

МОДЕЛЮВАННЯ ПРОЦЕСУ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ПІДЗЕМНИХ СХОВИЩ ГАЗУ

В.О. Заєць, Д.Ф. Тимків

ІФНТУНГ, 76019, м.Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42166,
e-mail: public@nimg.edu.ua

У даній роботі авторами вирішується проблема процесу моделювання експлуатаційних режимів підземних сховищ газу в Україні й оцінка їх стану. Постановка даного завдання пов'язана з явищами, які відбуваються після експлуатації підземних сховищ газу і призводять до зменшення об'єму активної та буферної зон. На основі аналізу роботи проведені дослідження, за результатами яких здійснено розрахунки для створення умов, за яких будуть відсутні елементи зменшення або збільшення газонасиченого простору ПСГ. За цих умов проявляється пружно-водонапірний режим експлуатації, при якому параметри сховища будуть постійними. У випадку зміни режиму експлуатації ПСГ необхідно проводити коригування показників для стабілізації параметрів ПСГ.

Вирішення поставленої задачі досягається тим, що процес експлуатації підземних сховищ газу (ПСГ) починається в умовах пружно-водонапірного режиму. Він включає в себе закачування буферного й активного об'ємів газу в підземне сховище, створене у водоносній структурі для стабілізації порового процесу. Процес експлуатації включає в себе закачування газу при мінімальному тиску за час, після якого починається нейтральний період, що триває протягом часу, необхідного за технологічними та технічними показниками. Після цього починається період відбору активного об'єму газу від максимального тиску до величини пластового гідростатичного тиску, за яким настає нейтральний період. Його термін визначається шляхом розрахунків. Надалі у разі зміни тиску (від проектних максимального або мінімального) здійснюється коригування тривалості нейтрального періоду для забезпечення постійної величини газонасиченого простору. Коригування проводиться як після закачування, так і після періоду відбору газу.

Ключові слова: моделювання, експлуатаційний режим, підземні сховища газу, газонасичений простір.

В данной работе авторами рассматривается проблема процесса моделирования эксплуатационных режимов подземных хранилищ газа в Украине и оценка их состояния. Постановка данного вопроса связана с явлениями, которые происходят после эксплуатации подземных хранилищ газа и приводят к уменьшению активной и буферной зон. На основе анализа работы проведенные исследования, по результатам которых проведены расчеты для создания условий, при которых будут отсутствовать элементы уменьшения или увеличения газонасыщенного пространства ПХГ. В этих условиях проявляется упруго-водонапорный режим эксплуатации, при котором параметры эксплуатации будут постоянными. При их изменении необходимо корректирование показателей для стабилизации параметров ПСГ.

Решение поставленной задачи достигается тем, что процесс эксплуатации подземных хранилищ газа (ПХГ) начинается в условиях упруго-водонапорного режима. Он включает в себя закачивание буферного и активного объемов газа в подземное хранилище, созданное в водоносной структуре для стабилизации порового процесса. Процесс эксплуатации включает в себя закачивание газа при минимальном давлении за время, после которого начинается нейтральный период, длящийся на протяжении времени, которое необходимо по технологическим и техническим показателям. После этого начинается период отбора активного объема газа от максимального давления до величины пластового гидростатического давления, после которого наступает нейтральный период. Его длительность определяется путем расчетов. В дальнейшем, при изменении давления (от проектных максимального и минимального) производится корректирование длительности нейтрального периода для обеспечения постоянной величины газонасыщенного пространства. Корректирование следует проводить как после закачивания, так и после периода отбора газа.

Ключевые слова: моделирование, эксплуатационный режим, подземные хранилища газа, газонасыщенное пространство.

