

МЕТОДИЧНІ ПІДХОДИ ДО ОБЛІКУ ТА АМОРТИЗАЦІЇ БУФЕРНОГО ГАЗУ ПСГ

М.О.Данилюк, В.К.Орлова, Л.Т.Гораль

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська 15, тел. (03422) 42308

e-mail: public@nung.edu.ua

Среди экономических проблем газотранспортной системы Украины в комплексе подземного хранения газа выделяется проблема достоверного учета и отчетности предприятий в части учета стоимости буферного газа. Предлагается исходить с того, что к настоящему времени буферный газ на предприятиях учитывался по нулевой цене, а теперь необходимо оценить его как актив по справедливой (рыночной) стоимости. Обоснованы сроки эксплуатации ПСГ и варианты начисления амортизации буферного газа. Раскрыты причины безвозвратных потерь буферного газа в процессе эксплуатации ПСГ.

Україна має реальні перспективи зберегти статус однієї з найбільших транзитних держав світу. Це, насамперед, завдяки довготривалому транспортуванню великої кількості газонафтовантажів. Тільки газотранспортна система України щорічно забезпечує транспортування природного газу до вітчизняних споживачів обсягом 70-80 млрд.м³ та транзит російського газу до 19 країн Європи і Туреччину обсягом 100-120 млрд.м³

В єдиному газоенергетичному вітчизняному комплексі важливе місце відводиться ПСГ, які мають унікальну здатність великомасштабного нагромадження енергетичних ресурсів для своєчасного обслуговування споживачів газу. Можливість короткого та довгострокового його зберігання немає альтернативи в усіх інших галузях. Незважаючи на те, що підземне зберігання газу винятково ефективний процес, є деякі технічні та економічні питання, що потребують вирішення. Це насамперед втрати газу в процесі його зберігання. Як відомо, технологічний процес заповнення, зберігання та відбору природного газу ПСГ передбачає наявність в ньому так званого буферного або залишкового газу відповідного обсягу. На думку деяких фахівців, які підтверджують її конкретними результатами експлуатації ряду ПСГ, протягом тривалого часу мають місце безповоротні поступові втрати цього газу [3, 6, 7].

До економічних проблем відноситься проблема достовірного обліку і звітності підприємств газотранспортної системи України загалом, і комплексу підземного зберігання газу зокрема. Тільки на підставі достовірної фінансової інформації можуть прийматися правильні рішення. Однак, до цього часу на ПСГ не відображається в обліку вартість буферного газу, обсяг якого в Україні значний. Ця недостовірність в обліку має свої наслідки: вартість буферного газу не приймає участі в формуванні тарифів на послуги газотранспортної системи

Among the economic problems of the gas-transport system of Ukraine in the complex of underground gas storage the problem of the reliable account and accounting of enterprises as a part of account of costs of the buffer gas is selected. You have to suggest the present tense buffer gas on enterprises was taken into account at zero price, actually necessary to estimate it as an asset on a fair (market) value. The terms of the PSG exploitation and variants of charging amortizations of buffer gas are grounded in the article. The reasons of irretrievable losses of buffer gas in the process of the PSG exploitation are exposed too.

України. Така ситуація в кінцевому підсумку спотворює фінансові результати підприємств газотранспортної системи України.

Весь комплекс підземного зберігання газу не може функціонувати без буферного газу, який знаходиться в системі, починаючи з дня запуску його в експлуатацію і закінчуючи днем припинення експлуатації, тобто буферний газ є складовою комплексу підземного зберігання газу і його вартість повинна входити до первісної вартості основних засобів комплексу підземного зберігання газу. Тому, насамперед, необхідно збільшити вартість необоротних активів комплексу підземного зберігання газу на вартість буферного газу. З тринадцяти одиниць комплексу підземного зберігання газу в Україні єдине – Богородчанське створено без нагнітання буферного газу. В якості останнього в ньому використовували залишкові запаси газу родовища в розмірі проектної величини.

