

О.Т. Чернова

АНАЛІЗ РОЗВИТКУ МЕРЕЖІ ПІДЗЕМНИХ СХОВИЩ ГАЗУ УКРАЇНИ

Розглянуто історію створення підземного зберігання газу в Україні, основні етапи розвитку. На основі аналізу сховищ приведено характеристику проблем, які виникали при створенні та розробці підземних сховищ України. Наводиться структура комплексів підземних сховищ газу та надається характеристика параметрів їх роботи. Викладено коротку характеристику газотранспортної системи України та її взаємозв'язок з підземними сховищами.

АНАЛИЗ РАЗВИТИЯ СЕТИ ПОДЗЕМНЫХ ХРАНИЛИЩ ГАЗА УКРАИНЫ

Рассмотрена история создания подземного хранения газа в Украине, основные этапы развития. На основе анализа хранилищ приведены характеристики проблем, которые возникали при создании и разработке подземных хранилищ Украины. Приводится структура комплексов подземных хранилищ газа и дается характеристика параметров их работы. Изложено краткую характеристику газотранспортной системы Украины и ее взаимосвязь с подземными хранилищами.

ANALYSIS OF NETWORK UNDERGROUND GAS STORAGE OF UKRAINE

History of underground gas storage in Ukraine, the main stages of development is reviewed. Characteristics of problems that arise in the creation and development of underground storage of Ukraine is given. Underground gas storage systems driven structure and characteristics of the given parameters of their work are described. A brief description of the gas transportation system of Ukraine and its relationship to the underground is scrutinized.

ВСТУП

На сьогоднішній день ми маємо одну з найпотужніших в Європі мереж підземного зберігання газу. Вона займає друге в Європі за сумарним обсягом підземного зберігання газу та одне з перших місць за сумарною добовою продуктивністю.

Історичні відомості свідчать про те, що промислове видобування українського газу розпочалось у Дашаві в 1924 році. Тоді ж набуло розвитку будівництво перших в Україні газопроводів Дашава-Стрий-Дрогобич та Дашава-Львів, побудованих відповідно у 1924 та 1929 роках.

Інтенсивне будівництво магістральних газопроводів відбувалось у післявоєнні роки. Збільшувались тенденції зростання довжини газопроводів та їх діаметрів. На сьогоднішній день в Україні створено газотранспортну систему, яка стала однією з найбільших в Європі. Згідно даних ПАТ «Укртрансгаз», газотранспортна система включає: газопроводи протяжністю 38,6 тис. км (22,2 тис. км основних газопроводів та 16,2 тис. км газопроводів-відгалужень) пропускною здатністю на вході – 285,7 млрд м³/рік, а на виході 178 млрд м³/рік, у тому числі країн Європи – 146 млрд м³/рік, 72 компресорні станції сумарною потужністю

5442,9 МВ, 12 підземних сховищ газу загальним активним об'ємом 31 млрд м³. Траси магістральних газопроводів проходять через усі області України та Республіку Крим. Це створило сприятливі умови для їх газифікації, переведення на газове паливо теплових електростанцій, металургії, машинобудування, харчової промисловості та промисловості будматеріалів, дозволило створити могутню хімічну промисловість на основі газової сировини.

За своєю потужністю газотранспортна система України є другою після системи Росії. За її допомогою здійснюється близько 90% експорту російського газу або більше чверті потреби європейських країн. За обсягом транзиту газу через свою територію наша країна впевнено займає перше місце у світі. По нашій газотранспортній системі щорічно передається понад 100 млрд м³ газу до 18 країн Центральної, Західної та Південної Європи, споживачам України щороку транспортується близько

70 млрд м³. Україна є одним з найбільших споживачів природного газу, займаючи за цим показником шосте місце в світі та четверте в Європі після Росії, Великобританії та Німеччини, значно випереджаючи такі великі країни як Італія та Франція.

Невід'ємною технологічною ланкою газотранспортної системи України є мережа підземного зберігання газу (рис. 1). Вона формувалась десятиліттями паралельно з будівництвом газопровідної мережі. В 1950 – 1960 роках наша країна була основним газодобувним регіоном колишнього Радянського Союзу. Крім внутрішніх споживачів вона задовольняла потреби споживачів Росії, Молдови, Білорусії, Литви, Латвії, а також здійснювала експортні поставки до Польщі, Чехословаччини. В результаті споруджувались нові трубопроводи й одночасно на їх шляху вводили в експлуатацію газові та газоконденсатні родовища глибиною до 1500 м на Прикарпатті.

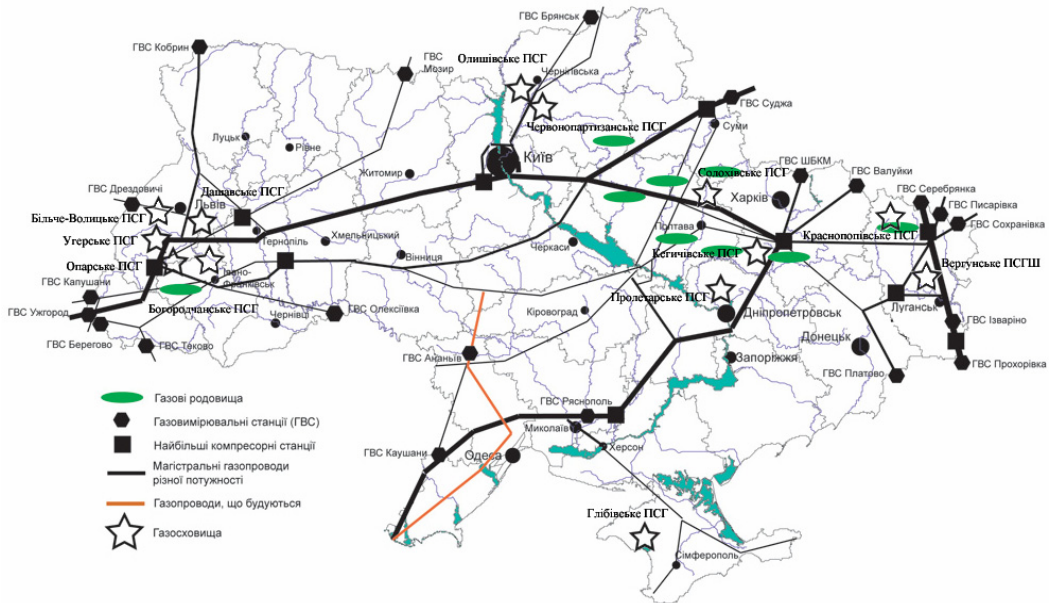


Рис. 1. Комплекси підземних сховищ газу України

Починаючи з 1968 року проводилась їх розробка на вичерпування з видобуванням газу. Протягом років відкривались і вводились в експлуатацію родовища на сході України (Дніпрово-Донецька западина), півдні Росії (Ставропольський і Краснодарський край), південному (Оренбурзька область) і центральному Приураллі та Західному Сибіру. Ці родовища були більш потужні, і тому питання пошуків родовищ на більших глибинах на той час не розглядалось.