This paper refers to the problem of modeling of Ukrainian underground gas storage facilities (UGSF) operation modes and evaluating their states. Statement of this problem is connected with the phenomena that occur after UGSF operation and lead to reduction in the volume of the active and buffer zones. Based on the analysis of the work there were studies conducted and on the basis of their results the calculations were carried out in order to create conditions under which there will be no elements which increase or decrease the gas-saturated space of the UGSF, operated under the elastic water drive, at which the storage facility parameters will remain constant. In case the UGSF operation mode is changed, the adjustments of the indices must be done to stabilize the UGSF parameters.

The solution of this problem is achieved by beginning the UGSF operation under the elastic water drive. It incorporates injection of the buffer and active gas volumes into the underground storage created in an aquifer reservoir to stabilize the processes in pores. Operation process involves gas injection at minimum pressure during the time, after which the neutral period begins and lasts as long as it is necessary according to technological and technical parameters. Then begins the period of active gas extraction at the pressures that range from the maximum pressure to the formation hydrostatic pressure, after which another neutral period starts. Its duration is determined with the help of calculations. Then, if the pressure (in a range from the design maximum to minimum one) changes, the duration of the neutral period is adjusted to maintain constant gas-saturated space. Adjustments are performed both after gas injection, and after its extraction.

Keywords: modeling, operation mode, underground gas storage facilities, gas-saturated space.

Вступ Газотранспортна система (ГТС) України – одна з найбільших у світі як за довжиною, так і за обсягом транзиту газу, і складається з 37,5 тис км газопроводів (із них 14 тис. км – діаметром 1020-1420 мм), 72 компресорних станцій, розвинутої мережі газорозподільних і газовимірювальних станцій.

ГТС є однією з основних галузей народного господарства, від надійності функціонування якої значною мірою залежить економіка держави. Вона повинна забезпечити транспортування газу для потреб вітчизняних і зарубіжних споживачів протягом календарного року, тому її надійність і ефективність є основною проблемою вітчизняної науки. Відомо, що в різні пори року кількість спожитого газу населенням є різною: в зимовий період витрати газу збільшуються до максимальної величини (пікове завантаження), восени і навесні вона зменшується на 20-30%, а влітку досягає мінімальної.

У зв'язку з цим для стабілізації рівномірності газоспоживання споживачами протягом року використовують підземні сховища газу (ПСГ).

На сучасному етапі комплекс підземних газосховищ України складається з 13 об'єктів, проектна потужність яких за активним газом становить 37,8 млрд.м³, за максимальною добовою продуктивністю – 383,0 млн.м³. Для їхньої експлуатації передбачені 1535 свердловин і компресорні станції загальною потужністю 631,1 МВт. Із загальної кількості газосховищ 5 мають проектний об'єм від 2 млрд.м³ і більше, а одне з них перевершує 21 млрд.м³. При проектних об'ємах зберігання вітчизняний комплекс газосховищ дозволяє забезпечувати 40 % річного й близько 50% добового обсягу споживання газу в країні й, окрім того, гарантує надійність транзиту газу.

Постановка завдання Одним із найважливіших технологічних елементів газотранспортної системи України, який забезпечує її надійну та безперебійну роботу, є підземні сховища газу (ПСГ), створені як на базі виснажених газових та газоконденсатних родовищ, так і водоносних пластів, і розташовані у всіх нафтогазових провінціях країни на глибині від 400 до 2000 м.

Підземне зберігання газу відіграє важливу роль в паливно-енергетичному балансі країни, враховуючи технологічну складову, починаючи від пластової системи і закінчуючи якісною підготовкою газу, його подачею в магістральний газопровід. Стратегічне призначення ПСГ, яке полягає в регулюванні сезонної нерівномірності газоспоживання; додатковій подачі газу споживачам при екстремальних зниженнях температури як в окремі дні, так і в період аномально холодних зим; створенні довгострокових резервів газу при виникненні непередбачених екстремальних ситуацій; резервуванні газу у випадку виникнення короткострокових аварійних ситуацій в системі газопостачання; забезпеченні надійності транзиту експортного газу, потребує формування жорстких критеріїв з ме-

тою забезпечення промислової безпеки, безпребійної та стійкої експлуатації газосховищ загалом.

