

## ІНТЕРПРЕТАЦІЯ ДАНИХ ГАЗОДИНАМІЧНИХ ДОСЛІДЖЕНЬ СВЕРДЛОВИН ПСГ ДЛЯ ІНЕРТНИХ ГАЗІВ

П.Р.Гімер

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 40098  
e-mail: gidro@nung.edu.ua

*При использовании старых газовых скважин для закачки инертных газов в пласт ПХГ возникает вопрос об изменении их продуктивной характеристики вследствие изменения параметров закачиваемого в пласт газа. Предлагается методика пересчета величин фильтрационных коэффициентов, полученных при исследовании скважин с природным газом, на случай использования для закачки в пласт инертного газа.*

*When old gas wells are used for inert gas injection into the reservoir of UGSF, the question of well deliverability changing, subject of gas parameters changing, is raised. The recalculation method of filtration coefficients, which are obtained after natural gas well tests, for the case of inert gas injection into the reservoir is proposed.*

В підземних сховищах газу, створених у виснажених газових, газоконденсатних і нафтових родовищах, весь об'єм газу складається з активної і буферної частин. Активний об'єм газу відбирається протягом кожного циклу відбору, пасивний (або буферний) об'єм газу за усталеного режиму відбирання і нагнітання газу є незмінним і виконує функцію потенційного запасу енергії в газосховищі у випадку зниження тиску наприкінці циклу відбирання до мінімально допустимої величини.

Низка газосховищ в Україні створювалися на стадії промислового виснаження газових родовищ [0], тому для їх функціонування необхідно було, в першу чергу, створити буферний об'єм газу для забезпечення величини мінімального тиску в газосховищі. Для деяких газосховищ це означало необхідність напompувати сотні мільярдів кубометрів природного газу, що негативно вплинуло на техніко-економічні показники їх експлуатації, оскільки, в першу чергу, збільшило вартість основних нерухомих фондів газосховищ, що, у свою чергу, вплинуло на собівартість зберігання газу і рентабельність роботи газосховища.

Як підтверджує світовий досвід [0, 0], заміна інертним газом (наприклад, азотом) буферного об'єму природного газу (або його частини) значно покращує техніко-економічні показники таких газосховищ, позитивно впливає на екологічний стан території, які знаходяться в межах газонасиченого поля продуктивного покладу, але не охоплених зоною розміщення свердловин.

Вивчення можливостей застосування інертних газів для формування буферного об'єму ПСГ почалося у 70-х рр. минулого століття у Франції. Уперше нагнітання інертного газу було здійснено компанією “Газ де Франс” у ПСГ Сент-Клер у період із 1979 по 1981 рр. [0]. При цьому використовувалися відхідні гази, отримані від спалення природного газу. Було закачано газову суміш, що майже на 90% складалася з азоту і на 10% – із кисню та діоксиду вуглецю. Оскільки даний проект виявився успіш-

ним, було вирішено використати цю технологію і в інших газосховищах – Сент-Ль'єр (1989 р.) та Жермені (1982 р., 1993 р.) [0]. Пізніше появились нові, більш дешеві і продуктивні технології виробництва азоту: метод адсорбції за змінного тиску та мембранна технологія, що, на фоні зростання ціни на природний газ, тільки підвищує економічну ефективність подібних проектів. Всього на семи ПСГ у Франції було застосовано альтернативний буферний газ, який за фізичними властивостями суттєво відрізнявся від природного газу, що зберігався у сховищі. Від того часу кілька вдалих проектів за таким же методом було впроваджено на інших газосховищах у різних країнах Європи: на восьми ПСГ у Німеччині, на двох – у Данії, на двох – у Чехії, на одному – у Польщі. Ведуться роботи з використання інертного газу в підземних сховищах США [0].

Із даної тематики за останні 15 років проводилися дослідження також і в Україні (ІФНТУНГ і ВНПТрансгаз) [0], результати яких узагальнено у трьох наукових роботах: “Розробка технології підвищення видобутку газу на останній стадії експлуатації родовищ з допомогою нагнітання інертного газу в пласт” (на прикладі Опарського родовища), 1993 р.; “Техніко-економічні розрахунки заміни буферного природного газу ПСГ на азот” (на прикладі Опарського ПСГ), 2000 р.; “Технологічний проект заміни азотом частки буферного об'єму газу Дашавського ПСГ”, 2003 р.