Питання надійності газопостачання вимагало постійного розвитку та збільшення трубопровідної сітки. Тому вона щороку збільшувалась за рахунок будівництва нових відводів. Одночасно якісне функціонування газопроводів вимагало будівництва та розвитку мережі підземних газосховищ. До 1990 року планувалось довести активну місткість підземних сховищ газу (ПСГ) до 90 – 95 млрд м³ з добовим відбиранням 1 млрд.

У другій половині 80-х років проводилась робота щодо збільшення обсягів ПСГ та відбирання газу з них. Збільшення обсягів підземного зберігання газу в Україні передбачало пробурення і введення в експлуатацію понад 1160 нагнітально-видобувних свердловин і компресорних цехів сумарною потужністю близько 355 МВт. Ці впровадження надали б можливість збільшити активну місткість ПСГ на 19 млрд м³.

РЕЗУЛЬТАТИ ДОСЛІДЖЕННЯ

Як об'єкт досліджень вибрано підземні сховища України з висвітленням проблем, які виникали при їх спорудженні, й аналізом їх діяльності. Основні питання, що вирішуються за допомогою газотранспортної системи, та переваги її застосування проаналізовано в даній роботі.

Перша спроба в Європі створення ПСГ на базі виробленого газового покладу проводилась в 1954 році (Польща, м. Ясло). Нагнітання газу відбувалось протягом шести років, а у 1960 році під керівництвом

інженера Солецького О.В. у Дрогобицькому технологічному відділі Львівського проектно-конструкторського інституту було створено проект розробки Дашавського газового родовища з аналогічними параметрами пластів. Отже, першу спробу створення ПСГ на базі вироблених газових покладів в Україні зроблено практично одночасно з його започаткуванням в Європі.

Саме до 50-х років відноситься найбільш інтенсивний процес розвитку підземного зберігання газу. У той час в Європі й у світі за відсутності вироблених газових родовищ поблизу великих центрів газоспоживання підземні сховища газу створювались на базі водоносних структур. Так пошуки сприятливих структур для створення підземного сховища газу для Києва розпочато в 1955 році. В результаті проведених геологорозвідувальних робіт було вибрано Олишівську і Червонопартизанську структури, які розташовані в районі траси магістрального газопроводу Дашава-Київ-Брянськ-Москва, в сусідній Чернігівській області. Для створення першого підземного сховища перевагу було надано Олишівській структурі, оскільки вона мала просту геологічну будову і вигідне географічне розміщення. 25 травня 1964 року почали проводити дослідно-промислове нагнітання газу в водоносний пласт Олишівської структури.

Однак при створенні першого в Україні підземного сховища газу постійно натрапляли на невідомі фактори. На той час у світовій практиці відомо було використання для підземного зберігання газу виснажених газових покладів або водоносних структур-пасток відповідної склепінчастої форми. Характерною особливістю малоамплітудної Олишівської структури була горизонтальність кутів падіння, які були в межах 0 – 11° та 0 – 30°. Тому для дослідного нагнітання газу у водоносний пласт Олишівської структури було побудовано компресорну станцію і підключено 18 свердловин. Але поршневого витіснення води досягти не вдалось, оскільки газ розтікався під покрівлею на велику відстань від

склепінчастої частини за межі проектного контура. Вирішити дану проблему вдалось з допомогою закачування газу через нагнітальні свердловини у нижню, підгазову частину пласта, під газо-водяний контакт. У результаті у 1966 році об'єм газу, що зберігався у пласті, у 1,5 рази перевищував проектний і в сезони відбирання 1966/67 р. вдалося відібрати 50% проектного активного газу.

Також великою проблемою при створенні Олишівського сховища було значне винесення піску при відбиранні газу зі свердловини. Перше підземне сховище створювалось у відносно неглибокому пласті, яке складалося з крихких пісковиків. Тому дане Олишівське сховище змусило фахівців створювати й експериментально застосовувати різні моделі протипіскових фільтрів, методики обробки привибійної зони хімічними методами для закріплення та застосування ПАР для ліквідації вибійних піщаних пробок. Завдяки успішним вирішенням проблемних завдань дане сховище експлуатується успішно в сьогоденні. Параметри роботи характеризуються високим співвідношенням активного і загального об'ємів газу (до 47%). Таких даних не завжди можна досягнути при створенні ПСГ у сприятливіших геологічних умовах та в сучасніших умовах розвитку [3].

Червонопартизанське ПСГ є другим за рахунком на території України, створеним на базі водоносної структури. Воно розташоване у Чернігівській області і призначене для поліпшення газопостачання Києва, Київської, Чернігівської та Сумської областей, що забезпечуються газом з магістрального газопроводу Київ-Брянськ-Москва. Для створення даного сховища нагнітання газу було розпочато в 1968 році.

Характерною особливістю будови даного сховища є те, що кути падіння його південно-західного крила досягали 5° , а північно-східного 7° . Тому, порівняно з Олишівською структурою, воно мало більш виражений склепінчастий характер. Технологія розробки такої структури була

відома і не вимагала додаткових розробок. Проблема була тільки у тому, що глибина залягання покрівлі створюваного штучного покладу знаходилася межах 390 – 480 м. Вона є найменшою серед сховищ України. На початкових етапах створення даного сховища планувалось досягнення граничного пластового тиску рівного 53 кгс/см^2 , враховуючи що пластовий тиск в водоносному пласті рівний 38 кгс/см^2 . З роками велися розробки, пов'язані зі збільшенням величини максимального допустимого тиску. На кінець 70-х років сумарний об'єм газу досяг 105 млн м^3 , а наприкінці 80-х років Червонопартизанське ПСГ характеризувалось тим, що з його допомогою загальні потреби Києва у природному газі були забезпечені на 40% у самий холодний період.

Особливістю Червонопартизанського ПСГ стало проведення досліджень, пов'язаних з вивченням гідродинамічних чинників під час експлуатації сховища на його герметичність. Дослідження проводились протягом 1990-х років за допомогою нівелювання. Вони показали, що у період заповнення сховища пластовий тиск піднімався у сховищі від 36 до 57 кгс/см^2 , а у процесі відбирання газу знову знижувався до вихідної величини – 36 кгс/см^2 . Для визначення причини таких змін були проведені високоточні нівелювання, які показали, що у процесі заповнення поверхня сховища припіднімається, а в процесі відбирання газу – опускається. При цьому виявили, що максимальне значення перепадів складало 20 мм та проходило в центральній його частині. Вивчення проблем призвело до висновку, що низи – «башмаки» експлуатаційних колон даних свердловин розташовані в глинистих породах на 4–10 м нижче підшви пісковиків, в які нагнітався газ. Також біля більшості свердловин групи, в яких низи експлуатаційних колон знаходяться в глині, нижче робочого пласта, помітна поверхнева загазованість ґрунту навколо гирл. Це дало поштовх до проведення досліджень, пов'язаних з вивченням питання техноло-

гії встановлення експлуатаційних колон свердловин при будівництві на ПСГ.