Аналіз літературних джерел. На даний час велика кількість науковців, наукових шкіл працюють в області розробки моделей, методів і алгоритмів, систем вимірювання, систем проектування й автоматизації процесів при використанні ПСГ [1,2,3]. Як правило, кожна з зазначених груп розробників переслідує власну мету, яка часто не узгоджується з цілями інших груп. Це призводить до того, що попри затрачені зусилля та кошти не вдається досягнути бажаного результату. Моделі, методи, алгоритми, системи вимірювання, засоби керування та комунікації повинні бути узгодженими за багатьма параметрами, зокрема, за точністю, частотою, повнотою таким чином, щоб забезпечити ефективний режим роботи ГТС. І тому поняття режим роботи ГТС повинно бути об'єднуючим (інтегруючим) для науковців, які працюють у газовій галузі, та забезпечити максимальну системність і ефективність проведення розробок [6, 7].

Робота будь-якого ПСГ передбачає формування буферного об'єму газу в пласті, роль якого полягає у забезпеченні безводної експлуатації ПСГ і необхідної пластової енергії для можливості відбирання всього активного об'єму газу. Тому для підвищення економічної ефективності експлуатації ПСГ існує потреба у створенні оптимальної технології заміщення якомога більшої частини буферного газу газом нижчої вартості.

Відомий спосіб створення ПСГ у водоносному пласті, згідно з яким для формування буферного об'єму газу у пласт закачують інертний газ із вищезалігаючого азотного покладу, що приєднаний до єдиного антиклінального підняття [8, 9].

Основним недоліком цього способу є досить висока ймовірність дисперсії (змішування) азоту й природного газу, що може спричинити зниження якості газу, який відбирають із ПСГ у процесі експлуатації.

Відомий також спосіб створення ПСГ у соляних кавернах, що передбачає використання більш дешевого інертного газу в якості буферного шляхом його відокремлення від активного газу гнучкою непроникною мембраною, прикріпленою по контуру до стінок каверни, для запобігання можливості дисперсії газів. Недоліком цього способу є збільшення витрат на облаштування ПСГ.

Відомий також спосіб експлуатації ПСГ у водоносному пласті, що включає закачування суміші вуглекислого газу з азотом як буферного газу в центральну частину структури та витіснення його на периферію природним газом [9]. Недоліком цього способу є погіршення техніко-економічних показників унаслідок дисперсії газів, поступового вилучення інертного газу та зниження кондиційності природного газу, який відбирають із ПСГ, а також висока вартість даної технології.

Більш перспективним є спосіб створення ПСГ у водоносному пласті, згідно з яким для формування буферного об'єму газу у пласт закачують азот із вищезалгаючого азотного покладу, що приєднаний до єдиного антиклінального підняття. Основним недоліком цього способу є досить висока ймовірність дисперсії (змішування) азоту й природного газу, що може спричинити зниження якості газу, який відбирають з ПСГ у процесі експлуатації.

Відомий також спосіб експлуатації ПСГ у водоносному пласті, вибраний як прототип, що включає закачування суміші діоксиду вуглецю з азотом як буферного газу у центральну частину структури та витіснення його на периферію природним газом [6, 9, 10]. Проте, недоліком цього способу є погіршення техніко-економічних показників унаслідок одночасного закачування суміші діоксиду вуглецю з азотом.

Вищевикладене свідчить про те, що проблема покращення техніко-економічних показників експлуатації ПСГ, створених на базі виснажених газових, газоконденсатних покладів і водоносних пластів в умовах їх значної неоднорідності шляхом заміщення буферного газу інертним газом є досить актуальною. Але без застосування оптимальної технології закачування інертного газу в пласт покращити техніко-економічні показники ПСГ практично неможливо. Пошук ефективних технологічних і технічних рішень щодо експлуатації ПСГ із заміщенням буферного газу більш дешевим інертним газом має першочергове значення. Адже технологію експлуатації ПСГ із застосуванням інертного газу в якості буферного практично не використовують у зв'язку з тим, що виникає проблема зниження кондиційності природного газу, який відбирають із ПСГ, унаслідок прояву процесу дисперсії газів (інертного та природного) під час циклічної експлуатації газосховища.

