дослідного інституту природних газів (Харків, 1998) дозволив їх класифікувати за величиною міжколонних тисків та витікань газу, як наведено в табл. 1.

Таблиця 1 – Стан свердловин ПСГ України

За величиною міжколонного тиску, МПа		За величиною витікань газу, н м ³ /добу	
до 0,1	50%	до 1	20%
0,1-1,0	25%	1-10	30%
1-3	20%	10-30	25%
3-5	5%	>30	25%

Приймаючи для розрахунків витікань газу, що 50% свердловини загального фонду є герметичними, дамо кількісну оцінку витіканням газу зі сховища, скориставшись даними із табл. 1. Величина втрат газу за безперервних витікань перевищує 5,5 млн. н м³. За середньомісячного споживання газу в 100 м³ така кількість газу забезпечила б місто з населенням понад 200 тис. побутовим газом упродовж місяця, а дохід сягнув би 1 млн. грн.

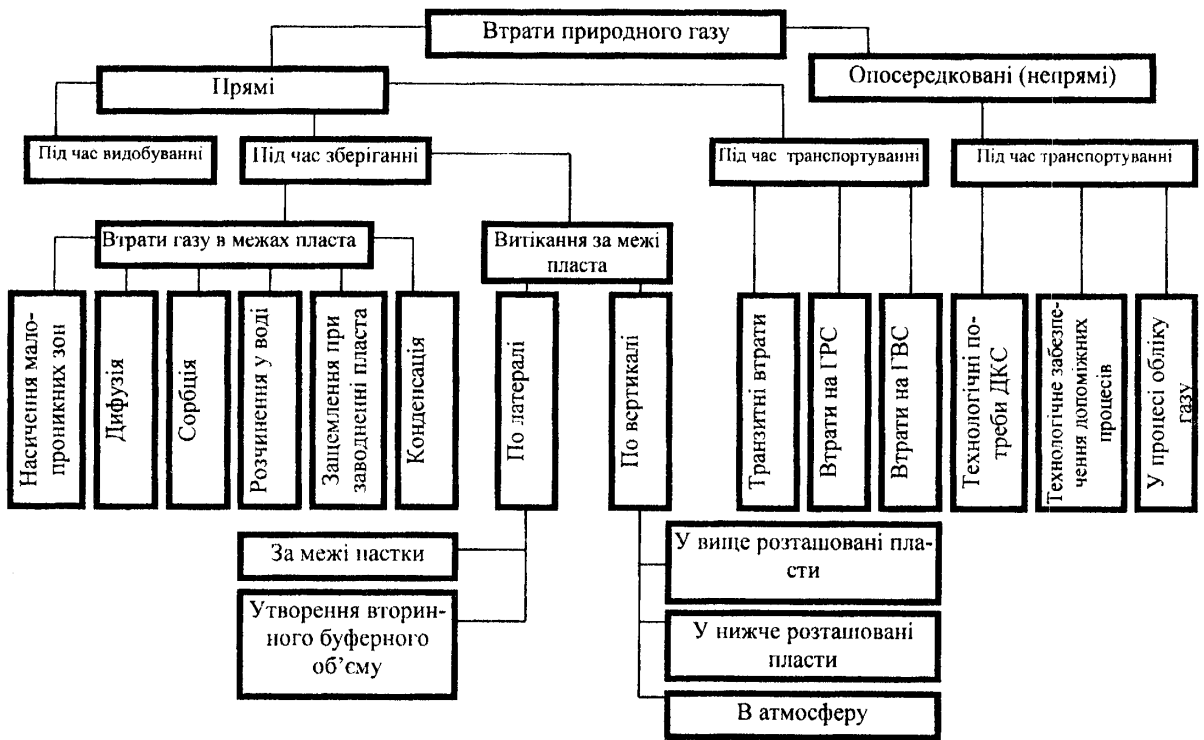


Рисунок 1 – Блок-схема систематизації втрат природного газу

Варто відзначити, що зарубіжний та вітчизняний досвід підземного зберігання газу підтверджує можливість експлуатації свердловин з міжколонними тисками до 2 МПа та витіканням газу до 100 м³/добу, тобто витікання газу є планово-передбачуваними.