Застосування азоту для заміни частини буферного газу передбачає як буріння нових, так і використання старих свердловин для нагнітання азоту в пласт. В останньому випадку доцільно використати наявні результати газодинамічних досліджень свердловин для гідродинамічних розрахунків процесу витіснення і заміни природного газу азотом. Такі дослідження регулярно проводяться для всіх свердловин ПСГ, але, очевидно, що проводяться вони з використанням природного газу, який відбирається або нагнітається в газосховище. Оскільки фізико-хімічні властивості природного газу (питомий

об'єм, критичні параметри, газова стала та ін.) та інертного газу (азоту) різні, то потрібно оцінити, як ця відмінність може вплинути на результати досліджень свердловин, а відтак, і на результати розрахунків технологічних параметрів роботи цих свердловин.

Одними з відомих для свердловин параметри, які отримують в результаті газодинамічних досліджень свердловин, є фільтраційні коефіцієнти в двочленній формулі припливу газу до вибою свердловини [0]:

$$p_{nl}^2 - p_{виб}^2 = aQ + bQ^2, \quad (1)$$

де:  $p_{nl}$  – абсолютний пластовий тиск,  $кгс/см^2$ ;  $p_{виб}$  – абсолютний тиск на вибої свердловини,  $кгс/см^2$ ;  $Q$  – дебіт свердловини, зведений до стандартних умов,  $тис. м^3/добу$ ;  $a, b$  – фільтраційні коефіцієнти, величини яких отримують в результаті газодинамічних досліджень свердловин.

Оскільки значення коефіцієнтів  $a, b$  отримані в результаті досліджень свердловин на природному газі, безпосереднє їх використання для розрахунків режимів роботи свердловини з азотом може призвести до значних похибок у розрахунках. Необхідно або проводити дослідження свердловин на азоті (що на стадії проектування є неможливим), або зробити перерахунок відомих значень фільтраційних коефіцієнтів з урахуванням фізичних властивостей азоту.

Аналіз процесу припливу газу до вибою свердловини свідчить, що фільтраційні коефіцієнти так пов'язані з параметрами пласта-колектора, термодинамічними умовами і властивостями газу [0, 0]:

$$a = \frac{\mu z p_{ам} T_{nl}}{\pi k h T_{см}} \ln \frac{R_{np}}{R_c}, \quad (2)$$

$$b = C \frac{z p_{ам} \rho_{см} T_{nl}}{(\pi r_o^2 h n)^2 T_{см}}, \quad (3)$$

де:  $\mu$  – динамічна в'язкість газу за пластового тиску і пластової температури,  $Па \cdot с$ ;  $z$  – коефіцієнт стисливості газу;  $p_{ам} = 101325 Па$  – атмосферний тиск;  $T_{nl}$  – пластова температура,  $К$ ;  $T_{см} = 273 К$  – температура газу за стандартних умов;  $k$  – проникність пласта в зоні дренавання свердловини,  $м^2$ ;  $h$  – ефективна товщина пласта,  $м$ ;  $R_{np}$  – приведений радіус впливу свердловини,  $м$ ;  $R_c$  – радіус свердловини (рівний радіусу долота, яким пробурена свердловина),  $м$ ;  $C = \lambda l_k / 2r_o + \xi$  – коефіцієнт, який враховує опір перфораційних каналів і залежить від:  $\lambda$  – коефіцієнт гідравлічних втрат на тертя в перфораційному каналі;  $l_k, r_o$  – довжини перфораційного каналу і його радіуса;  $\xi$  – коефіцієнт місцевого опору каналу (за відбору газу з ПСГ – це раптове розширення  $\xi_{p.p.} = 1$ , при нагнітанні – раптове звуження  $\xi_{p.z.} = 0,5$ );  $\rho_{см}$  – густина газу за стандартних умов,  $кг/м^3$ ;  $n$  – кількість перфораційних отворів на  $1 м$  ефективної товщини.

Аналіз залежностей (2) і (3) свідчить, що, в ході проведення досліджень свердловин з метою визначення фільтраційних коефіцієнтів  $a, b$ , фізичні властивості флюїду, який фільтру-

ється у привибійній зоні свердловини і у пласті, будуть впливати на величину цих коефіцієнтів. До таких властивостей відносяться динамічна в'язкість газу  $\mu$ , коефіцієнт стисливості газу  $z$  і густина газу за стандартних умов  $\rho_{см}$ . Інші параметри, які впливають на значення фільтраційних коефіцієнтів, не залежать від типу флюїду і будуть однакові як для природного газу, так і для азоту.