Результати. Задачею даної статті є розрахунок і створення умов, за яких будуть відсутні елементи зменшення або збільшення газонасиченого простору в підземних сховищах газу (ПСГ), в яких проявляється пружно-водонапірний режим експлуатації, параметри сховища будуть постійними, а також при зміні обставин параметри ПСГ можуть бути відкориговані.

Вирішення поставленої задачі досягається тим, що в умовах пружно-водонапірного режиму в процесі експлуатації підземного сховища газу, яке включає будівництво експлуатаційних свердловин, компресорної станції, закачування буферного та активного об'ємів газу (який відрізняється тим, що в підземному сховищі газу, яке створено в водоносній структурі або заводненому газовому (газоконденсатному) покладі, для стабілізації порового простору починається процес експлуатації, який складається із закачування газу при ($P_{\min 1}$) до величини середнього гідростатичного пластового тиску ($P_{\text{ср.гид}}$) за час (t_1) і продовжується до максимального пластового тиску ($P_{\max 1}$) за час (t_2), за яким починається нейтральний період, що про-

довжується за часом, необхідним по технологічних і технічних показниках ($t_{\text{нз}}$), після чого починається період відбирання активного об'єму газу від ($P_{\text{пл.макс}2}$) до величини пластового гідростатичного тиску ($P_{\text{ср.гидр}}$) за час (t_3) і далі до мінімального пластового тиску ($P_{\min 2}$) за час (t_4), за яким настає нейтральний період ($t_{\text{нв}}$), термін якого визначається розрахунковим шляхом, і в подальшому при зміні від проектних $P_{\text{пл.макс}}$ або $P_{\text{пл.мін}}$ проводиться коригування тривалості нейтрального періоду як після періоду закачування, так і після періоду відбирання газу з метою забезпечення постійної величини газонасиченого простору за формулою (1).

$$\left\{ \frac{1}{2} (t_2 + t_3) \left[\frac{(P_{\max 1} + P_{\max 2})}{2} - P_{\text{гидр}} \right] + t_{\text{н.з.}} \left[\frac{(P_{\max 2} + P_{\max 1})}{2} - P_{\text{гидр}} \right] \right\} \times \left\{ \frac{1}{2} t_1 (P_{\text{гидр}} - P_{\min 1}) + \frac{1}{2} t_4 (P_{\text{гидр}} - P_{\min 2}) + t_{\text{нв}} (P_{\text{гидр}} - P_{\min 2}) \right\}^{-1} = 1, \quad (1)$$

де $P_{\min 1}$ – мінімальний пластовий тиск на початку періоду закачування, кгс/см²;

$P_{\min 2}$ – мінімальний пластовий тиск після періоду відбирання, кгс/см²;

$P_{\max 1}$ – максимальний пластовий тиск на кінець періоду закачування, кгс/см²;

$P_{\max 2}$ – максимальний пластовий тиск на кінець нейтрального періоду, кгс/см²;

$P_{\text{ср.гидр}}$ – середній гідростатичний тиск, кгс/см²;

t_1 – час періоду закачування газу від $P_{\min 1}$ до $P_{\text{ср.гидр}}$, доба;

t_2 – час періоду закачування газу від $P_{\text{ср.гидр}}$ до $P_{\max 1}$, доба;

t_3 – час відбирання газу від $P_{\max 2}$ до $P_{\text{ср.гидр}}$, доба;

t_4 – час відбирання газу від $P_{\text{ср.гидр}}$ до $P_{\text{пл.мін}2}$, доба;

$t_{\text{нз}}$ – час нейтрального періоду після відбирання активного об'єму газу, доба;

$t_{\text{нв}}$ – час нейтрального періоду після закачування до $P_{\text{пл.макс}}$, доба.