Подальший розвиток підземного зберігання газу був присвячений вивченню технології створення ПСГ не лише у водоносних структурах, а з використанням відпрацьованих газових покладів. Тому розгляду підлягали газові поклади Угерського, Опарського і Дашавського родовищ, які відповідали даним умовам.

У результаті вивчення та розробки даних покладів було створено Західний комплекс підземного зберігання, який на сьогоднішній день призначений для внутрішніх потреб споживачів західних областей України, а також експорту природного газу до центральноєвропейських країн.

Перші роботи, пов'язані з дослідно-промисловим нагнітанням газу у вироблені продуктивні горизонти НД-8 та НД-9 Угерського родовища, проводились 1969 року. Горизонти Угерського родовища представлені перешаруванням піщаних та глинистих прошарків. При цьому піщаність горизонтів змінюється у межах від повністю глинистих до 80%. Геолого-фізичні параметри ПСГ покладів НД-8 та НД-9 складали відповідно: ефективна газонасичена товщина 5 і 11 м, пористість – 26,5 і 24%, проникність 12 – 47 і 39 м Дарсі, глибина залягання – 690 – 757 і 730 – 863 м, початкові запаси 2244 і 1687 млн м³ [5].

Угерська структура являє собою ерозійний виступ сенонських відкладів, що оточені гелльветськими, баденськими і нижньосарматськими утвореннями. Сенонські пісковики разом з гелльветськими утворюють єдиний резервуар, покрішкою якому слугують баденські та нижньосарматські відклади.

У процесі створення даного сховища виникла низка проблем, яка вимагала відхилення при створенні ПСГ до запланованих методик. Це було пов'язане з тим, що в низькопроникних прошарках і приконтурних зонах покладу утворювались зони обмеженого газообміну – «застійні» зони [6]. Саме ці проблеми призвели до немож-

ливості створення запланованого об'єму штучного газового покладу. Для вирішення цих проблем було прийнято рішення про необхідність підняття значення початкового пластового тиску та збільшення кількості нагнітально-експлуатаційних свердловин.

На початках створення сховища нагнітання газу проводилось у НД-8 горизонт. Пластовий тиск на кінець розроблення склав 20,6 кгс/см². З метою збільшення місткості ПСГ у 1971 році додатково газ вводився в НД-9 горизонт. В процесі цих робіт обидва поклади експлуатувались як самостійні. Але для створення сховища обидва газові поклади розбурені спільною сіткою свердловин і об'єднані у єдиний об'єкт підземного зберігання газу. Він знаходився безпосередньо над Угерським покладом сенон-гелльветських відкладів надпотужного Більче-Волицько-Угерського ПСГ, тому його можна вважати об'єктом газозберігання об'єданого Більче-Волицько-Угерського ПСГ. В результаті завершальних робіт в Угерському сховищі сформувався штучний газовий поклад і проводилась його циклічна експлуатація.

Опарське підземне сховище є другим за величиною у Прикарпатті. Воно розташоване у Дрогобицькому районі Львівської області. Роботи, пов'язані з його проектуванням та створенням були розпочаті паралельно з Угерським, але на базі Опарського газового родовища.

Розвідуванню і дослідженню підлягали (з метою створення ПСГ) три продуктивні горизонти НД-5, НД-7 та НД-8. Для визначення максимального пластового тиску вперше в Україні були проведені дослідження зразків порід для оцінки їх герметичності. Були вивчені фільтраційні та екрануючі властивості порід у термобаричних умовах, наближених до пластових.

В результаті проведених дослідів було визначено абсолютну газопроникність вірців порід-покрішок та визначені верхні межі пластових тисків, при перевищенні яких може статися розгерметизація по-

кришки. Було встановлено, що в непорушеному стані насичені пластовою водою глинисті породи даного типу здатні затримувати газ із перепадом тисків в діапазоні 50 – 130 кгс/см².

Сьогодні сховище з'єднано з газопроводом Пукеничі-Комарно Ду 700 і системами магістральних газопроводів Івацевичі-Долина Ду 1200 та Київ-Західна Україна Ду 1200. В результаті проведеної додаткової перфорації вдалось збільшити інтервал розкриття горизонту приблизно на 110%, продуктивність свердловин підвищилась на 58%, активний об'єм збільшився приблизно на 10%.

Також у Львівській області розташоване Дашавське ПСГ, яке створювалось протягом 1974 – 1987 років, на базі виснажених покладів НД-8, НД-9 газового родовища. Дашавська структура даних газоносних горизонтів являє собою брахіантиклінальну складку неправильної форми, що простягається з північного заходу на південний схід. Товщина окремих горизонтів не витримана на площі. В багатьох місцях пісковики заміщаються глинами, що призвело до утворення практично у всіх горизонтах окремих лінзоподібних покладів.

Для створення Дашавського сховища об'єктом газозберігання було вибрано поклад Г. Але дослідно-промисловою експлуатація, яка проводилась при створенні штучного газового покладу, показала наявність газодинамічного зв'язку між покладами Г та Е. Це привело до висновків про їх подальшу експлуатацію як єдиного об'єкта зберігання. Протягом подальшої дослідно-промислової експлуатації встановлено також взаємозв'язок покладу Е з покладом Д, в якому через перетікання газу з покладу Е формувався один буферний об'єм сховища. В результаті фактичні показники роботи сховища підтвердили, що в процесі підземного зберігання газу беруть участь поклади Г, Е і Д які утворюють єдину газодинамічну систему. На даний час при в експлуатації ПСГ беруть участь газові поклади Е, Д, а також Ж+В горизонту НД-8 та поклад Г горизонту

НД-9, що стали в результаті проведених робіт єдиним об'єктом газозберігання.

Більче-Волицько-Угерське ПСГ було створене на основі вироблених покладів Угерського (розташованого на відстані 10 км від м. Стрий в межах однойменного району) та Більче-Волицького (розташованого на відстані 20 км від м. Стрий) газових родовищ.

Більче-Волицька структура складена пісковиками, які разом з гелльветськими утворюють єдиний резервуар. Сенон-гелльветський поклад експлуатувався протягом 1950 – 1983 років. Початкові запаси становили 43,24 млрд м³. Внаслідок гідродинамічного зв'язку з сенон-гелльветським скупченням Угерського газового родовища в нього перетекло 4,42 млрд м³, де залишилося 38,75 млрд м³, які рахуються як початкові запаси. Пластовий тиск протягом розробки знизився від 103 до 10 кгс/см².