Разом з тим необхідно враховувати наступне: якщо зараз поставити на баланс буферний газ який раніше не врахований, то згідно податкового законодавства вартість буферного газу може бути віднесена до безоплатно отриманих активів, тобто оподаткована податком на прибуток. Тому доцільно виходити з того, що кількість буферного газу давно (з моменту здачі об'єкта в експлуатацію) обліковується на підприємстві, але за нульовою ціною. А зараз необхідно дооцінити такий актив як буферний газ до справедливої (ринкової) вартості. Як зазначено в [2] підприємство може переоцінювати об'єкт основних засобів, якщо залишкова вартість цього об'єкта суттєво відрізняється від його справедливої вартості на дату балансу. Ми пропонуємо застосувати дооцінку буферного газу. Згідно П(С)БО 7 „Основні засоби” сума дооцінки включається до складу додаткового капіталу, тобто в бухгалтерському обліку відображається проводкою:

Таблиця 1 – Інформація про терміни створення та майбутнього використання підземних сховищ газу в Україні

Назва підземного сховища газу	Рік початку створення	Рік введення в дію	Роки корисного використання
Б-Волицько-Угерське	1983	1985	78
Угерське, 14-15	1969	1974	67
Дашавське	1973	1975	68
Опарське	1969	1974	67
Олишівське	1964	1966	59
Червонопартизанське	1968	1970	63
Солохівське	1986	1988	81
Пролетарське, М -7	1990	1992	85
Кегичівське	1986	1988	81
Краснопопівське	1973	1975	68
Бергунське	1986	1988	81

Дт рах.10 „Основні засоби”

Кт рах.42 „Додатковий капітал”

Включення в балансову вартість необоротних активів – вартість буферного газу надає можливість підвищити достовірність балансу ДК „Укртрансгаз”. Такий підхід забезпечить більш точне формування фінансових результатів, оскільки з’явиться необхідність амортизувати вартість буферного газу. Процес амортизації вартості необоротних активів передбачає обґрунтування наступних показників та методів: термін амортизації; величину ліквідаційної вартості, яка необхідна для визначення вартості, що амортизується; метод амортизації.

Прийmemo до уваги, що пунктом 23 П(С)БО 7 передбачено нарахування амортизації протягом терміну корисного використання об’єкта (при зарахуванні на баланс), а згідно пункту 25 того ж П(С)БО 7 термін корисного використання переглядається в разі зміни очікуваних економічних вигод від використання об’єкта.

В ситуації, що аналізується, буферний газ пропонується визнати активом в даний час. Тому термін нарахування амортизації може бути встановлений самостійно кожним об’єктом підземного зберігання газу, виходячи із ступеня спрацювання основного технологічного обладнання об’єктів підземного зберігання газу. Ми пропонуємо розглядати мінімальний термін корисного використання ПСГ на рівні терміну корисного використання експлуатаційних свердловин. Так як свердловини відносяться до 1-ї групи основних засобів згідно [1], то норма амортизації встановлюється в розмірі 2% від балансової вартості. Таким чином, термін експлуатації ПСГ, умовно можна розглядати в інтервалі 50-100 років. За рекомендаціями фахівців управління ПЗГ ДК “Укртрансгаз” прийmemo термін корисного використання 100 років (так як перше підземне сховище було створене у 1915 р.). Існуючі підземні газосховища створилися в Україні в період з 1964 р. (Олишівське) до 1992 р. (Пролетарське), тобто комплекс підземного зберігання газу в Україні

сформувався в середньому протягом чверті століття.

В табл.1 наведені дані про початок створення та введення в дію кожного об’єкта підземного сховища газу в Україні, а також термін корисного використання ПСГ, що залишився до 100 років (станом на 01.01.2007 р.). Богородчанське ПСГ нами не розглядається, так як на ньому немає проплаченого буферного газу, а є залишкові запаси родовища, які виконують його функцію.

На наш погляд, доцільно для визначення термінів амортизації використовувати наведені дані про роки що залишились до сторічного терміну експлуатації. Але слід врахувати, що згідно пункту 25 П(С)БО 7 „Основні засоби” строк корисного використання переглядається в разі зміни економічних вигод від використання об’єкту. Таким чином підприємство можуть переглянути наведені дані і встановити інші, якщо мають інформацію про зміни очікуваних економічних вигод від використання підземних сховищ газу.

Наступним важливим економічним показником є ліквідаційна вартість буферного газу. Згідно п.3 П(С)БО 7 „Основні засоби” ліквідаційна вартість – це сума коштів або вартість інших активів, яку підприємство очікує отримати від реалізації (ліквідації) необоротних активів після закінчення терміну їх корисного використання (експлуатації), за вирахування витрат, пов’язаних з продажем (ліквідацією).