Суть запропонованого технічного рішення полягає у такому.

Процес експлуатації підземного сховища газу, створеного в водоносній структурі або заводненому газовому (газоконденсатному) покладі, починається із закачування газу від мінімального пластового тиску ($P_{\text{пл.мін}1}$) до величини середньозваженого гідростатичного пластового тиску ($P_{\text{ср.гид}}$) і продовжується до часу (t_1). У зв'язку з тим, що згідно з технологічними показниками перевищувати гідростатичний тиск на 20-30%, закачування продовжується до максимального пластового тиску ($P_{\text{пл.макс}1}$), який передбачено технологічним проектом впродовж t_2 , після якого починається нейтральний період, що триває ($t_{\text{нз}}$) і керується технологічними і технічними показниками ($t_{\text{нз}}$). Після цього починається період відбирання активного

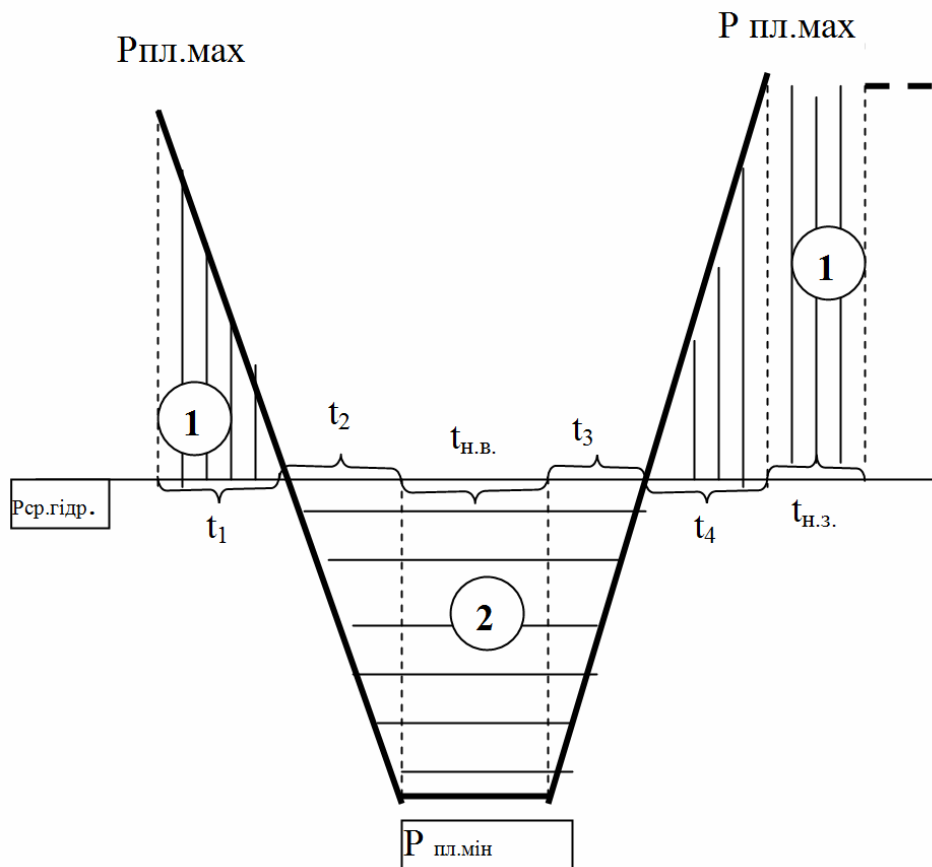


Рисунок 1 – Спосіб експлуатації підземного сховища газу

об'єму газу до величини пластового тиску ($P_{\text{ср.гідр.}}$) за час (t_1) і далі до мінімального пластового тиску ($P_{\text{пл.мін2}}$) упродовж (t_2), за яким настає нейтральний період ($t_{\text{н.в.}}$), термін якого визначається розрахунковим шляхом. У подальшому з метою забезпечення постійної величини газонасиченого простору за формулою (1) у випадку зміни $P_{\text{пл.мах}}$, або $P_{\text{пл.мін}}$ проводиться коригування тривалості нейтрального періоду як після періоду закачування, так і після періоду відбирання газу.