Угерська структура – ерозійний виступ сенонських відкладів, які облягають гелльветськими, баденськими і нижньосарматськими. В даній структурі аналогічно Більче-Волицькій сенонські пісковики разом з гелльветськими утворюють єдиний резервуар, покриття якого служать баденські і нижньосарматські відкладення.

Горизонт глауконітомонтморилітових пісковиків разом із залягаючими нище пісковиками сенону утворюють потужний піщаний вельвет-сенонський горизонт. У межах Більче-Волицької та Угерської структур до нього належать об'єкти зберігання газу Більче-Волицько-Угерського ПСГ. На Угерській і Більче-Волицькій площах горизонт представлений дрібно- та середньозернистими кварцевими вапнистими пісковиками, серед яких зустрічаються лінзоподібні прошарки глин, мергелів та алевролітів.

Отже, Більче-Волицько-Угерське ПСГ створене у виснажених процесом розроблення взаємодіючих покладах гелльвет-сенонського горизонту Більче-Волицького та Угерського газових родовищ. На момент створення спільного ПСГ взаємодія між покладами здійснювалась лише через

водоносну частину продуктивного пласта. Тому на базі цих покладів запроєктовані окремі об'єкти газозберігання з відмінними пластовими тисками, сітками свердловин, газозбірними системами, особливості експлуатації об'єктів зберігання враховані і в проектних рішеннях компресорної станції. Угерський поклад розроблявся протягом 1946 – 1974 рр. і експлуатація покладу проводилась в режимі родовища-регулятора. У зв'язку з незначним підняттям пластового тиску у покладі-регуляторі, його активній взаємодії із сусіднім Більче-Волицьким покладом та великомиською водоносною областю, самостійна експлуатація Угерського покладу в режимі регулятора виявилась неефективною. Враховуючи це, а також потребу в додатковій активній місткості для зберігання газу в умовах зростаючого експорту газу у Західну Європу вирішено зробити велике ПСГ на базі взаємодіючих в межах сенон-гельветського горизонту Більче-Волицького та Угерського газових родовищ.

Облаштування Більче-Волицько-Угерського ПСГ було закінчено в 1992 році. Воно має характеристики надпотужнішого сховища, за своєю потужністю може змагатись хіба що з другим в світі надпотужним Північно-Ставропольським (Російська Федерація). Воно включає в себе 341 експлуатаційно-нагнітальну свердловину, що становить 45% від фонду свердловин Західноукраїнського комплексу підземного зберігання газу і 24% фонду свердловин всіх ПСГ України. При створенні сховища вперше в Україні було пробурено 59 свердловин збільшеного діаметра (обсадна експлуатаційна свердловина 219 мм, колона фонтанних труб 168 мм з видовженими та зі зменшеними зовнішнім діаметром 178 мм муфтами). Такі свердловини за проектними розрахунками повинні забезпечувати дебіти свердловин 750 – 1000 тис. м³/добу. Згідно з проведеними УКрНДІГазом розрахунками продуктивність свердловин збільшеного діаметру повинна бути в 1,3 – 15 рази більшою від звичайних (експлуатаційна колона 168 мм і підймальна – 114

мм), а вартість їх збільшується на 30%.

Велика потужність сховища підтверджена також у вигляді підключення його до системи магістральних газопроводів Київ-Західна Україна та Івацевичі-Долина. Крім того, Більче-Волицько-Угерське ПСГ за допомогою газопроводу-колектора Більче-Волиця-Богородчани протяжністю 84 км на тиск 75 кгс/см² сполучене з системами газопроводів «Союз», Уренгой-Помари-Ужгород, Прогрес та Ананів-Чернівці-Богородчани. Вдале географічне розташування, хороші експлуатаційні параметри та проходження кінцевих ділянок газопроводів спонукали використання даного сховища для надійності великого транзиту російського та середньоазійського газу в країні Центральної та Західної Європи [4].

В Івано-Франківській області, в районі проходження газопроводу «Союз», створено Богородчанське ПСГ. Воно побудовано на базі виснаженого газового родовища, яке було відкрите в 1967 році. Призначенням сховища є забезпечення надійності експорту газу в центральноєвропейські країни. Богородчанська структура являє собою складну побудовану брахіантиклінальну складку північно-західного простягання. Промислова газоносність пов'язана з трьома піщано-алевролітовими горизонтами.

Особливістю створення підземного сховища є вдалий вибір моменту переведення газового родовища в режим підземного сховища газу. Весь об'єм буферного газу було сформовано за рахунок його залишкових запасів. Після розробки газового родовища було залишено 7 свердловин видобувного фонду. Це дало змогу якісно і за короткі терміни приступити до дослідного закачування газу. Всі заплановані параметри та підключення і введення в дію перших пробурених для ПСГ свердловин та підняття пластового тиску до 40% від проектного створили сприятливі умови для розбурювання сховища основною кількістю свердловин. Це дозволило досягнути проектної продуктивності основного фон-

ду свердловин.

Богородчанське підземне сховище з'єднане з системами магістральних газопроводів «Союз» діаметром 1400 мм, Уренгой-Помари-Ужгород діаметром 1400, Ананів-Чернівці-Борогодчани діаметром 1020 мм і газопроводом Більче-Волиця-Долина діаметром 1400 мм.

Київський комплекс підземного зберігання газу було започатковано при створенні Олишівського і Червонопартизанського сховищ у 60-ті роки минулого століття. Потужності даних сховищ не вистачало і тому було прийнято рішення про розширення даного комплексу шляхом спорудження нових додаткових сховищ. Згодом, починаючи з 80-х років, в зоні проходження систем газопроводів Шебелинка-Полтава-Київ, Єфремівна-Диканька-Київ та Оренбург-Держкордон були побудовані додатково Солохівське та Кегичівське ПСГ.

Солохівське ПСГ розташоване в Полтавській області. Для підземного зберігання використовується байський пласт-колектор. Його покрівля в межах підняття залягає на глибинах від 851 до 956 м. Продуктивний горизонт представлений кварцовими пісками від тонко- до грубозернистих. Зустрічаються прошарки дрібно- і середньозернистих пісковиків, переважно слабозцементованих, крихких, а також піщанистих, слюдистих глин.

Під час розробки покладу планувалось, що газовий поклад буде експлуатуватись в умовах прояву водонапірного режиму, оскільки відбувалась висока активність пластових вод під час розробки покладу. При створенні даного сховища планували використати відому і вже застосовану методику Олишівського та Червонопартизанського ПСГ [5]. Але байський пласт-колектор в Солохівському ПСГ знаходиться значно глибше однойменних горизонтів, які вже були розроблені і мав значно вищі показники зцементованості та меншу здатність до винесення пластового піску та пробкоутворення на вибоях свердловин. Тому після певної періодичності циклів

експлуатації протипіскові фільтри зношувались і це вимагало проведення капремонтів свердловин і відповідно додаткових матеріальних затрат.