Щодо буферного газу, то до ліквідаційної вартості слід віднести ту частину газу, яка може бути реалізована споживачам при ліквідації підземного сховища газу. Технічно і технологічно неможливо відібрати весь буферний газ зі сховища, так як він виконує роль носія енергії, необхідної для подачі активного об’єму газу споживачам, і протидіє впровадженню в сховище пластових вод, а також обводненню експлуатаційних свердловин. Будь які засоби інтенсифікації видобутку газу не дають змоги досягти 100% його відбору. Згідно з [4] коефіцієнт газовидобутку при водонапірному режимі

експлуатації родовищ коливається в межах 75-80%, а при газовому режимі – 80-90%. Методом експертного опитування спеціалістів ДК „Укртрансгазу” нами встановлено, що відбір буферного газу може становити 75% його обсягу.

Але тут виникає проблема, яка пов'язана з об'єктивною оцінкою об'єму буферного газу. На наш погляд облік газу в ПСГ не може бути на 100% достовірним, так як є:

1. Існування безповоротних пластових втрат, що спричинені з аварійними перетоками у верхні горизонти та на поверхню з технічних причин; перетоками за межі пастки, що викликані високим темпом закачування або збільшенням його загального об'єму; утворенням ізольованих газових покладів у межах пастки в місцях, наявність яких не була виявлена при проектуванні; перетоками у верхні горизонти через геологічні причини, не встановлені на стадії проектування. [3, стор.4]

Безповоротні втрати газу можуть виникати у зв'язку з:

- диз'юнктивними порушеннями, що проходять через пласт-колектор та його покрівлю;
- літологічними вікнами в покрівлі пласта-колектора;
- ускладненнями у вигляді окремих куполів або структурних носіїв, відокремлених від основного об'єкту прогином;
- старими, покинутими або погано ліквідованими свердловинами, які не були виявлені в період підготовки до закачування газу;
- свердловинами, в яких погано проведено цементування обсадних колон або тих, що мають негерметичне різьбове з'єднання обсадних колон або змінання їх стінок та інші дефекти;
- розчиненням в пластових водах, дифузією та сорбцією [3].

2. Існування втрат через недостовірність обліку закачаного і відібраного газу.

У техніці використовують прилади для вимірювання лише з певною заданою точністю – основною похибкою допустимої норми. Якщо прилад працює в умовах, що відрізняються від нормальних ($t = 20^{\circ}\text{C}$, $P_a = 101,325\text{kPa}$), то виникає додаткова похибка, яка збільшує загальну похибку приладу. До додаткових похибок відносяться: температурна, установочна і т.п.

У практиці оцінки результатів вимірювання при обліку газу розрізняють похибки визначення параметрів, що характеризують фізичний стан газу, приведення до стандартних умов, похибки непрямих вимірювань.

Результати вимірювання такого параметру як кількість газу є одноразовим, оскільки контрольований параметр може бути реалізованим фізично незмінним тільки один раз в умовах експлуатації засобів обліку газу, тобто кожне наступне вимірювання буде характеризуватись іншими значеннями параметру.

Процес вимірювання витрати та кількості газу оснований здебільшого на моделюванні енергетичних змін, які відбуваються в потоці газу залежно від витрати. На ПСГ використовуються витратоміри змінного перепаду тиску.

Для них похибка вимірювання може лежати у досить широких межах залежно від стану звуженого пристрою, діаметра трубопроводу, постійності тиску і температури вимірюваного середовища. Крім того, в умовах експлуатації витратовимірювальних дільниць на точність вимірювання впливає невизначеність фактичного стану внутрішньої поверхні прямолинійної ділянки трубопроводу, відхилення його реальної геометрії від розрахункової, мінливість параметрів газу тощо. Тому в середньому теоретично гранична приведена похибка оцінюється (1-3)%, а ДСТУ 3383-96 визначає її як 4%. До 1996 р. приймалась похибка 5% згідно з РД 50-213-80 [5].

Беручи до уваги вище наведені результати, ліквідаційну вартість буферного газу можна вважати рівною 75% від його обсягу. Тобто проамортизувати за 100 років потрібно тільки 25% обсягу буферного газу.

Але існує проблема поповнення буферного газу за рахунок активного. На наш погляд, точне поповнення буферного газу не повинно амортизуватися. Такий газ не може відноситись до необоротних активів, тому що цей процес відбувається постійно, а не одноразово на декілька років. В зв'язку з цим вартість такого газу повинна відображатися у витратах поточного періоду. Якщо цей момент не врахувати, то може скластися така ситуація, що при ліквідації об'єкта підземного зберігання газу фактичний обсяг буферного газу буде значно менший, ніж бухгалтерський, що приведе до суттєвої помилки розрахунку ліквідаційної вартості буферного газу. Тому, виходячи з одного з принципів бухгалтерського обліку – принципу обережності (консерватизму), ми пропонуємо ліквідаційну вартість буферного газу встановити не на рівні 75%, а на рівні 60-70%, а інші 40-30% – амортизувати, тобто рахувати за вартість, яка амортизується.