На початку створення ПСГ значення величин, які входять до формули (1), завжди будуть більшими одиниці; впродовж часу циклічної експлуатації рівним 1, а у випадку необхідності зменшення газонасиченого порового простору – меншими одиниці.

Зіставляючи в формулі 1 параметри чисельника (сегмент 1 на рисунку 1), який відповідає значенню $(P_{\text{мах2}} - P_{\text{ср.гідр}})(t^1 + t_4) + P_{\text{мін2}} t_{\text{н.в.}}$, до знаменника (сегмент 2), показники якого $(P_{\text{ср.гідр}} - P_{\text{мін1}})(t_2 + t_3) + P_{\text{мах2}} t_{\text{н.з}}$, і, знаючи всі раніше визначені величини ($P_{\text{мах1}}$, $P_{\text{мах2}}$, $P_{\text{мін1}}$, $P_{\text{мін2}}$, t_1 , t_2 , t_3 , t_4 , $t_{\text{н.в.}}$), оскільки відомий час закачування, час нейтрального періоду після нього та час відбирання до мінімального пластового тиску, можна завжди визначити тривалість нейтрального періоду після відбирання ($t_{\text{н.в.}}$), приймаючи замість const одиницю. Або навпаки, знаючи $t_{\text{н.в.}}$ можна визначити нейтральний період після закачування ($t_{\text{н.з}}$).

У такий спосіб відбувається циклічна експлуатація газового сховища. У випадку пору-

шення рівномірності сегментних частин 1 і 2 виникає зміна (збільшення або зменшення) газонасиченого простору. Порушення можуть виникнути через недостатньо низькі температури в зимовий період, коли необхідність в подаванні газу зі сховища відсутня, і початок періоду його відбирання переноситься на пізніші терміни. Для забезпечення постійної величини газонасиченого порового простору необхідно забезпечити рівність сегментів 1 та 2, для чого пропонується коригування їх величини з використанням тривалості нейтрального періоду після закачування або відбирання ($t_{\text{н.в.}}$ і $t_{\text{н.з}}$). Якщо нам відоме значення одного з нейтральних періодів ($t_{\text{н.в.}}$ або $t_{\text{н.з}}$), можна досягти рівності площі сегментів 1 і 2 (рис. 1) шляхом визначення тривалості іншого нейтрального періоду з формули 1, не порушуючи при цьому технологічні показники та режими експлуатації ПСГ.

Прикладом цього можуть слугувати сховища, створені у водоносних структурах Червонопартизанське ПСГ і Олишівське ПСГ та відроблених газових покладах Вергунське, Краснопопівське та Більче-Волиця-Угерське.

Так, на Червонопартизанському ПСГ, де штучний газовий поклад створений в пісковиках середньої юри в батському і байоському горизонтах у одноім'яній куполовидній структурі, передбачається зберігання газу об'ємом до 3000 млн.м³, із яких 1500 млн.м³ відноситься до буферного і 1500 млн.м³ до активного об'ємів за максимального пластового тиску 5,8 МПа і мінімальному – 2,8 МПа. У ході багаторічної

експлуатації було створено ПСГ із об'ємом зберігання 3000 млн.м³ за пластового тиску $P_{пл} = 5.8$ МПа (1689 р.). Але через 15 років (сезон 2003/04) унаслідок постійного розширення газонасиченого простору (тобто сегмент 1 майже завжди був більшим від сегмента 2) проектний об'єм (3000 млн.м³) газу зберігався вже за пластового тиску 5,4 МПа, тобто на 0,4 МПа менше, ніж зазначено у проекті. Це унеможливило відбирання всього активного об'єму, оскільки наприкінці періоду відбирання на усті свердловин створювався тиск, що перешкоджає подаванню газу в магістральний газопровід. Найбільша кількість газу була відібрана в сезон 1999/2000 рр. – 1178,5 млн.м³, тобто залишалося невідібраними більше 320,0 млн.м³, що рівносильне втраті такого ПСГ, як Олишівське.