Таким чином, якби ми провели окремі газодинамічні дослідження однієї і тієї ж свердловини за умов наявності в пласті різних газів: у одному випадку – природного газу, а у другому – азоту, то відношення отриманих величин фільтраційних коефіцієнтів для азоту  $a_{N_2}$  і для природного газу  $a$ , згідно формули (2), було б рівне:

$$\frac{a_{N_2}}{a} = \frac{\mu_{N_2} z_{N_2}}{\mu z}, \quad (4)$$

де:  $\mu_{N_2}, \mu$  – динамічна в'язкість відповідно азоту та природного газу за пластової температури та тиску;  $z_{N_2}, z$  – коефіцієнт стисливості відповідно азоту та природного газу за пластових умов.

Аналогічно, відношення фільтраційного коефіцієнта для азоту  $b_{N_2}$  до коефіцієнта для природного газу  $b$ , знайдене з використанням формули (3), буде рівне:

$$\frac{b_{N_2}}{b} = \frac{z_{N_2} \rho_{см N_2}}{z \rho_{см}} = 1,653 \frac{z_{N_2}}{z \rho_{см}}, \quad (5)$$

де:  $\rho_{см N_2} = 1,653 кг/м^3$  – густина азоту за стандартних умов;  $\rho_{см}$  – густина природного газу за стандартних умов,  $кг/м^3$ .

Наведені співвідношення можна використувати для проведення перерахунку значень фільтраційних коефіцієнтів, отриманих під час досліджень свердловин з природним газом, на випадок використання цих свердловин для нагнітання в пласт інертного газу. У випадку нагнітання азоту відповідні формули для перерахунку фільтраційних коефіцієнтів для природного газу  $a$  і  $b$  на коефіцієнти для азоту  $a_{N_2}$  і  $b_{N_2}$  матимуть вигляд:

$$a_{N_2} = a \frac{\mu_{N_2} z_{N_2}}{\mu z}, \quad (6)$$

$$b_{N_2} = 1,653 \cdot b \frac{z_{N_2}}{z \rho_{см}}. \quad (7)$$

Для використання формул (6) і (7) окрім самих значень коефіцієнтів  $a$  і  $b$  для природного газу необхідна також інформація про пластові умови (температура і тиск), за яких планується робота свердловини з азотом. Тоді, використовуючи відповідні залежності [0, 0], можна розрахувати значення динамічної в'язкості і коефіцієнта стисливості газів за пластових умов.

Результати такого розрахунку для однієї свердловини підземного сховища газу наведено

Таблиця 1 – Приклад перерахунку фільтраційних коефіцієнтів з природного газу на азот

Коефіцієнти фільтраційного опору свердловини для руху природного газу		Абсолютний тиск газу, $кгс/см^2$		Пластова температура, $K$	Властивості природного газу			Властивості азоту		Коефіцієнти фільтраційного опору свердловини для руху азоту		Продуктивність свердловини, $тис.м^3/добу$		Відхилення продуктивності, %
$a$	$b$	пластовий	привибійний		$\rho_{cm_3}$ $кг/м^3$	$\mu \cdot 10^5$ $Па \cdot с$	$z$	$\mu_{N_2} \cdot 10^5$ $Па \cdot с$	$z_{N_2}$	$a_{N_2}$	$b_{N_2}$	з природним газом	з азотом	
0,76	0,003	37	38	298	0,6808	1,169	0,934	1,863	0,9930	1,288	0,00600	74,55	47,66	-56,4%
			39			1,170	0,933	1,864	0,9931	1,289	0,00601	128,41	84,59	-51,8%
			40			1,171	0,932	1,865	0,9932	1,290	0,00602	173,40	116,17	-49,3%
			41			1,171	0,932	1,866	0,9933	1,291	0,00602	213,19	144,42	-47,6%
			42			1,172	0,931	1,866	0,9933	1,292	0,00603	249,48	170,36	-46,4%
			43			1,173	0,930	1,867	0,9934	1,293	0,00603	283,24	194,58	-45,6%
			44			1,174	0,929	1,868	0,9935	1,294	0,00604	315,06	217,47	-44,9%