Стосовно втрат газу в межах пласта-об'єкта зберігання, то вони пов'язані з поступовим насиченням малопроникних зон пласта, дифузією і сорбцією газу, розпиленням його у воді в процесі зберігання у водоносному пласті, защемленням газу в разі поступового заводнення пласта. За оцінками зарубіжних і вітчизняних авторів, такі втрати не перевищують 1-1,5% активного об'єму за цикл. За активного об'єму українських ПСГ у 32 млрд. м³ такі втрати газу сягають 320-480 млн. м³ щорічно. Однак ступінь заповнення наших сховищ не перевищує 17,4-19,5 млн. м³, отже і втрати в межах пласта відповідно менші-174-290 млрд. м³. Очевидно, що збільшивши пластовий тиск, величина пластових втрат зросте. Якщо об'єкт зберігання – водоносний горизонт, то режим експлуатації сховища ще більше впливає на втрати газу. Різними методами встановлено, що раціональним режимом експлуатації ПСГ, пов'язаних з водоносними горизонтами та водонапірним басейном є робота при тиску насичення газу водою – 3-3,5 МПа. За таких умов буферний об'єм газу становить 23 млн. м³, з яких 3-3,5 млн. м³ розчинений у пластових водах газ.

Спостереження за деякими ПСГ, зокрема Осиповицьким у Білорусії, дозволяють зробити висновок, що, внаслідок розширення газового штучного покладу і за наявності припіднятого пласта, туди мігрує частина буферного об'єму газу. За малої степені газонасичення такий газ є невидобувним, отже втраченим. За обсягами для Осиповицького ПСГ він складає 1,6% від активного об'єму або близько 6,5 млн. м³ газу. З іншого боку, його можна вважати вторинним буферним об'ємом і видобувати його недоцільно. [1]

До внутрішньопластових втрат слід віднести і втрати конденсату, кількість якого, що міститься в природному газі, коливається від баротермальних у межах 2,47-7,40 кг/тис. м³, а за тиску понад 5,5 МПа і температури 343 К – відсутній як наведено в табл. 2. [2]

У разі стиснення газу на КС до тиску 7,5-10,5 МПа він нагрівається до 343-345 К. У результаті конденсат переходить у газоподібний стан, в якому і потрапляє у пласт-сховище.

Під час видобування, коли пластовий тиск знижується до 3,2-3,5 МПа, а температура до 278 К, конденсат, відновлений за таких умов, частково виноситься на поверхню із пласта, проте основна частина залишається в пласті, заповнюючи пори важкими вуглеводами, змінюючи активну пористість, а сам незворотно втрачається.

Із табл. 2 бачимо, що під час охолодження газу до 303 К виділилось 2,47 кг/тис. м³ конденсату. Середній питомий вміст C₅₊, що випадає з газу становить 12,76 кг/тис. м³, в еквіваленті до стабільного конденсату відповідає вмісту 8,93 кг/тис. м³. За обсягів вмісту сховищ 17,4-19,5 млрд. м³ втра-

ти сягають 160 тис. тон конденсату. Відомо, що із зростанням конденсатонасичення пор понад 29% динамічна пористість зменшується не суттєво, проте проникність зменшується на порядок. У випадку недостатнього перепаду тиску, конденсат, що випав, може спричинити кольматацію порового простору. [3]

Таблиця 2 – Характеристика природного газу

Тиск, МПа	3,5	3,3	4,3	5,5*	5,5**
Температура, К	293	278	307	303	343
Вміст конденсату кг/тис. м ³	7,40	5,70	3,80	2,47	Відсутній