Для того, щоб запобігти подальшому розширенню штучного газонасиченого простору, було запропоновано зменшити об'єм зберігання на 300 млн.м³. Але це не вирішувало проблеми подальшої експлуатації сховища, оскільки розширення газонасиченого простору продовжувалося. Щоб продовжити експлуатацію Червонопартизанського й Олишівського ПСГ, де спостерігається аналогічне явище, слід застосувати запропонований тут спосіб експлуатації. Це дасть змогу не тільки експлуатувати Червонопартизанське ПСГ із активним об'ємом 1200 млн.м³, але й, як показують технологічні розрахунки, збільшити його активний об'єм до 1700 млн.м³. Цей спосіб експлуатації слід застосовувати двічі на рік (наприкінці періоду закачування та наприкінці періоду відбирання).

Для конкретного розрахунку тривалості нейтрального періоду може слугувати розрахунок тривалості нейтрального періоду для Червонопартизанського ПСГ у період експлуатації сховища в сезон 2012/2013рр. Для цього у квітні місяці, коли встановився мінімальний пластовий тиск ($P_{мін1}$) 3,6 МПа почали закачування газу. За 72 доби (t_1) у пласт-колектор було закачано 449,3 млн.м³ газу і пластовий тиск досяг значень середнього гідростатичного ($P_{ср.гдр}$) 4,25 МПа. Після закачування ще 757 млн. м³ через 102 доби (t_2) пластовий тиск досяг максимального значення ($P_{маx1}$) 5.4 МПа. Відтак після незначного нейтрального періоду ($t_{нз}$) – 6 діб за зниженого пластового тиску ($P_{маx2}$) 5,28 МПа почалося відбирання газу. За 81 добу (t_3) було відібрано 540,0 млн. м³, і пластовий тиск досяг значення середнього гідростатичного $P_{ср.гдр} = 4,25$ МПа. Відбирання газу продовжувалося ще протягом 92 діб (t_4) і закінчилось за значення пластового тиску $P_{мін2} = 3,3$ МПа.

Для підтримки стабільної величини газонасиченого простору необхідно розрахувати термін нейтрального періоду ($t_{нз}$) із використанням формули (1).

Після розв'язання цього рівняння одержуємо: нейтральний період після періоду відбирання повинен становити 34.5 доби, що було запропоновано виробникам для впровадження.

Особливістю даного способу експлуатації ПСГ є:

- визначення середнього гідростатичного тиску здійснюється з урахуванням початкового гідростатичного тиску та поточного стану газоводяного контакту;

- використання даного способу дає змогу контролювати й утримувати в умовах пружно-водонапірного режиму постійну величину газонасиченого порового простору, коригуючи тривалість нейтрального періоду з урахуванням зміни проектних показників (максимального та мінімального пластового тиску, активного і загального об'ємів зберігання газу), без загрози обводнення або розширення об'єму штучного газового покладу.

Ефективність від впровадження даного способу експлуатації при розширенні об'ємів зберігання до 1700 млн. м³ становитиме 8,2.млн. гривень за рахунок зменшення собівартості затрат на зберігання.

Висновки

Метою даного способу експлуатації ПСГ є створення умов, за яких будуть відсутні елементи зменшення або збільшення газонасиченого простору в підземних сховищах газу, де проявляється пружно-водонапірний режим експлуатації; параметри сховища будуть постійними, а при зміні обставин параметри ПСГ можуть бути підкориговані.

