

УДК 622.691

**ЗАМІНА АЗОТОМ ЧАСТИНИ БУФЕРНОГО ОБ'ЄМУ ГАЗУ ДАШАВСЬКОГО ПСГ**© **Р.Ф. Гімер<sup>1</sup>, П.Р. Гімер<sup>1</sup>, М.П. Деркач<sup>2</sup>, Б.П. Савків<sup>3</sup>, О.М. Сусак<sup>1</sup>, А.Ю. Чередніченко<sup>3</sup>**

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

2) УМГ "Львівтрансгаз"; 3, вул. Рубчака, м. Львів, 79026

3) НАК "Нафтогаз України"; 6, вул. Б. Хмельницького, Київ, 01001

На основании данных о создании и циклической эксплуатации Дашавского ПХГ разработан технологический проект замены азотом части буферного газа хранилища. Рассматриваются три варианта реализации проекта. Дается сравнительный анализ экономической эффективности этих вариантов.

On basis of the data of the Dashava UGSF creation and cyclic operation a technological project of the substitution of a part of storage buffer gas by nitrogen is designed. Three ways of project realization are considered. A comparative analysis of these ways economic effectiveness is given.

Проведені для Дашавського ПСГ дослідження циклічної експлуатації свердловин і сховища в цілому дозволяють зробити висновок, що:

- газосховище герметичне;
- на усталеному режимі (стабілізація тиску в застійних зонах) працює з 1994 року;
- у процесі циклічної експлуатації активний газонасичений об'єм збільшився ~ на 4% внаслідок нагнітання осушеного (до точки роси мінус 6...10°C) газу;
- значно покращилась фільтраційна характеристика привибійної зони всіх експлуатаційних свердловин.

Аналіз промислово-геофізичних досліджень експлуатаційних свердловин дозволив уточнити структурні форми газосховища. Були побудовані карти (*mh*) для покладів Г, Е, Д і проведена оцінка їх газонасиченого об'єму, обґрунтоване виділення трьох зон його активності, виконаний підрахунок запасів газу в них.

Виділено чотири етапи черговості проведення робіт із заміни азотом буферного об'єму газу і для першого етапу складений проект, згідно якого можна буде вивільнити 950...1350 млн. кубометрів природного газу.

Нове в ньому – уточнені структурні карти, геологічні профілі (що побудовані з урахуванням даних як нових – 99 шт., так і старих (>30 шт.) свердловин, на основі яких уточнені межі виділених трьох зон: активна – I, перехідна – II, застійна – III. До III-ої зони віднесена і газодинамічно ізольована зона в районі свердловини Д-165, яка має, на нашу думку, лише гідродинамічний зв'язок з III-ю зоною, оскільки має однакову відмітку початкового положення ГВК.

В історії Дашавського ПСГ можна виділити три етапи його створення і експлуатації.

1-й етап починається з 1973 р., коли впроваджувалась технологічна схема створення ПСГ у покладі Г з метою покриття нерівномірного газопостачання споживачам Львівської області і експортних поставок газу.

2-й етап починається з початку впровадження (1982 р.) технологічного проекту створення пікового ПСГ у Дашаві в покладі Е з метою забезпечення відбору всього активного об'єму газу за 100 діб і забезпечення добової продуктивності свердловин у кількості 20 млн. кубометрів за останні 30 діб. Однак в процесі розбудови газосховища і паралельної експлуатації (на початку нагнітання буферного об'єму, а після – циклічної експлуатації) була виявлена газодинамічна взаємодія покладу Е і покладу Д, що розміщений на структурі північно-західніше покладу Е. Взаємодія проявляється при перепаді тиску в покладах близько 2 МПа. У зв'язку з тим, що розбудовування газосховища вже велось і пробурена була їх більшість УкрНДІгаз виконав "Корективи..." до проекту створення ПСГ, які практично втілені в життя і з 1986 р. (пуск КС і цеху осушування і очищення газу) ПСГ введено в режим циклічної експлуатації. Аналіз циклічної експлуатації ПСГ підтверджується годографами зміни тиску в ПСГ у залежності від сумарної кількості газу в ньому і в часі. Доказано, що з 1994 р. газосховище введено на режим усталеної циклічної експлуатації і тиски в застійних зонах стабілізувались.