в табл. 1. Розрахунок виконано для різних значень репресії на пласт – від 1 до 7  $кгс/см^2$ . Коефіцієнти  $a$  і  $b$  були отримані під час досліджень цієї свердловини на усталених режимах фільтрації природного газу. Далі виконано розрахунок фізичних властивостей природного газу і азоту для відповідних пластових умов і за формулами (6) і (7) знайдено відповідні значення коефіцієнтів фільтраційного опору для азоту. Зрештою розраховано продуктивність даної свердловини у випадку нагнітання природного газу азоту.

Порівняння величин фільтраційних коефіцієнтів, отриманих для природного газу і перерахованих для азоту, свідчить, що коефіцієнт  $a_{N_2}$  перевищує відповідне значення коефіцієнта  $a$  для природного газу майже удвічі, а коефіцієнт  $b_{N_2}$  – більш, ніж утричі. Така зміна фільтраційних коефіцієнтів призводить до зменшення продуктивності свердловини у випадку нагнітання азоту не менш, ніж на 40% порівняно з нагнітанням природного газу. Відповідно, для підтримання у разі нагнітання азоту тієї ж продуктивності, що і для природного газу, необхідно збільшувати репресію на пласт.

Слід зауважити, що якщо нагнітання азоту тільки починається і у пласті в усій зоні дронування свердловини знаходиться природний газ, то, відповідно, у пласті і привибійній зоні свердловини матиме місце фільтрація саме природного газу. Тому зміна величини фільтраційних коефіцієнтів відбуватиметься плавно в міру заповнення відповідних зон пласта азотом. В першу чергу зміниться коефіцієнт  $b$ , який відповідає за нелінійну фільтрацію і гідравлічний опір привибійної зони свердловини, а потім – в ході заміщення азотом природного газу в зоні дронування свердловини – до відповідного значення збільшиться коефіцієнт  $a$ .

### Висновки

Використання для прогнозних розрахунків нагнітання в пласт інертного газу (азоту) фільтраційних коефіцієнтів, отриманих в результаті

досліджень свердловин на природному газі, призведе до значної похибки у визначенні продуктивності свердловини для заданої репресії на пласт (продуктивність буде завищена більш, ніж на 40%). Відповідно, розраховані значення репресії для заданої продуктивності будуть занижені.

В ході заміщення природного газу в пласті інертним газом (азотом) буде спостерігатися збільшення величини фільтраційних коефіцієнтів до тих пір поки вся зона дронування свердловини не буде заповнена інертним газом. Тому для підтримання постійних темпів нагнітання інертного газу необхідно буде збільшувати репресію на пласт.

Під час виконання газодинамічних розрахунків нагнітання інертного газу бажано використовувати значення фільтраційних коефіцієнтів, які отримано на основі газодинамічних досліджень свердловини з цим газом (наприклад, азотом). У випадку неможливості виконання таких досліджень можна використати фільтраційні коефіцієнти, одержані для фільтрації природного газу, виконавши відповідний перерахунок за формулами (6) і (7). У цьому випадку, як свідчать оціночні розрахунки у випадку переходу з природного газу на азот значення фільтраційних коефіцієнтів збільшиться приблизно удвічі.

### Література

- 1 De Moegen H., Giouse H. Long-Term Study of Cushion Gas Replacement by Inert Gas. – Society of Petroleum Engineers (SPE) 19754. – 1989. – 12 p.
- 2 Laille J. P., Molinard J. E. and Wents A. Inert Gas Injection as Part of the Cushion of the Underground Storage of Saint-Clairsur-Epte. – Society of Petroleum Engineers (SPE) 17740. – 1988. – 10 p.
- 3 Mistra B.R., Foh S.E., Berry Y.A. The Use of Inert Gas in Underground Natural Gas Storage // Society of Petroleum Engineers (SPE) 17741. – 1988. – 8 p.

4 Басниев К.С., Кочина И.Н., Максимов В.М. Подземная гидромеханика: Учебник для вузов. – М.: Недра, 1993. – 416 с.

5 Гімер Р.Ф., Гімер П.Р., Деркач М.П. Підземне зберігання газу. – Івано-Франківськ: Факел, 2001. – 215 с.