Для цього в умовах пружно-водонапірного режиму в процесі експлуатації підземного сховища газу (яке включає будівництво експлуатаційних свердловин, компресорної станції, закачування буферного й активного об'ємів газу, котре відрізняється тим, що здійснюється в водоносній структурі або заводненому газовому (газоконденсатному) покладі для збереження постійного газонасиченого простору запропоновано корегування нейтральних періодів за формулою (1)

В ході роботи над статтею був проведений експеримент на Червонопартизанському ПСГ, яка за технічними проектними показниками дозволяє зберігати газ об'ємом 3000 млн. м³ при $P_{пл} = 5,8$ МПа. Однак унаслідок постійного розширення газонасиченого простору через 15 років рівень пластового тиску впав 5,4 МПа (на 0,4 МПа менший проектного), що зменшило обсяг відбирання активного об'єму газу. Такий процес має місце у зв'язку з утворенням на усті свердловини тиску, який унеможливає подавання газу наприкінці періоду відбирання.

В ході експерименту було запропоновано описаний вище спосіб експлуатації ПСГ. Результати показали, що його регулярне застосування двічі на рік дозволяє збільшити відбирання активного об'єму газу з 1178,5 млн.м³ (найвищий показник за період експлуатації ПСГ – сезон 1999/2000 рр.) до 1200 млн.м³. А згідно проведених технічних розрахунків застосування даного способу експлуатації ПСГ щороку наприкінці періодів закачування та відбирання газу відповідно дозволить збільшити його активний об'єм до 17000 млн.м³

Література

- 1 Трубопровідний транспорт газу / М.П. Ковалко, В.Я. Грудз, В.Б. Михалків [та ін.]. – К.: АренаЕКО, 2002. – 600 с.
- 2 Бобровський С.А. Трубопровідний транспорт газу / С.А.Бобровський, С.Г.Щербаків, Е.І.Яковлев [и др.]. – М.: Наука, 1976. – 491 с.
- 3 Мазур І.І. Безопасность трубопроводных систем / І. І. Мазур, О. М. Иванцов. – М.: ИЦ «ЕЛИМА», 2004. – 1104 с.
- 4 Зейдель А.Н. Элементарные оценки ошибок измерений / А. Н. Зейдель. – М.: Наука, 1968.
- 5 Бахвалов И. С. Численные методы / И. С. Бахвалов. – М.: Наука, 1973. – 631 с.
- 6 Грудз В.Я. Технічна діагностика трубопроводних систем / В. Я. Грудз, Я.В. Грудз, В.В. Костів, В.Б. Михалків, О.С. Тараєвський, Д.Ф. Тимків. – Івано-Франківськ: Лілея-НВ, 2012. – 511 с.
- 7 Грудз В.Я. Обслуговування і ремонт газопроводів / В. Я. Грудз, Д. Ф. Тимків, В. Б. Михалків, В. Б. Костів. – Івано-Франківськ: Лілея-НВ, 2009. – 711 с.
- 8 Корн Г. Справочник по математике / Корн Г., Корн Т. – М.: Наука, 1980. – 720 с.
- 9 Серия: “Транспорт, переработка и использование газа в зарубежных странах”. – М.: ВНИИЭгазпром. – 1989. – Вып.7. – С. 1-8.
- 10 Амиров А.Д. Капитальный ремонт нефтяных и газовых скважин / А. Д. Амиров. – М.: Недра, 1975. – 317 с.
- 11 Patent Method for underground storage of gas US5052856 A, B65G5/00, 1991 p.

Стаття надійшла до редакційної колегії

13.10.14

Рекомендована до друку професором Грудзом В.Я.

(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)

д-ром техн. наук Банахевичем Ю.В.

(управління експлуатації МГ і МРС

ПАТ «Укртрансгаз», м. Київ)