* – газ із магістралі

** – газ після компресора

До внутрішньопластових втрат слід віднести і 9,1 млрд. м³ залишкового буферного об'єму газу, який на даний час, замінити немає чим. [4]

Втрати газу на ГРС, ГВС є найбільшими з позицій безперервного викидання газу в атмосферу. Продування свердловин особливо в ході ремонтно-відновлюваних робіт, шлейфів, сепараторів тощо забезпечують стабільні витікання газу. У межах України на транзитних газопроводах розташовано понад 60 пунктів контролю якості та обліку газу, 18 з яких розташовано на газопроводах, що постачають газ з-за меж України. ГВС Ужгород забезпечує обсяги обліку 83 млрд. м³, ГВС Орловка – понад 20 млрд. м³, ГВС Дроздовичі – 3,2 млрд. м³, ГВС Берегово – 8,7 млрд. м³ газу щорічно. Разом це становить 115 млрд. м³. [5]

Стосовно транзитних втрат слід відзначити, що за даними російського «Газпрому» технологічні витрати та втрати за рахунок негерметичності ГТС при довжині газопроводів 110 тис. км, становить 3,9 млрд. м³ за рік. Для України де довжина аналогічних трубопроводів становить 37,1 тис. км втрати газу за рік становлять 1,315 млрд. м³.

Технологічні витрати газу зумовлені необхідністю приводу ДКС. Станом на сьогоднішній день 10% від обсягів транспортування витрачається на технологічні потреби основних та допоміжних процесів. За обсягів транзиту до 120 млрд. м³ газу технологічні витрати сягають 12 млрд. м³ за рік. За ККД – 23-30% втрати газу при технологічному використанні перевищують 4 млрд. м³ щорічно.

Необхідно відзначити втрати газу в процесі обліку. Тут найвагомими є три чинники: методологічні, що базуються на методах вимірювання, інструментальні на засобах вимірювання та можливість врахування температури облікованого газу. Зміна температурних меж тільки на $\pm 30\text{C}$ дають об'ємні втрати на $\pm 1\%$. За транзиту 115 млрд. м³ тільки температурні зміни, у вказаних межах, зумовлюють втрати, що сягають 1,15 млрд. м³ газу щорічно. А вимірювання газу лічильниками без температурної корекції зумовлює відносну похибку вимірювання в холодний період року -15,8%, а в теплий -9,4%. [6]

Обсяги реалізації природного газу ДК «Газ України» у 2002-2003 рр. та за січень-березень 2004 р. (без м. Києва) наведені в табл. 3.

Таблиця 3 – Обсяги реалізації природного газу ДК «Газ України»

Споживання	2002 рік	2003 рік	січень-березень 2004 р.
	млн.м ³	млн.м ³	млн.м ³
Населення	16559,48	17544,57	7662
Бюджетні установи	931,31	1031,70	514
Підприємства теплокомуненерго	9283,13	9926,40	3983
Промисловість і компобут	9148,81	18633,31	5207
Енергогенеруючі компанії	4064,16	4682,74	950
Виробничо-технологічні витрати	-	-	250
Разом	39986,89	51818,72	18566

Отже, тільки в зимові місяці 2004 р., коли відносна похибка складає 15,8%, абсолютна похибка обліку газу становить 2933,43 млн. м³.

Проведений аналіз та оцінка втрат газу повинні бути складовими аудиту технологічного ланцюга від видобування до обліку спожитого газу. Результатом такого контролю повинні бути рішення

про внесення змін у технічно-технологічне забезпечення галузі на кожному з виділених етапів, збереження великої кількості природного газу і коштів, зменшення енергетичної залежності України.