Метод амортизації обирається підприємством самостійно з урахуванням очікуваного способу отримання економічних вигод від його використання. Виходячи з того, що економічні вигоди від буферного газу підприємство отримує рівномірно протягом усього терміну експлуатації підземного сховища газу, доцільно застосовувати при амортизації буферного газу прямолинійний метод. Нарахування амортизації проводиться щомісячно. Місячна сума амортизації при застосуванні прямолинійного методу визначається діленням річної суми амортизації на 12.

Метод амортизації об'єкта переглядається у разі зміни очікуваного способу отримання економічних вигод від його використання. Нарахування амортизації за новим методом починається з місяця, наступного за місяцем прийняття рішення про зміну методу амортизації.

Розглянемо на умовному прикладі підземного сховища газу нарахування амортизації буферного газу для двох варіантів:

- 1-й варіант – 40% об'єму амортизується;
- 2-й варіант – 30% об'єму амортизується.

Таблиця 2 – Нарахування амортизації буферного газу тис. грн.

Кроки	Зміст	Варіант 1	Варіант 2	Проводка
1	Дооцінка буферного газу	1069440	1069440	Дт рах.10 “Основні засоби” Кт рах.42 “Додатковий капітал”
2	Розрахунок ліквідаційної вартості	$1069440 \times 0,4 = 427776$	$1069440 \times 0,3 = 320832$	
3	Розрахунок суми амортизації буферного газу на 2007 р.	$(1069440 - 27776) : 67 = 15547,2$	$(1069440 - 20832) : 67 = 11173,2$	Дт рах.42 “Додатковий капітал” Кт рах.13 “Знос необоротних активів”
4	Щомісячне відображення в обліку	$15547,2 : 12 = 1295,6$	$11173,2 : 12 = 931,1$	Дт рах. 83, 90 рахунки витрат Кт рах.13 “Знос необоротних активів” Дт рах.42 “Додатковий капітал” Кт рах.74 “Інші доходи”

Вихідні дані:

термін амортизації, років:

- який минув – 33

- який залишився – 67

обсяг буферного газу, млн.м³ – 2228

ціна за 1 тис.м³, грн. – 480

вартість буферного газу,
тис.гр.м³ – 1069440

метод нарахування – прямолінійний
амортизація обчислюється за 2007 р.

Розрахунки відобразимо у вигляді таблиці (див. табл. 2) /

І нарешті, що стосується податкової амортизації. Взяття на облік вартості буферного газу не пов'язана з витратами підприємства. А згідно пп.8.1.1. п.8.1 статті 8 Закону України „Про оподаткування прибутку підприємств” в редакції від 22.05.97р. №283/97-ВР (зі змінами і доповненнями) „під терміном „амортизація” ... слід розуміти поступове віднесення витрат...”. В даному випадку підприємство не має витрат на придбання буферного газу, тому в податкових розрахунках сума амортизації буферного газу не повинна враховуватися.

Література

1 Закон України „Про оподаткування прибутку підприємств” в редакції від 22.05.97 р. №283/97-ВР (зі змінами і доповненнями).

2 Положення (стандарт) бухгалтерського обліку 7 “Основні засоби”, затверджене наказом Міністерства фінансів України від 27.04.2000 р. № 92, зареєстрованим у Міністерстві юстиції України 18.05.2000 р. № 288/4509 (зі змінами і доповненнями).

3 Нормативи безповоротних пластових витрат газу при експлуатації ПСГ ДК “Укртрансгаз”, НАК “нафтогаз України”, Дочірня компанія “Укртрансгаз”. – Київ, 2002.

4 Довідник з нафтогазової справи / За заг. ред. докторів технічних наук В.С.Бойка, Р.М.Кондрата, Р.С.Яремійчука. – К.: Львів, 1996. – 620 с.

5 Андрійшин М.П., Каневський С.О., Карпаш О.М. та ін. Вимірювання витрати та кількості газу: Довідник. – Івано-Франківськ, ПП “Сімік”, 2004. – 160 с.

6 Дидковская А.С., Лурье М.В., Максимов В.М. Оценка запасов в ПХГ по данным его эксплуатации // Газовая промышленность. – 2003. – № 2.

7 Лурье М.В., Дидковская, А.С. Инвентаризация газа и ПХГ // Газовая промышленность. – 2002. – № 2.