Для ліквідації цієї проблеми у Полтавському відділенні УкрНДПГазу була розроблена технологія послідовного подавання в пласт трьох складових компонентів закріплювальної суміші. Методика здійснювалась за допомогою газового струменя. В результаті хімічної реакції в пласті відбувалось утворення міцної закріпленої маси [2]. Методика здійснювалась з використанням водяних розчинів солей, які легко підхоплювались газовим струменем і рівномірно розподілялись у пласті. Перевагою даного методу є те, що на період проведення робіт свердловина, яка оброблялась не виводилась з експлуатації, закачування складових компонентів могло бути перервано на будь-якій стадії без шкоди для свердловини. Подальші систематичні спостереження за обробленими свердловинами у період відбирання газу підтверджували повну відсутність піскопроявів.

Особливістю створення Солохівського ПСГ є виведення його на проектні показники роботи в рекордно стислі терміни (вперше нагнітання газу здійснено в 1987 році, а в 1989 було повністю сформоване). На даний час газосховище підключене до магістрального газопроводу Курськ-Суми-Диканька (для закачування газу) і газопроводів Шебелинка-Диканька-Київ та Єфремівка-Диканька-Київ (для відбирання газу).

В Харківській області розташоване Кегичівське ПСГ, яке створене на базі Західного блоку виснаженого покладу газоконденсатного родовища.

Кегичівське підняття пов'язане з захищеною палеозойською структурою і розташоване між Соснівським і Павловським штоками девонської солі, за покрівлею підбрянцівського горизонту. Воно являє собою брахіантиклінальну складку субширотного простягання. Важливим чинником тектоніки Кегичівського підняття, що позитивно впливає на герметичність газового покладу, є пластичність солі. Цей фактор

сприяє швидкому «заживанню» скидів і тріщинуватих зон. У будові пастки підбрянцевського горизонту, особливо в східному блоці, істотну роль відіграє наявність Павлівського соляного штоку.

Підбрянцівський продуктивний горизонт [5] складений переважно каверзно-тріщинуватими доломітами і вапняками з прошарками алевролітів, пісковиків та глин. Він залягає безпосередньо під потужною товщею брянцівської солі, в склепінчастій частині частково зрізається сіллю, а в занурених частинах в його покрівлі з'являється пачка мергелистих порід. Весь підбрянцівський горизонт перекритий потужним пластом солі товщиною 40 – 50 м, що є найнадійнішим екраном [2].

В 1988 році розпочато закачування газу в підземне сховище з поступовим доведенням об'єму газу, що зберігався, до 1315 млн м³, в т.ч. активного до 700 – 715 млн м³. За час дослідно-промислової експлуатації пластовий тиск в покладі в окремі роки досягав свого максимального значення 165 – 168 кгс/см². Проте після заповнення газом периферійних слабодренуваних зон максимальний тиск, навіть, після повного заповнення штучного газового покладу не перевищував 162 кгс/см². Максимальне добове відбирання газу доведено до 8,5 – 9 млн м³ на початку сезону відбирання газу. Режим роботи ПСГ – газовой.

В процесі створення і дослідно-промислової експлуатації Кегичівського ПСГ була підтверджена герметичність об'єкта для газозберігання, визначена відсутність газодинамічного зв'язку між західним і східним покладами. Також встановлено, що пласт-колектор має складну мозаїчну будову, а місцями взагалі відсутній у зв'язку із заміщенням його сіллю.

Кегичівське підземне сховище призначене для надійності газопостачання Харківського промислового району та споживачів магістральних газопроводів Шебелинка-Полтава-Київ і Єфремівка-Диканька-Київ.

Краснопопівське та Вергунське підземні сховища газу створюють Східний (До-

нецький) комплекс підземного зберігання. Він призначений для покращення надійності газопостачання споживачів в районі діяльності Донецької системи магістральних газопроводів [5]. Проте обидва ПСГ розташовані в обмеженій території Донецького економічного регіону – у Луганській області і тому зона їх діяльності обмежується переважно межами області.

Краснопопівське ПСГ, розташоване в Кременівському районі Луганської області. Підземне газосховище розташоване на відстані 12 км на північ від м. Кременна, 15 км на захід від м. Рубіжного і 100 км на північний захід від м. Луганська. На площі сховища розташовані 2 населені пункти, а на відстані 5 км на південний захід від штучного газового покладу знаходились вугільні поля шахти. Тому під час проектування даного сховища було обґрунтовано новий різновид штучного газового покладу – контрольний блок.

Цей блок знаходиться в одному продуктивному горизонті із об'єктом газозберігання і займає проміжне положення між сховищем і вугільним полем та відділяється від штучного газового покладу та вугільного поля тектонічним або літологічним екраном.

Для об'єкта газозберігання вибраний блок виснаженого тріасового покладу Краснопопівського газового родовища. Пласт-колектор, в якому створений штучний газовий поклад, характеризується як зональною, так і пошаровою неоднорідністю. Зональна неоднорідність проявляється кращими фільтраційними показниками у південно-східній та гіршими – в північно-західній частинах пласта. Пошарова неоднорідність пов'язана з тим, що по товщині продуктивного горизонту є непроники глинисті ділянки, що розбивають пласт-колектор на чотири пропластки пісковиків із різними значеннями пористості та проникності, між якими існує гідродинамічний зв'язок. Три верхні пропластки є газонасиченими, а найнижчий четвертий, добре витриманий по площі, що має найкращі фільтраційні показники, в основному об-

воднений, за винятком апікальної частини структури.

Пласт-колектор нижньосеребрянської підсвіти нижнього тріасу складений пісковиками, розділеними глинами, і залягає на глибинах 410 – 480 м.

Особливістю геологічної будови Краснопопівського сховища є наявність над об'єктом газозберігання двох водоносних горизонтів крейдяного водоносного комплексу [3]. Вода з водоносного горизонту, що видобувається Житлівським водозабором, використовується для питного водопостачання прилеглої промислової зони і підлягає охороні від забруднення, а сеноманський водоносний горизонт вибрано як контрольний за герметичністю штучного газового покладу.

Розрахунки щодо максимального значення пластового тиску проводились з урахуванням недопущення прориву газу в район суміжного з родовищем вугільно-шахтового поля, а також попадання газу у вищезалігаючий водоносний горизонт, який служить джерелом питного водопостачання прилеглої частини Донецького басейну.

Для контролю за можливим витіканням газу за межі штучного газового покладу використані також сприятливі тектонічні особливості продуктивного горизонту. Основний III блок його, з найкращими ємнісними параметрами, використано для створення об'єкта газозберігання, а тектонічно ізольований від нього, що займає проміжне положення між основним і шахтним полем, вибрано як контрольний за герметичністю штучного газового покладу.