Запропонована нова методика визначення газонасиченого порового об'єму газосховища загалом, по зонах активності, з урахуванням анізотропії пласта як по площі, так і розрізу продуктивного горизонту. Середні параметри об'єкта зберігання газу визначені з використанням фактичних об'ємів нагнітання і відбору з ПСГ, площа газосховища і його окремих елементів визначена за допомогою планіметривання карт ізопакіт через 5 м. Для зменшення похибки розрахунку ( $mh$ ) проводились у відносних величинах ( $mh/(mh)_{сер}$ ).

За даними УкрНДІгаз загальний поровий об'єм сягає 117,4 млн. м<sup>3</sup>, у тому числі в покладах Г-Е-Д 108,5 млн. м<sup>3</sup>, покладі Ж+В – 8,9 млн. м<sup>3</sup>. Такого ж порядку величини об'ємів і за нашими розрахунками.

Загальна площа газоносності 62790 тис. м<sup>2</sup>, у т.ч.

I зона – 19350 тис. м<sup>2</sup> (30,8%)

II зона – 23600 тис. м<sup>2</sup> (37,6%)

III зона – 19840 тис. м<sup>2</sup> (31,6%)

Середня ефективна товщина  $h_{сер} = 8,44$  м, середня величина  $(mh)_{сер} = 1,57$  м,  $m_{сер} = 0,19$ .

Ефективність витіснення азотом природного газу сягає 1,75.

Розподіл запасів по зонах активності (на 1.10.2002 р.):

I – 2806,6 млн. м<sup>3</sup> або 56,5%

II – 1910,1 млн. м<sup>3</sup> або 38,5%

III – 246,7 млн. м<sup>3</sup> або 5%.

Об'єм витісненого азотом природного газу сягатиме 950 млн. м<sup>3</sup> при коефіцієнті витіснення 0,5 (1-а черга впровадження проекту).

Вибір Дашавського ПСГ для заміни об'єму буферного газу азотом не випадковий – цей об'єкт відповідає всім вимогам пріоритетних у світі французьких запатентованих технологій.

Техніка і технологія нагнітання азоту в пласт вибрані з урахуванням наявних ліквідованих експлуатаційних свердловин і їх продуктивності, наявності вітчизняного устаткування. Повітророзподільне устаткування випускається Одеським НВТО “Кисеньмаш”. Виготовляється блоками, компактними для перевезення і швидкого монтажу. Нашим проектом передбачені ПРУ-3 з продуктивністю по азоту 3 тис. м<sup>3</sup>/год під тиском 0,6 МПа і кисню газоподібного 100 м<sup>3</sup>/год. Сировина – повітря в кількості 8100 м<sup>3</sup>/год. Забезпечує чистоту азоту до 99,999%, кисню – 99,7%, точку роси – мінус 70°C при температурі азоту на виході 20°C.

Технологія нагнітання азоту передбачає його стиснення до 4,5-5 МПа і більше за допомогою нагнітачів типу 8ГКМ2/3-45 (восьмициліндрових, двоступеневих, з тиском на вході не менше 3 кгс/см<sup>2</sup> і на виході 45 кгс/см<sup>2</sup>).

Обґрунтовані вихідні дані для розрахунків:

- тиск у зоні нагнітання  $37 \cdot 10^5$  Па (постійний);
- пластова температура 290°K;
- коефіцієнт витіснення 1,75;
- густина азоту 1,2646 кг/м<sup>3</sup>, її відносне значення 1,049, коефіцієнт надстисливості ~ 1;
- глибина свердловин 700 м, середній інтервал перфорації 20 м, щільність перфорації 20 отв/1 п.м;
- фонтанні труби  $\varnothing 101,6 \times 6,5$ ;
- коефіцієнт фільтраційного опору свердловин “а” і “б” взяті за даними дослідження свердловин у період 1956-1957 р.р.

Розрахункові рівняння для визначення приймальності свердловин 1-ої черги Д-48, Д-61 і Д-215 складено на основі квадратичної залежності припливу газу до їх вибою.