6 Гімер Р.Ф., Гімер П.Р., Деркач М.П. Підземне зберігання газу. Частина 1: Створення підземних сховищ газу. – Львів: Центр Європи, 2007. – 224 с.

7 Гімер Р.Ф., Гімер П.Р., Деркач М.П. та ін. Заміна азотом частини буферного об'єму газу Дашавського ПСГ // Науковий вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу. – 2004. – №2(8). – С.42-44.

8 Грай М. Экономия энергии на подземных хранилищах природного газа. Перевод №2643. – К.: ВНИПИТрансгаз, 1989.

9 Донг А., Леуан П., Меньє Г. Використання інертного газу: оцінка п'ятнадцятирічного досвіду // "Газ де Франс", Міжнародна конференція з газових досліджень, 1995.

10 Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин / Под ред. Г.А. Зотова, З.С. Алиева. – М.: Недра, 1980. – 301 с.

11 Касперович В.К. Трубопроводный транспорт газу. – Івано-Франківськ: Факел, 1999. – С. 16-17.

12 Рид Р. Праусниц Дж., Шервуд Т. Свойства газов и жидкостей: Справочное пособие. – Л.: Химия, 1982. – 592 с.

УДК 622.692.4

## ДОСЛІДЖЕННЯ ВПЛИВУ ТЕМПЕРАТУРИ ПІДІГРІВАННЯ ДОЛИНСЬКОЇ НАФТИ НА ЇЇ РЕОЛОГІЧНІ ВЛАСТИВОСТІ

С.Р. Яновський, М.Д. Середюк, Л.Д. Пилипів

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42166

e-mail: [seredjuk@nung.edu.ua](mailto:seredjuk@nung.edu.ua)

*В результате экспериментальных исследований, выполненных при помощи ротационного вискозиметра Реотест-2, установлено, что реологические свойства высоковязкой высокозастывающей долинской нефти существенно зависят от температуры ее подогрева перед закачкой в трубопровод. Получены графические и аналитические зависимости статического напряжения сдвига, граничного динамического напряжения сдвига и пластической вязкости от температуры подогрева долинской нефти, а также от температуры, при которой она находится в трубопроводе.*

*The results of experimental research, which were done with rotary viscometer, show that the rheological properties of high-viscosity and high-solidifying of Dolina oil are depend on the temperature of heating at the beginning of transportation. The graphical and analytic relations of statical transverse strain, boundary dynamical transverse strain and plastic viscosity from the temperature of heating of oil and the temperature of oil inside the pipeline, were developed.*

Нафта Долинських родовищ на Прикарпатті (далі – долинська нафта) відноситься до високов'язких швидкозастигаючих нафт. Транспортування таких нафт нафтопроводами вимагає застосування спеціальних технологій перекачування. Для транспортування долинської нафти нафтопроводом використовується технологія неізотермічного перекачування, за якою нафта підігривається до певної температури на насосно-тепловій станції (НТС), і далі закачується у нафтопровід. У процесі руху нафти в трубопроводі внаслідок теплообміну з навколишнім середовищем її температура поступово знижується до певного значення, за якого ще забезпечуються транспортабельні властивості. Неприпустиме зниження температури нафти може спричинити "заморожування" та аварійну зупинку роботи нафтопроводу.

Для практичної реалізації зазначеної технології перекачування обов'язковим є обґрунтування необхідної температури підігрівання високов'язкої нафти, достовірне прогнозування

температури нафти в кінці нафтопроводу, втрат тиску та енергетичних витрат на транспортування нафти.

У процесі експлуатації неізотермічного нафтопроводу важливе значення має правильний вибір температури підігрівання нафти. У роботах [1, 2] запропоновано методи обґрунтування температури підігрівання високов'язкої нафти, яка у діапазоні робочих температур у трубопроводі проявляє властивості ньютонівської рідини. Для такої рідини реологічні, а, отже, і транспортабельні властивості однозначно характеризуються величиною кінематичної в'язкості. Реологічні властивості такої нафти за фіксованої температури в нафтопроводі є сталими і не залежать від того, до якої температури вона була підігріта на НТС.

Долинська нафта, як свідчать наші дослідження, залежно від температури, при якій знаходиться, характеризується різними реологічними моделями. За температур, вищих за 30°C, вона характеризується властивостями ньюто-