З метою недопущення попадання газу у водоносний горизонт, призначений для питного водопостачання, міжтрубний простір (між ліфтовою та обсадною колонами) ізолювали пакерами з заповненням його нейтральною рідиною, а для запобігання виносу з свердловин пластового піску низ ліфтових труб обладнали протипісковими фільтрами.

Але, дослідно-промислова експлуатація Краснопопівського ПСГ виявила немож-

ливість досягнення запроєктованих показників. Досягнути загального і активного об'ємів зберігання газу не вдалося через обводнення продуктивного горизонту. Загальний поровий об'єм покладу скоротився майже на 1/3. Його нарощування було неможливе у зв'язку з вказаним розміщенням.

Крім того, через обмеженість продуктивності свердловин, яка пов'язана з небезпекою винесення піску, середній запроєктований добовий дебіт свердловин досяг лише 70 тис. м³/добу (проєктний складав 200 тис. м³/добу). Тільки впроваджена технологія оброблення привибійних зон свердловин хімічним укріплювачем дозволило довести середні добові дебіти свердловин до 135 тис. м³/добу.

Формування штучного газового покладу відбувалося нерівномірно, оскільки через зайнятість поверхні населеними пунктами та лісовим масивами було нерівномірне розташування свердловин по території. Тому утворилася активно дренована робоча зона, з відповідними вирвами в періоди нагнітання і відбирання газу, а на периферії «застійні» зони обмеженої активності. Вже в перші роки створення ПСГ було відмічено часткове скорочення газонасиченого порового об'єму газового покладу за рахунок обводнення нижнього прошарку продуктивного горизонту.

У процесі дослідної експлуатації встановлено перевищення тиску пластових вод у північній частині штучного газового покладу на більш ніж 6 кгс/см² від тиску у його південній частині (пластовий тиск у північній – 48,2 кгс/см² та у південній – 41,7 – 42,1 кгс/см²). Створення градієнту напору призвело до зміщення штучного газового покладу у південному напрямку. Для запобігання подальшого зміщення УкрНДІгазом запропонована регульована система експлуатації сховища, в якій визначено порядок включення свердловин для нагнітання чи відбирання газу та відключення їх від процесу, впровадження якої дало змогу стабілізувати процес.

У 1979 – 1982 рр. сховище експлуату-

валось в межах показників, близьких до проектних. При подальшій експлуатації сховища показники були скореговані, але їх середні дані стали значно менші проектних.

Краснопопівське ПСГ зараз використовується для газопостачання прилеглих міст Кремінної, Рубіжного, Лисичанська і Северодонецька [4].

Вергунське підземне сховище розташоване на території Слов'яно-Сербського району Луганської області, в 10 км на північ від м. Луганська.

Покладами геологічного розрізу, до якого належить об'єкт газозберігання газу, є кам'яновугільні, представлені трьома відділами. До 65% загального об'єму складають аргіліти і алевроліти, що утворюють прошарки товщиною 10 – 15 м, а деякі аргілітові пласти мають товщину 17 – 22 м. Пісковики становлять 24 – 35% і товщина їх залягання коливається від 2,5 до 30 – 42 м.

В пісковиковому пласті, який використовується для газозберігання існують глинисті прошарки. Цей фактор викликає додаткові ускладнення під час формування штучного газового покладу в процесі нагнітання газу. Але вони відіграють також позитивне значення, створюючи сприятливі умови для безводної експлуатації свердловин.

Створення Вергунського ПСГ було розпочато у 1987 році на базі I-го продуктивного горизонту газоконденсатного родовища.

Протягом перших чотирьох років здійснювалось лише закачування газу. Подальша експлуатація дозволила зробити висновок, що сховище працює в режимі близькому до проектного.

Вергунське ПСГ використовується, в основному, для надійності газопостачання м. Луганська. Крім того воно підключене до системи магістральних газопроводів Північний Кавказ-Центр, що проходить територією Луганської області, газопроводу Луганськ-Лисичанськ. Для нагнітання в ПСГ газ надходить з газопроводу Лу-

ганськ-Лисичанськ і подається в цей же газопровід в період відбирання газу.

Для надійності газопостачання Придніпров'я (Дніпропетровська, Запорізька, Кіровоградська області) і Причорномор'я (Крим та Одеська, Миколаївська і Херсонська області), а також транзиту газу в Молдову, балканські країни і Туреччину створений Південний комплекс підземного зберігання газу. До його складу входять Пролетарське ПСГ на Дніпропетровщині та Глібівське в Криму [5].

Пролетарське підземне сховище розташоване в Дніпропетровській області. Структура даного сховища складається з декількох пластів. Вони розроблялись поетапно з постійним вдосконаленням проектних показників.

Першим для розгляду було вибрано пласт-колектор горизонту М-7 представлений пісковиками. Західна частина горизонту представлена слаботріщинуватими пісковиками загальною товщиною 8 – 12 м і ефективністю – 6 – 8 м. Пористість цих пісковиків незначна і знаходиться в межах 16 – 25, проникність 63 – 145 мД, а газонасиченість – 45 – 66%. В східній частині структури пласт-колектор має ефективну товщину від 18 до 27,6 м, а в окремих випадках – до 34,4 м. Пористість пісковиків має тенденцію підвищення їх значення в центральній частині структури. Значення цього параметра знаходиться в межах 24 – 28%. Глибина залягання покрівлі пласта-колектора в апікальній частині структури становить 1425 м, її товщина – 132 м.

Горизонт Б-5 залягає в інтервалі глибин 1660 – 1730 м у верхній частині башкирського ярусу під глинисто-аврлітовою покришкою товщиною 35 – 40 м. Горизонт в основному складений двома прошарками поліміктових пісковиків, розділених глинисто-аргілітовим прошарком товщиною переважно 6 – 8 м. Даний продуктивний поклад пластовий, склепінний. Загальна товщина горизонту Б-5 становить 25 – 28 м, ефективна газонасичена товщина знаходиться в межах 3 – 32 м, а середня – 15,2 м. Середнє значення пористості – 20%, прони-

кності – (0,2 – 130,5) 10 – 15 м², газонасиченості – 65%.

Горизонт Б-9 залягає в інтервалі глибин 1816 – 1900 м під глинисто-аргілітовою покришкою товщиною близько 25 м. Горизонт чітко простежується за площею, представлений прошарком пісковиків товщиною 24 – 36 м. Ефективна товщина змінюється в межах від 2 – 3 м біля контура ГВК до 29 м в склепінній частині, середня пористість горизонту – 18%, проникність – (130 – 474) 10 – 15 м², газонасиченість – 74%. Аналогічно горизонту Б-5 він є пластовий, склепінний. Газонасичений поровий об'єм – 23,7 млн м³.