Результати розрахунків підтверджують можливість нагнітання азоту в пласт з дебітами:

Д-48 – до 10-13 тис. м<sup>3</sup>/год

Д-61 – до 6-7 тис. м<sup>3</sup>/год

Д-205 – до 3 тис. м<sup>3</sup>/год,

у залежності від зміни репресії на пласт (у межах 0,1-0,5 МПа). При цьому тиск на гирлі свердловин змінюватиметься в межах 3,89-5,05 МПа, на вході КС – від 3,89 до 5,63 МПа.

Розглянуто три варіанти нагнітання азоту в пласт, які відрізняються величиною репресії на пласт, кількістю блоків устаткування А-3. 3-й варіант обмежується величиною максимального робочого тиску на виході з КС. Показники варіантів зведені в таблицях 1 і 2:

У процесі нагнітання азоту передбачено вимірювання тисків, витрати, проводити аналіз газу, здійснювати дослідження свердловин тощо. Встановлено періодичність проведення всіх контрольних заходів.

Техніко-економічна оцінка ефективності заміни азотом буферного об'єму природного газу Дашавського ПСГ дана на основі методичних рекомендацій з підготовки інвестиційних проектів Міністерства економіки [1].

Таблиця 1 – Варіанти проведення нагнітання азоту в пласт Дашавського ПСГ

Варіант	Кількість установок А-3	Добова витрата азоту, тис. м <sup>3</sup>	Річний об'єм нагнітання азоту, млн.м <sup>3</sup> /рік	Об'єм витіснення газу, млн.м <sup>3</sup> /рік	Необхідна кількість ГМК
1	3+1	206,4	63,984	111,975	5
2	4+1	292,8	90,768	158,844	7
3	8+1	585,6	181,536	317,686	13

Таблиця 2 – Тривалість заміни азотом буферного об'єму газу наступна (в роках)

Варіант	Добова витрата азоту, тис. м <sup>3</sup>	Роки
1	206,4	8,48
2	292,8	5,98
3	585,6	2,98

Вартість реконсервації свердловин взято за даними УМГ “Львівтрансгаз”. Будівництво шлейфів, ГРП, приміщення компресорної станції оцінені з використанням рекомендації Міністерства економіки і РТМ-1035-75 з урахуванням перевідних коефіцієнтів рублів у гривню (1,05) і гривні в долар США по курсу на червень 2003 р. (5,3 грн за долар).

Капіталовкладення в комплекс ПРУ розраховані за даними заводу “Кисеньмаш”.

Окремо складений кошторис експлуатаційних витрат, без амортизаційних відрахувань.

При розрахунку економічної ефективності прийняті наступні положення:

- період експлуатації 12 років;
- податок на прибуток 30% від величини балансового валового прибутку;
- величина чистого доходу складається з величини чистого прибутку та величини амортизаційних відрахувань;
- у розрахунках економічної ефективності застосований коефіцієнт дисконтування 13%;
- ціну за газ для промислових підприємств взято за даними УМГ “Львівтрансгаз”.

Порівняння варіантів результатів розрахунку економічної ефективності за величиною чистого грошового потоку показує, що вигідним є 3-й варіант (таблиця 3).

Таблиця 3 – Порівняння дисконтованих чистих грошових потоків (у тис. у.о.)

Варіант	Тривалість процесу заміни азотом буферного об'єму газу, роки	Дисконтований чистий грошовий потік	Кумулятивний чистий грошовий потік
1	8,48	1705	11019
2	5,98	2955	12636
3	2,99	9404	8394

З урахуванням термінів витіснення азотом буферного об'єму газу кумулятивний чистий грошовий потік практично одного порядку в 1 і 2 варіантах. При витісненні азотом природного газу за технологічними показниками 3-го варіанту кумулятивний чистий грошовий потік зменшується більш як на третину (до 8394 тис. у.о.).

З урахуванням зарубіжного досвіду заміна азотом природного газу більш ефективна при низьких темпах його нагнітання, тому вважаємо раціональним 1-й варіант впровадження проекту. Таке саме резюме технічної ради УМГ “Львівтрансгаз” і НАК “Нафтогаз України”.

### Література

1. Гімер Р.Ф. (ІФДТУНГ), Печорін О.М. (ВНІІТрансгаз). Техніко-економічні розрахунки заміни буферного природного газу ПСГ на азот / Звіт по НДР договір 26.9916 з НАК “Нафтогаз України” К. – 2000. – 103 с.