Література

1. Сухин Е.Н. К вопросу уменьшения защемления газа при эксплуатации ПХГ // Сб. Нефтегазовая гидромеханика – М.:1996. – Вып. 228. – с.169-172.
2. Кудинов П., Соловьёва А. Исследование подготовки газа на подземных хранилищах. – Нефт. и газ. пром-сть. – 1989. – №2. – С. 42-44.
3. Федюшин В.О., Багнюк М.М. Вплив конденсації фракції C_3+ на фільтраційно-місткісні параметри низькопористих порід. – Нафт.і газ.пром-сть. – 2002. – №2. –С. 25-28.
4. Федутенко А.Н., Вечерик Р.Л. Подземное хранение газа в Украине: современное состояние, проблемы и их решение. // Зб. наук.праць «Нафта і газ України», т. 3. – Івано-Франківськ. – С. 96-97.
5. Розгонюк В.В. Впровадження стандартів ISO при газовимірюванні в ГТС України – до Європейської інтеграції // Зб.наук.праць «Нафта і газ України», т. 2. – К.: 2002. – С. 202-205.
6. Єній П.М., Шишко Г.Г., Предун К.М. Удосконалення обліку природного газу населенням і дрібними споживачами // Нафт.і газ. пром-сть. – 2002. – №3. –С. 32-40.

УДК 658.012.011.56:622.691.4

ОСОБЛИВОСТІ РЕАЛІЗАЦІЇ ФУНКЦІЙ КОНТРОЛЮ ТА КЕРУВАННЯ ГАЗОВИМИ СВЕРДЛОВИНАМИ В СКЛАДІ АВТОМАТИЗОВАНОЇ СИСТЕМИ МОНІТОКС

© В.Б. Коток, В.П. Максимов, А.М. Васильєв, С.В. Косолапов, В.Є. Данько

Філія НДПІАСУ *Трансгаз*; 16, вул. Маршала Конєва, м. Харків, 61125. E-mail: public.nipi@naftogaz.net

Система мониторинга и автоматического управления режимами работы газовых скважин на Кегичевском ПХГ ДК "Укртрансгаз" (МОНИТОКС) призвана обеспечить условия для оперативного и эффективного управления режимами работы скважин, а именно: – эффективного оперативного контроля процесса эксплуатации скважин в режимах закачки и отбора газа; – обеспечение рациональных режимов закачки и отбора газа на ПХГ за счет оперативного принятия решений по регуляции режимов работы технологического оборудования ПХГ в зависимости от текущих параметров его работы и геологических условий. МОНИТОКС создана как двухуровневая система, на нижнем уровне которой при помощи контролеров проводится сбор технологической информации, поступающей от датчиков, первичная обработка этой информации и передача ее по каналам связи к рабочей станции, где проводятся расчеты, накопление данных и их отображение. Система обеспечивает сбор, обработку и отображение значений измеряемых технологических параметров, расчеты технико-экономических показателей режимов работы и технического состояния шлейфов скважин в реальном масштабе времени, выдачу сигналов управления кранами.

The system of monitoring and the automated operative control over operating modes of gas-wells at the Kegy-chivske underground gas storage facility (UGSF) (named MONITOKS) is called to provide conditions for operative and efficient control over operating modes of gas-wells, namely: – the effective operative control over operation of gas wells in the process of gas injection and withdrawal; – providing with rational modes of gas injection and withdrawal at UGSF due to operative decision-making on regulation of operating modes of technological equipment of UGSF depending on the current parameters of its work and geological conditions.

MONITOKS is created as two-level system. At the bottom level controllers provide taking the technological information, which is received from sensors, primary information handling and transferring on communication lines to a workstation, where calculations, data accumulation and their representation are carried out. The system provides taking, handling and representation of measured values of technological parameters, calculations of technical and economic parameters of operating modes and a technical condition of gas-wells cconnecting pipelines in real time, delivery of signals of valves operation.

Гостра необхідність покращення техніко-економічних показників експлуатації ПСГ, забезпечення раціональних режимів роботи свердловин, збільшення їх добових дебітів та підвищення надійності функціонування потребує створення систем оперативного контролю за експлуатацією га-