Створення Пролетарського ПСГ розпочато в 1983 – 1988 роках розробкою горизонту М-7. Але часткове обводнення, деформація порід, а також випадання конденсату в пласті привело до скорочення ефективного об'єму газонасиченої частини покладу. В результаті загальний об'єм газу, що можна було зберігати, становив на 20% менше початкових запасів покладу перед його розробкою.

Вирішенням цієї проблеми займалися вчені Укргазпрому та УкрНДІГазу. Було прийнято рішення про перепуск газу з нижчезалягаючих горизонтів у вищезалягаючий (М-7) одночасно з розбурюванням сховища експлуатаційними свердловинами. В результаті перепускання газу в горизонт М-7 поліпшились умови розкриття його експлуатаційно-нагнітальними свердловинами і формування його буферного об'єму [4].

Створення сприятливих умов для зберігання газу в горизонті М-7 дозволило розпочинати роботи в продуктивних горизонтах Б-5 і Б-9.

Планувалось для якісної експлуатації сховища встановити 329 експлуатаційно-нагнітальних свердловин (згідно розрахунків УкрНДІГазу). Але дана задача ускладнювалась обмеженістю території і тому розглядалась можливість розбурювання всього сховища (горизонти М-7, Б-5 і Б-9) кушовим методом. Запропонована методика також мала ряд недоліків. Одночасне

введення в дію розташованих поряд свердловин для всіх трьох горизонтів в одному суперечило б поетапному заповненню об'єктів газозберігання буферним газом, оскільки одночасне заповнення ним всіх об'єктів відтягувало б циклічну експлуатацію і виведення на проектні показники хоча б одного об'єкту газозберігання. Введення в дію лише однієї свердловини кожного куша означало б консервацію двох свердловин, пробурених в ньому для інших горизонтів і скорочувало б тим самим в три рази введення в дію всіх експлуатаційних свердловин. Тому такий порядок розбурювання свердловин також було відхилено [7].

Також розглядався метод розбурювання більшості свердловин розкриттям всіх продуктивних горизонтів та наступного їх освоєння одночасно-роздільною експлуатацією. Але, враховуючи різку відмінність та відносну глибину віддаленості горизонтів ця методика також застосування не отримала. Тому УкрНДІГазом були розроблені корективи до попередніх проектів, згідно яких було прийнято рішення про створення в горизонтах Б-5 і Б-9 єдиної сітки свердловин із врахуванням спільної їх експлуатації. Дані горизонти мали близькі за значенням пластові тиски, практичні однакові ємнісно-фільтраційні властивості пластів-колекторів та можливість експлуатації в спільному режимі. Тому для їх спільної роботи був застосований теоретично розроблений принцип зниження пластового тиску пропорційно об'ємам відбирання газу, запозичений з теорії і практики розробки газових родовищ. Цей принцип поширено на умови підвищення пластового тиску при закачуванні газу.

Створення підземного сховища з врахуванням спільної експлуатації двох горизонтів за описаною методикою [7] у порівнянні з їх роздільною експлуатацією самостійними сітками свердловин дозволило скоротити їх проектну кількість на третину (81 свердловину). Проте, за роки розробки та введення в експлуатацію в горизонтах умови для створення ПГС погіршувались.

Тому проектних рішень щодо створення даного ПСГ можна досягнути тільки після проведення додаткових розрахунків та виконання запроєктованих перспективних задач, а це потребує додаткового фінансування та часу.

Спорудження Пролетарського ПСГ на даній території було обґрунтовано проходженням в районі його розташування магістральних газопроводів, які подають газ для постачання південних областей, Криму і транзитом у балканському напрямку. Що стосується перспективи розширення Пролетарського ПСГ та вирішення поставлених задач (стосовно покладів Б-9 та Б-5) і питання оптимізації режимів експлуатації штучного газового покладу в горизонті М-7, то запропоновано [7] створити єдиний багатопластовий штучний газовий поклад. Дана задача може бути вирішена підключенням Пролетарського ПСГ до системи магістральних газопроводів «Союз» та Шебелинка-Полтава-Київ для чого необхідно спорудити сполучний газопровід протяжністю 55 км. На даний час газосховище підключене до магістрального газопроводу Шебелинка-Дніпропетровськ-Кривий Ріг-Ізмаїл та Дніпропетровським газопроводом діаметром 500 мм.

Всі раніше охарактеризовані підземні сховища газу знаходяться на обслуговуванні Укртрансгазу. Глібівське ПСГ розташоване в центральній частині Тарханкутського півострова в Криму, в адміністративно-територіальному відношенні знаходиться в Чорноморському районі, на відстані 25 км від містечка Чорноморське. Сховище створено на базі однойменного вичерпаного газоконденсатного родовища і на сьогоднішній день знаходиться на обліку Чорноморнафтогазу.

Глібівське родовище відкрите в 1960 році. В 1966 – 1984 рр. знаходилося в експлуатації, а в квітні 1993 р. воно переведене в підземне сховище з залишковими запасами газу 388,6 млн м³ і пластовим тиском 18,2 кгс/см².

Для об'єкта газозберігання даного сховища було вибрано нижньопалеоценовий

пласт-колектор, який залягає на глибині від 900 до 1200 м. Він представлений гранулярно-тріщинними вапняками. Максимальна загальна товщина їх становить 120 м.

Починаючи з 1991 р. газосховище працює в циклічному режимі, тобто газ в великих об'ємах закачується в ПСГ і відбирається з нього. Етапи формування штучного газового покладу сховища залежить від ресурсів газу, що видобувається на Голіцинському ГКР.

За 20 років існування ПСГ в нього було всього закачано 3114,23 млн м³, а відібрано 1952,94 млн м³, лише за 7 років (1996 – 2003 рр.) з ПСГ було відібрано 1291,76 млн м³. Різниця між закачуванням та відбиранням склала 57,64 млн м³ і вона пішла на збільшення газу в ПСГ.

Найбільший об'єм нагнітання газу за сезон припадає на 2002 р. і складає 412,94 млн м³, відбирання на сезон 2002/03 рр. – 320,86 млн м³. В результаті наприкінці сезону нагнітання 2002 р. на Глібівському ПСГ вдалося сформувати штучний газовий поклад з максимальним об'ємом зберігання, а пластовий тиск в ньому піднято з 18,2 до 44,8 кгс/см².

Згідно результатів роботи покладу за 1999 – 2003 рр. можна зробити висновок, що тенденція нарощування газу в ньому збереглася. Але, за 20 років функціонування сховища утворений в ньому газовий поклад не заповнено на проектний об'єм 1-ої черги облаштування. Він складає 53%, а його збільшення вимагає додаткового фінансування.

Поблизу підземного сховища розташовані вироблені Задорненське, Октябрське, Західно-Октябрське, Карлавське, а також нафтове Серебрянське і газоконденсатне Тетянівське родовища. Газ на формування штучного газового покладу подається в основному з Голіцинського, Архангельського та Штормового ГКР та в окремих випадках із системи магістральних газопроводів Шебелинка-Дніпропетровськ-Кривий Ріг-Ізмаїл.

Таким чином, приведений аналіз свідчить про те, що в Україні нагромаджено

досвід створення ПСГ у горизонтальному водоносному пласті, на базі водоносного горизонту, розроблено та впроваджено технологію штучного газового покладу – об’єкта газозберігання у обводненому газовому горизонті. Також створені двошартові ПСГ на базі двох вироблених продуктивних газових горизонтів шляхом їх експлуатації єдиною сіткою свердловин, об’єднаних у спільні об’єкти газозберігання, а також роздільної та спільно-роздільної їх експлуатації. Розвиток газової промисловості супроводжувався значним зростанням ролі, а отже і розширенням задач підземного зберігання газу.

У результаті багаторічної і плідної праці багатьох вчених та науковців на території України побудовано та введено в експлуатацію 13 підземних газових сховищ, активним об’ємом більше 33 млрд м³. Протягом останніх років надходження газу в газотранспортну систему з підземних сховищ становило близько 20% від усього транспортованого і коло 40% від спожитого країною газу.

У таблиці наводиться перелік підземних сховищ газу [5], що розташовані на території України з вказаними величинами розподілу газу 1.

ОСНОВНІ ПАРАМЕТРИ ПІДЗЕМНИХ СХОВИЩ УКРАЇНИ

Таблиця

Комплекс	Сховище газу	Об’єм, млн м ³		
		активний	загальний	буферний
Західний	Угерське	1900	3850	1950
	Більче-Волицько-Угерське	17050	33450	16400
	Опарське	3100	5800	2700
	Дашавське	2150	5265	3115
	Богородчанське	2300	3420	1120
Київський	Олишівське	315	660	345
	Червонопартизанське	1200	2700	1500
	Солохівське	1200	2000	800
	Кегичівське	700	1315	615
Південний	Пролетарське	2650	4800	2150
	Глібівське	167,15	1507,15	1340
Східний	Краснопопівське	420	800	380
	Вергунське	400	920	520

У таблиці деякі вказані параметри можуть бути змінені. Їх величини залежать від режиму роботи сховища, методу його експлуатації та від об’єму газу, що на даний період закачано в сховище. Підземні сховища України створені протягом останніх 20 років мають низку не вказаних показників (це пояснюється їх вивченням або змінами на даний період часу).

У сукупності підземні сховища створюють потужну систему підземного зберігання газу, яка є важливою технологічною ланкою діючої газотранспортної системи країни, що здатна вирішити низку питань основними з яких є:

- можливість керуванням нерівномірністю газопостачання;
- компенсація сезонних нерівномірностей газопостачання;

– здатність додатково подавати газ споживачам у випадку надзвичайно холодних погодних умов (за рахунок наявних резервів газу);

– забезпечення надійності роботи газотранспортної системи шляхом резервування газу на випадок короткочасних аварійних ситуацій на газопроводах;

– забезпечення надійності експортних поставок газу;

– створення довготривалих державних резервів газу на випадок непередбачуваних екстремальних ситуацій.

ВИСНОВКИ

При розгляді зовнішнього використання мережі ПСГ України треба відзначити в першу чергу унікальність сприятливих умов нашої країни для резервування запасів газу континентального значення, пов'язаних з географічним розташуванням.

Другою особливістю, сприятливою для функціонування мережі ПСГ європейського значення є наявність достатньої, практично необмеженої місткості підземних резервуарів газових (газоконденсатних), а із збільшенням потреби – і нафтових родовищ, в основному значно вироблених, що мають сприятливі умови для ПСГ (відносно невелика глибина залягання продуктивних пластів, їх високі геолого-фізичні параметри, достатня герметичність).

Україна в цьому відношенні має перевагу над іншими країнами, що споживають російський газ (Польща, Словаччина, Угорщина, Югославія, Чехія, Австрія, Італія, Болгарія, Румунія, Молдова, Греція, Туреччина), який проходить транзитом через газотранспортну систему України. При цьому ми маємо позитивний досвід у зберіганні газу для Польщі, Угорщини, Словаччини.

Ще на початку 90-х років за рахунок ПСГ Західної України здійснювалось регулювання постачання Білорусі і навіть частково Росії в обсязі 5 – 5,5 млрд м³ за сезон. Протягом останніх років в ПСГ України щороку закачується 14 – 16 млрд м³ газу.

Таким чином, на сьогоднішній день без використання ПСГ важко уявити нормальне функціонування газотранспортної системи будь-якої країни. Але слід зазначити те, що основним завданням сьогодення є підтримання на високому технічному рівні і подальше розширення газотранспортної системи України для забезпечення надійності поставок природного газу на європейський ринок та забезпечення власних споживачів.

Питанням модернізації та розвитку мережі підземних сховищ газу приділено в сьогоденні багато значення. Різноманітні ідеї модернізації розглядаються висвітленням питань оновлення, реконструкції та розширення діючих підземних сховищ згідно запланованих параметрів, будівництва нових підземних сховищ, можливість створення східно-європейського газового хаба, модернізація процесів закачування газу і його зворотного викачування зі сховищ для транспортування до Європи. Вирішення цих питань буде кінцеве при можливості інвестування й обґрунтування вибраних методик.



СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

1. Атлас родовищ нафти і газу України. – Том. 1. – Львів: Центр Європи, 1998. – 494 с.
2. Гімер Р.Ф. Підземне зберігання газу: [частина 1: Створення підземних сховищ газу] / Р.Ф. Гімер, П.Р. Гімер, М.П. Деркач. – Львів: Центр Європи, 2007. – 224 с.
3. Гімер Р.Ф. Технологічні особливості створення ПСГ України / Р.Ф. Гімер, Б.П. Савків // Розвідка і розробка. Серія «Транспорт і зберігання газу». – Івано-Франківськ, 1998. – С. 15–34.

4. Кортаев Ю.П. Добыча, транспорт и подземное хранение газа: учеб. / Ю.П. Кортаев, А.И. Ширковский – М.: Недра, 1984. – 487 с.

5. Савків Б.П. Підземне зберігання газу в Україні / Б.П. Савків. – К.: Київ, 2008. – 240 с.

6. Федутенко А.М. Проблеми та перспективи розвитку підземного зберігання газу в Україні / А.М. Федутенко // Науковий вісник. Стан і перспективи підземного зберігання газу в Україні. – 2004. – № 2(8). – С. 9 – 14.

7. Ширковский А. И. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений: учеб. / А.И. Ширковский. – М.: Недра, 1987. – 309 с.

ПРО АВТОРІВ

Чернова Оксана Тарасівна – к.т.н., доцент кафедри спорудження та ремонту газонафтопроводів і газонафтосховищ Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу.