

РОЗДІЛ 1. ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ ПРО ПІДЗЕМНЕ ЗБЕРІГАННЯ ГАЗУ

1.1 ОСНОВНІ ЦІЛІ ПІДЗЕМНОГО ЗБЕРІГАННЯ ГАЗУ

Перші підземні сховища газу (ПСГ) в колишньому СРСР були призначені, в основному, для покриття сезонної нерівномірності споживання газу. Тому вони створювалися поблизу великих центрів газоспоживання у водоносних структурах або у виснажених родовищах. До цієї групи сховищ належить *Калузьке* (1959 р.) і *Щолковське* ПСГ (1961 р.) поблизу Москви, *Гатчинське* (1963 р.), *Колпінське* і *Невське* ПСГ на північному заході поблизу Петербурга, *Олишівське* (1964 р.) і *Червоно-партизанське* ПСГ поблизу Києва, *Інчукалнське* поблизу Риги, *Полторацьке* ПСГ поблизу Ташкента та інші.

Першими підземними сховищами газу, створеними у виснажених родовищах, були *Башкатівське* ПСГ (1958 р.) загальним об'ємом 30 млн.м³, що розташоване на сході Самарської області, і *Єлманське* ПСГ поблизу Саратова. **Характерною особливістю останнього була наявність сірководню в покладі газу, але, як виявилось, при циклічній експлуатації його присутність не відчувається.**

Надалі розширення мережі підземних сховищ газу є наслідком інтенсивного розвитку газової промисловості, особливо після виділення її як самостійної галузі (1964 р.), про що свідчать дані темпів зростання видобутку газу (табл. 1.1).

В 1970 р. видобуток газу перевищив рівень видобутку 1960 р. в 4,37 рази. В 1980 р. цей рівень був перевищений майже в 10 разів. Особливо високі темпи абсолютного приросту видобутку газу були в період 1970–1980 рр. – більше ніж 200 млрд.м³ на рік.

Зі збільшенням видобутку газу міняється і структура його споживання. Природний газ стає найбільш економічним і ефективним

Розділ 1. Загальні відомості про підземне зберігання газу.

видом палива, питома вага його в паливно-енергетичному балансі перевищує 50%. Природний газ використовується як сировина для хімічної і нафтопереробної промисловості, як паливо для двигунів внутрішнього згорання. Він широко використовується в технологічних процесах в металургії, силікатній, будівельній та інших галузях.

Таблиця 1.1

Темпи зростання видобутку газу в СРСР

Роки	1940	1950	1960	1970	1975	1980	1985
Видобуток газу, млрд.м ³	3.22	5,80	45.3	198	435	643	686

Сьогодні газова промисловість є важливою ланкою енергетичної системи (електрифікації, теплофікації і газифікації народного господарства), тому на нерівномірність споживання газу, крім природних факторів (сезонність), відчутний вплив мають економічні й соціальні фактори, що значно розширює коло завдань, які розв'язуються шляхом створення підземних сховищ газу.

Розширюється мережа газосховищ для регулювання осінньо-зимової нерівномірності газоспоживання уже цілих економічних районів (*так звані базові ПСГ з активним об'ємом більше як один мільярд кубометрів і добовим об'ємом до 1% від активного об'єму газу*). Об'єктами для таких ПСГ, як правило, служать виснажені газові або газоконденсатні родовища (Дашавське, Угерське, Опарське тощо), розташовані в межах або поблизу економічного району.

Створюються підземні сховища газу, призначені для забезпечення надійної роботи магістральних газопроводів (Богородчанське, Більче-Волицьке, Угерське). Необхідність у цьому виникає через збільшення довжини газопроводів внаслідок переміщення у 70-і роки минулого сторіччя центрів видобутку газу на Схід Європейської частини (Вуктил, Оренбург), в райони Західного Сибіру (Медвеже, Уренгой) і Крайньої Півночі, Центральної Азії. З цією метою використовуються середні за запасами і великі виснажені родовища газу, наприклад, Північно-Ставропольське, Більче-Волиця-Угерське ПСГ в покладі XVI горизонту з активним об'ємом газу 15 млрд.м³ і більше.

Розділ 1. Загальні відомості про підземне зберігання газу.

Для оперативного резервування надійності газопостачання створюються так звані «пікові» ПСГ з активним об'ємом від одного мільярда кубометрів і високою продуктивністю свердловин (до 0,5 млн. м³/добу і більше), які забезпечують 1–1,5% відбору активного об'єму газу ПСГ за добу. В такому режимі передбачена експлуатація Богородчанського, Дашавського, Таловського, Колпінського та інших газосховищ.

З метою забезпечення надійності експортних поставок газу створюється мережа підземних сховищ газу неподалік державного кордону (Угерське, Опарське, Дашавське, Богородчанське, Більче-Волиця-Угерське ПСГ), активний об'єм яких повинен забезпечувати покриття не менше 5% від об'єму споживання газу.

Для регулювання добової нерівномірності газоспоживання створюються невеликі за активним об'ємом (від 100 мільйонів кубометрів) підземні сховища газу в соляних формаціях і шахтних виробках, характерною особливістю яких є висока добова продуктивність (в районі Єревана, Гомеля, Актюбінська, Калінінграда).

В 1991 році загальний об'єм зберігання газу в СРСР був доведений до 146,1 млрд.м³ з можливістю відбору 66,4 млрд.м³. Максимально можлива продуктивність свердловин сягала 498 млн. м³/добу. Динаміка основних показників газосховищ (табл. 1.2) засвідчує, в цілому, високий темп росту показників експлуатації ПСГ. Так, відбір газу з ПСГ в період 1980-1990 рр. збільшився з 18,5 до 66,4 мільярдів кубометрів, тобто більш ніж у три з половиною рази.

Загальна кількість підземних сховищ газу в СРСР на той час становила 46 одиниць, більшість з яких була створена у виснажених газових родовищах, 13 ПСГ у водоносних пластах і 1 ПСГ у соляних відкладах.

Як бачимо, розвиток газової промисловості супроводжується значним зростанням ролі і розширенням завдань підземного зберігання газу, основними з яких є:

- покриття сезонної нерівномірності газоспоживання;
- регулювання пікової (добової, місячної) нерівномірності газоспоживання;
- додаткове подавання газу споживачам у випадку аномально холодних зим за рахунок створення відповідних резервів газу;

Розділ 1. Загальні відомості про підземне зберігання газу.

- забезпечення надійності роботи газотранспортної системи шляхом резервування газу на випадок короткочасних аварійних ситуацій на газопроводах;
- забезпечення надійності експортних поставок газу;
- створення довгострокових державних резервів газу на випадок екстремальних ситуацій.

Таблиця 1.2

Показники розвитку підземного зберігання газу в колишньому СРСР

Показники	Роки								
	1960	1965	1970	1975	1980	1983	1984	1985	1990
Кількість сховищ	4	10	15	25	38	40	43	43	46
Об'єм нагнітання газу, млрд. м ³	0.2	1,8	5.5	14.2	19.5	32	34.1	–	–
Об'єм відбору газу, млрд. м ³	0.046	1,0	3,6	8,6	18,5	25,6	32.1	32,9	66,4
Максимальний добовий відбір, млн. м ³ /добу	1,5	17,5	52.1	76,4	143,3	193,5	238,7	272	498
Число діючих свердловин	15	130	33,	760	1262	1707	1842	–	–
Потужність КС, МВт	1.9	33,3	70,7	186,6	374,7	476,8	570,8	–	–
Споживання газу в народному господарстві, млрд. м ³	45,05	129,0	197,9	261,9	346.7	421,1	452.2	–	–
Відношення об'єму відбору до загального об'єму споживання газу,%	0.102	0,78	1,8	3,3	5.33	6,1	7,1	–	–

Споживання природного газу характеризується нерівномірністю: пори року (літо, зима), по місяцях, тижнях, добах і годинах доби. Особливо велика нерівномірність *сезонного споживання газу*, пов'язана з використанням його для опалювання

Розділ 1. Загальні відомості про підземне зберігання газу.

газопічними установками, будинковими і районними котельними, ТЕЦ, котельними промислових підприємств.

Коефіцієнтом місячної нерівномірності газоспоживання K_{iM} називається відношення фактичного місячного споживання газу Q_{iM} до середньомісячного Q_{CM} :

$$K_{iM} = Q_{iM} / Q_{CM} \quad (1.1)$$

де $Q_{CM} = Q_{\Gamma} / 12$;

Q_{Γ} – об'єм річного споживання газу, м³.

Для зберігання літнього надлишку газу, який взимку подають споживачеві при ритмічній роботі магістрального газопроводу з середньорічною продуктивністю, споруджують підземні сховища.

Об'єм газу, використований для вирівнювання сезонної нерівномірності газоспоживання, можна розрахувати трьома методами:

1) за кількістю градусоднів недолику температури і кількістю теплоти, необхідної на один градусодень;

2) за нормами витрати газу на опалювання всіх категорій споживачів;

3) за коефіцієнтами місячної нерівномірності газоспоживання.

Знаючи коефіцієнти місячної нерівномірності газоспоживання, об'єм газу Q_a (активний об'єм), можна визначити за формулою

$$Q_a = \sum_{i=1}^n (Q_{CM} - Q_{iM}) = \sum_{i=1}^n Q_{CM} (1 - \frac{Q_{iM}}{Q_{CM}}) = \frac{Q_{\Gamma}}{12} \sum_{i=1}^n (1 - K_{iM < 1}),$$

або

$$Q_a = \frac{Q_{\Gamma}}{12} \sum_{i=1}^n (1 - K_{iM < 1}) \quad (1.2)$$

де $K_{iM < 1}$ – коефіцієнт місячної нерівномірності;

n – кількість коефіцієнтів.

З меншення капітальних витрат. Приблизно капітальні витрати в магістральний газопровід K_{MG} і компресорні станції K_{KC} можна записати у вигляді наступного рівняння:

$$K_0 = K_{\text{мг}} + K_{\text{кc}} = \frac{CQ^{3/4} p_1}{(p_1^2 - p_2^2)^{3/8}} + \frac{CQ^{3/8}}{(p_1^2 - p_2^2)^{3/16}} +$$

$$+ n \cdot 0,0038a \lg \frac{p_1}{p_2} + K_1, \quad (1.3)$$

$$K_0 = K_{\text{мг}} + K_{\text{кc}} = \frac{CQ^{3/4} p_1}{(p_1^2 - p_2^2)^{3/8}} + \frac{CQ^{3/8}}{(p_1^2 - p_2^2)^{3/16}} +$$

$$+ n \cdot 0,0038a \lg \frac{p_1}{p_2} + K_1,$$

де

$$C = \frac{2,47\beta \left[\frac{\sqrt{L}}{38} \right]^{3/4} L}{2R_z}, \quad C_1 = \lambda L \left[\frac{\sqrt{L}}{38} \right]^{3/8},$$

p_1, p_2 – тиск на викиді і прийомі компресорних станцій (КС), відповідно;

n – кількість КС;

K_1 – капітальні вкладення, незалежні від Q, β ;

λ – укрупнені показники;

L – відстань між КС;

R_z – допустиме напруження на розрив матеріалу труб.

Якщо підземного сховища немає, в рівнянні (1.3) замість Q підставляють максимальне середньодобове споживання газу Q_{max} в найхолодніший місяць (грудень, січень), якщо підземне сховище є – середньодобове споживання газу за рік – Q_c . Оскільки $Q_{\text{max}} > Q_c$, за відсутності ПСГ капітальні вкладення в магістральний газопровід і КС будуть більшими (на 20 – 30 % в порівнянні з розрахунком за Q_c).

Для газопроводу завдовжки 1000 км з пропускнуо спроможністю 10 млн. м³/сут економія капітальних вкладень при розрахунку на постійну середньорічну подачу Q_c вдсятеро перевищує витрати на споруду ПСГ, а частка витрат на зберігання газу в загальних витратах для більшості районів складає 8 – 10 %.

Створення умов для ритмічної роботи джерел газу і споруд магістрального газопроводу. За

Розділ 1. Загальні відомості про підземне зберігання газу.

відсутності підземного сховища газу потужність системи транспорту газу використовується не повністю (на 80 – 85 %). При рівномірній роботі джерел газу і магістрального газопроводу з постійною середньорічною подачею і коефіцієнтом використання встановленої потужності, близьким до одиниці, число видобувних свердловин на газовому промислі і загальне число компресорів на компресорних станціях магістрального газопроводу може бути понижене на 15 %.

При будівництві ПСГ для діючих газопроводів, можна збільшити коефіцієнт завантаження МГ і об'єм перекачуваного споживачеві газу.

Створення запасів сировини і палива. Нафтовий газ надходить на газобензиновий завод нерівномірно, в залежності від місяців року. Споживання продукції заводу за місяцями року теж нерівномірне з різних причин. Завод працює з середньорічною продуктивністю. При тимчасових труднощах з реалізацією готової продукції (очищеного газу і газового бензину) газобензиновий завод зупиняється, і це пов'язано з великими збитками для народного господарства.

Зменшення потужності заводу з очищення від H_2S і CO_2 і виробництва газової сірки. За наявності ПСГ такий завод розраховують на середньорічні витрати, за відсутності сховища – на максимальні середньомісячні зимові витрати.

Вирівнювання коливань споживання електроенергії. Так, при зменшенні споживання електроенергії споживачами, особливо в літній час, її надлишок використовується в електродвигунах, що приводять в дію компресори для стиснення повітря під час його закачування в ПСГ.

За нестачі електроенергії, особливо в зимовий час, відбиране з ПСГ стисле повітря використовується в турбоелектрогенераторах для виробництва електроенергії та її подачі в розподільну мережу.

Таким чином, на сьогоднішній день без використання ПСГ важко уявити нормальне функціонування газотранспортної системи будь-якої країни.

1.2 ІСТОРИЧНИЙ РОЗВИТОК МЕРЕЖІ ГАЗОСХОВИЩ ЗА КОРДОНОМ

Історично необхідність зберігання газу вперше виникла в другій половині XIX століття в зв'язку з розвитком виробництва штучних газів. Проблема тоді була вирішена шляхом спорудження металевих сховищ у вигляді плаваючих в циліндрі ковпаків-газгольдерів об'ємом до 100 тисяч кубометрів (Львів, Варшава, Відень, Прага та ін.).

Перше ж підземне сховище газу у виснаженому покладі газу було створене в 1915 році в Канаді (провінція Онтаріо). Друге таке сховище газу, яке експлуатується і сьогодні, загальним об'ємом 62 млн. м³, було створене в 1915–1916 роках в штаті Нью-Йорк (Zoar–Erie).

Вперше можливість зберігання газу у водоносних структурах була перевірена *на узгір'ї До-Ран на кордоні штатів Індіана і Кентуккі в США в 1946 р.*, де було споруджене невелике сховище у склепінні повністю обводненого газового покладу. Проте першим зразком використання суто водоносної куполоподібної структури – пастки пластової водонапірної системи, став класичний приклад експлуатації сховища *Хершер поблизу Чикаго* загальним об'ємом 3 млрд. м³, промислове закачування газу в яке було розпочато в 1953 році.

У Франції, в 50-і роки XX сторіччя, були створені три ПСГ у водоносних структурах *Бейн, Веріон і Люсаньє* (останнє створене поблизу родовища Лак).

Проте найбільш інтенсивний розвиток підземного зберігання газу в газовій промисловості країн Америки і Західної Європи почався після 60-х років минулого століття.

Так, в США загальна кількість ПСГ до кінця 1983 року досягла 419 одиниць з максимальним об'ємом зберігання 167 млрд.м³ і добовою продуктивністю 1,5 млрд.м³ при загальному фонді 18818 свердловин (табл. 1.3). Тобто, з 1970р. за 13 років кількість ПСГ збільшилася на 84 одиниці, в тому числі 13 ПСГ було створено у водоносних пластах.

Характерною особливістю підземного зберігання газу в США є великий резерв активного об'єму газу. При загальному споживанні газу в 1983 році 478,7 млрд. м³ максимальний об'єм зберігання

Розділ 1. Загальні відомості про підземне зберігання газу.

становив 167 млрд. м³ при загальному об'ємі газу в ПСГ 222,5 млрд. м³.

Таблиця 1.3

Підземне зберігання газу в США

Роки	Кількість ПСГ		Граничний об'єм сховищ газу, млрд.м ³	Об'єм активного газу, млрд.м ³	Максимальна продуктивність, млрд.м ³ /добу	Кількість КС	Потужність КС, МВт	Кількість свердловин
	всього	в т.ч. у водоносних структурах						
1970	325	43	148,4	–	–	–	–	–
1975	376	52	190.4	–	1,03	259	998,2	16246
1980	401	57	214,8	161.0	1,09	285	1163,5	17559
1981	393	56	217.5	164,0	1,06	294	1205,0	17969
1982	404	56	221.7	169,0	1,2	301	1237,0	18170
1983	419	56	222,5	167,0	1,5	292	1274,0	18818
2005	417	40	220.0	110.5	2,2	–	–	–

Стимулом розвитку ПСГ в США став процес дегерелювання газового ринку, яким передбачалася відміна контролю над промисловими цінами на газ, що, відповідно, дозволило встановлювати тарифи на зберігання газу з урахуванням місцевих і сезонних відмінностей в товарній ціні на газ й запровадити механізм самостійної купівлі газу споживачами й укладання окремих договорів з транспортними компаніями щодо транспортування і зберігання газу з оплатою послуг за тарифами.

Обсяги підземного зберігання газу в США, досягнені на початку 80-х років, в подальшому залишаються приблизно на одному рівні. Зміни відбуваються в напрямку збільшення не об'ємів зберігання, а продуктивності ПСГ. Так, станом на 2005р. в США функціонує 417 ПСГ. З них 348 створені у виснажених газових та нафтових родовищах (покладах), 40 – у водоносних пластах, 27 – в соляних кавернах і 2 – в шахтах. Тобто, загальна кількість ПСГ навіть зменшилася у порівнянні з 1983 р., тоді як максимальна продуктивність зросла з 1,5 до 2,2 млрд. м³.

Розділ 1. Загальні відомості про підземне зберігання газу.

В останні роки звертають на себе увагу такі тенденції розвитку підземного зберігання газу в США:

- розширення мережі ПСГ за рахунок створення їх у виснажених родовищах і соляних кавернах;
- збільшення добового відбору газу з ПСГ як за рахунок збільшення кількості вертикальних, так і буріння горизонтальних свердловин;
- максимально можливе використання потужності компресорних станцій. В 1983 році їх кількість скоротилася на 2 КС (в порівнянні з 1981 роком), хоча сумарна потужність виросла з 1205 до 1274 кВт.

Порівняно високими темпами розвивається підземне зберігання газу в країнах Західної Європи, де за станом на 2005 р. працювало більше 80 ПСГ (табл. 1.4). **Причому трьом країнам – Німеччині, Франції й Італії – належить більш ніж 75% потужностей газосховищ (рис. 1.1).**

Таблиця 1.4

Підземні сховища газу держав Західної Європи
(станом на 2005р.)

Держава	Кількість ПСГ	Об'єм газу, млн.м ³		Максимальна продуктивність, млн.м ³ /добу
		загальний	активний	
Німеччина	42	27,5	19,772	437,9
Італія	10	27,8	17,300	198,8
Франція	15	23,1	11,633	182,5
Нідерланди	3	20,0	4,750	196,0
Великобританія	4	10,2	3,267	54,8
Австрія	5	6,4	2,980	29,4
Іспанія	2	3,4	1,990	10,7
Данія	2	1,15	0,815	25,2
Бельгія	2	1,09	0,650	9,6

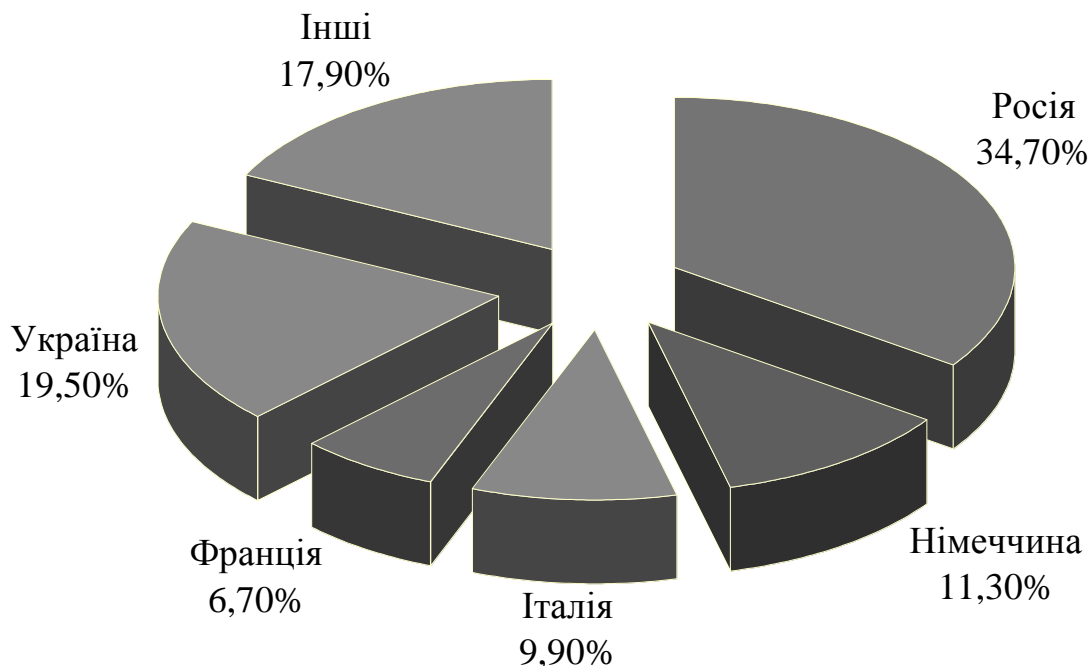


Рис 1.1 *Питома вага активної місткості українських ПСГ в Європі*

Найбільш динамічно підземне зберігання газу розвивається в **Німеччині**. За останні 10 років тут уведено в дію сім нових ПСГ і розроблені проекти на створення ще двох нових ПСГ в пористих пластах і 12-ти в кавернах на додатковий об'єм активного газу 4,5 млрд.м³. Сховища газу створюються у водоносних структурах (Райброн в районі Гамбурга, Енгельбостер в районі Ганновера та ін.), які залягають на різних глибинах (наприклад, в районі Мюнхена створено ПСГ об'ємом більше одного мільярда кубометрів на глибині 2900м) і в соляних виробках. Активний об'єм їх дорівнює 19,77 млрд.м³, добова продуктивність становить 437,9 млн. м³/добу. Теоретично весь активний об'єм газу з ПСГ можна відібрати за 45 діб.

Такі ж шляхи створення підземних сховищ газу і у Франції. Станом на 2005р. з 15 ПСГ 12 газосховищ створені у водоносних пастках. Три ПСГ знаходяться в соляних кавернах, які створені на глибині 1400м. Глибина залягання водоносних структур коливається від 405 м (Бейн) до 1147 м (Суен). Активний об'єм усіх ПСГ перевищує 11 млрд.м³, а максимальний відбір газу складає 182,5 млн. м³/добу. Відбір усього активного газу може бути здійснений за 63 доби.

Розділ 1. Загальні відомості про підземне зберігання газу.

На базі водоносного пласта побудовано найбільше у Франції ПСГ – Шемері, загальним об'ємом 7 млрд.м³ газу, в т.ч. активного газу – 3,23 млрд.м³. Максимальна продуктивність цього газосховища сягає 38 млн.м³/добу. Для його експлуатації побудовано 55 свердловин. Дебіт «середньої» свердловини складає 700 тис. м³/добу.

В Італії всі 10 ПСГ розташовані у виснажених родовищах і мають активний об'єм газу 17,3 млрд. м³. За максимальної добової продуктивності в 198,8 млн. м³ весь активний газ можна відібрати за 87 діб.

Варто відзначити, що у Великій Британії в 1958 р. було створене перше підземне сховище газу у вимитій соляній каверні об'ємом 9850м³. Пізніше, до 1970 р., було створено декілька ПСГ у водоносних пластах з тиском приблизно 3 МПа та загальною ємністю пор 280 тис.м³.

Решта країн Західної Європи оперує значно меншими об'ємами ПСГ, що не перевищують 5 млрд.м³ (див. табл. 1.4).

Основною тенденцією розвитку підземного зберігання газу в Європі є нарощування величини активного об'єму газу, що супроводжується зростанням споживання природного газу. Відповідно, якщо раніше ПСГ будували зі стратегічною метою на випадок зменшення чи припинення постачання газу, зокрема, під час війни чи інших конфліктів (наприклад в Італії стратегічні запаси розраховані на 6 місяців, а у Франції – на 12), то сьогодні переважає будівництво гнучких ПСГ з невеликими об'ємами активного газу (переважно в соляних кавернах) і високою циклічністю (10-20-денні періоди нагнітання та відбору газу) для забезпечення коливань споживання газу в більш короткі проміжки часу (від денного часу до нічного тощо).

Підземні сховища газу створюються також в країнах Центральної Європи. Об'єми зберігання газу становлять: в Угорщині – 3,61 млрд.м³, в Чехії – 2,8 млрд. м³, у Словаччині – 2,34 млрд.м³, у Латвії – 2,1 млрд.м³, у Польщі – 1,57 млрд.м³, в Румунії – 1,47 млрд.м³, в Болгарія та Хорватії – по 0,5 млрд.м³.

В Польщі дослідження з підземного зберігання газу були розпочаті ще в середині минулого століття (1954 р.) на промислах Страхоції. В Польщі діють 6 підземних газових сховищ і ще 5 знаходяться в стадії проектування.

Розділ 1. Загальні відомості про підземне зберігання газу.

В Чехії перші підземні сховища газу створювалися в обводнених пісковиках. ПСГ **Лобязіце** (1965р.), яке призначалося для зберігання коксового газу, було створене на глибині 210–315м і мало об'єм 400 млн.м³ з добовим відбором 2,4 млн.м³. ПСГ в районі **Оломоунця** (1965р.) було створене у водоносному горизонті з водонапірним режимом роботи і активним об'ємом 120–160 млн.м³.

При створенні підземних газосховищ в колишніх соціалістичних країнах Європи широко використовувався досвід СРСР у сфері проектування, створення й експлуатації ПСГ.

Після розпаду СРСР стало очевидним, що найбільш потужним науковим і промисловим потенціалом в галузі підземного зберігання газу на теренах СНД володіє Російська Федерація.

В 1991 р. комплекс підземного зберігання Росії складався з 21 ПСГ, з них 5 створено у водоносних пластах. Активний об'єм цих сховищ становив 40 млрд.м³, а максимальна добова продуктивність – 300 млн.м³/добу.

За станом на жовтень 2006 року кількість ПСГ в Росії збільшилася до 25 (з них більше 80% від загальної місткості всіх ПСГ у виснажених газових і нафтових родовищах і менше 20% – у водоносних пластах) з активним об'ємом 99,5 млрд.м³, що становить більше 22% від річного рівня споживання природного газу в країні. Обсяг товарного газу в газосховищах досяг 63 млрд.м³ газу, а максимальна добова продуктивність – 600 млн.м³, що забезпечується роботою 2515 експлуатаційних свердловин теоретично відбір усього активного газу з ПСГ може здійснюватись протягом 160 діб.

У Росії є найбільші у світі ПСГ:

- Північно-Ставропольське (у виснаженому газовому родовищі) з активним об'ємом 15 млрд.м³ (після розширення – 28 млрд.м³);
- Касимівське ПСГ (у водоносному пласті) з активним об'ємом 7,5 млрд.м³,

Збільшення об'єму активного газу в ПСГ країни планується до 110 млрд.м³ у 2030 році.

Основним напрямком підвищення надійності та гнучкості поставок газу промисловим та місцевим споживачам країни є підвищення добової продуктивності ПСГ:

- 340 млн.м³ – сезон відбору 1997–1998 років;
- 495,6 млн.м³ – 2002-2003 роки;

Розділ 1. Загальні відомості про підземне зберігання газу.

- 550 млн.м³ – 2004-2005 роки;
- 700 млн.м³ – 2010-2011 роки;
- 1000 млн.м³ – 2029-2030 роки.

Світові тенденції розвитку підземного зберігання газу формують перед наукою і виробництвом Росії наступні завдання:

1. подальше збільшення продуктивності ПСГ і скорочення періоду відбирання шляхом:

- спорудження нових високодебітних свердловин (горизонтальний вибій, нові типи гравійних фільтрів, нові розчини для розкриття пластів, великі діаметри ліфтових колон);

- збільшення продуктивності діючих свердловин (збільшення діаметрів ліфтових колон, переобладнання новими вибійними фільтрами, буріння другого ствола, забезпечення герметичності, застосування нових розчинів);

- зміна технології збору та абсорбційного осушення газу (збільшення тиску осушення, модернізація діючих абсорберів);

- підвищення ефективності управління ПСГ за рахунок створення інтегрованих постійно діючих геолого-фільтраційних моделей.

2. Підвищення маневреності ПСГ шляхом здійснення закачування газу взимку та впровадження мультициклічних режимів нагнітання-відбору.

3. Створення пікових газосховищ у пористих пластах, кавернах кам'яної солі, а також комплексів зі скраплення, зберігання та регазифікації скрапленого природного газу (в районах, де за геологічних причин неможливо побудувати ПСГ).

4. Повномасштабна реконструкція діючих ПСГ та їх автоматизація.

5. Скорочення експлуатаційних витрат.

6. Підвищення екологічної стійкості ПСГ.

7. Формування тарифів на зберігання газу (в Росії йде процес утворення підприємства зі зберігання газу – ЗАТ «Газпром-ПСГ»).

8. Вивчення альтернативних технологій зберігання газу.

1.3 РОЗВИТОК ПІДЗЕМНОГО ЗБЕРІГАННЯ ГАЗУ В УКРАЇНІ

В кінці 50-х – на початку 60-х років минулого сторіччя Україна була основним газовидобувним регіоном колишнього Радянського Союзу. Задовольняючи потребу в природному газі як внутрішніх споживачів, споживачів Росії, Молдови, Білорусії, Литви і Латвії, так і експортних поставок, вже тоді в зимовий період відчував брак постачання газу до великих міст, зокрема Москви, Києва, Львова та інших.

Важливість і потреба створення підземного зберігання газу для безперебійного газопостачання великих промислових центрів була відзначена в постанові Ради Міністрів СРСР №719 від 8 липня 1959 р. Виконуючи цю постанову, було прискорено роботи зі створення підземних сховищ газу в районах Москви, Ленінграда і Києва. Через відсутність поблизу цих міст вироблених газових родовищ було прийнято рішення створювати підземні сховища газу у водоносних структурах, зокрема для Києва: спочатку в Олишівській, а потім в Червоно-партизанській.

Дослідне нагнітання газу в водоносний пласт Олишівської малоамплітудної структури було розпочате 25 травня 1964 р. Цю дату і прийнято вважати за початок практичних робіт зі створення в Україні дуже важливого напрямку в газовій промисловості – підземного зберігання газу.

Розвиток підземного зберігання газу в Україні можна умовно розподілити на 3 періоди.

На першому етапі (1964-1970 рр.) велись дослідно-промислові роботи зі створення ПСГ на базі згаданих 2-х водоносних структур, розташованих в Чернігівській області біля траси газопроводу ДКБМ (Дашава – Київ – Брянськ – Москва).

Технологічний проект дослідних робіт створення Олишівського ПСГ був розроблений в московському інституті «ВНДІГаз».

Другим в Україні сховищем, створеним на базі водоносної структури, стало Червонопартизанське ПСГ, дослідне нагнітання газу в яке розпочато в 1968 р. При цьому в перші три роки нагнітання здійснювалося за допомогою компресорної станції, розташованої на сусідньому Олишівському ПСГ.

В процесі освоєння і виведення названих сховищ на проектні показники було розв'язано низку науково-технічних проблем:

Розділ 1. Загальні відомості про підземне зберігання газу.

розроблена технологія створення ПСГ у пологозалягаючому (практично горизонтальному) пласті; випробувано застосування поверхнево-активних речовин (ПАР) для формування штучного газового покладу; розроблені і впроваджені конструкції фільтрів для запобігання винесення піску з важковидобувної зони свердловин.

Набутий при цьому виробничий досвід було використано при розширенні згаданого ПСГ, а також при спорудженні нових сховищ у водоносних структурах та обводнених газових пластах.

Перший період розвитку підземного зберігання газу в Україні практично збігається зі світовими тенденціями в підземному зберіганні газу при проектуванні і розвитку великих систем газопостачання в США (штати Іллінойс і Айова), у Франції (р-н Парижа і центр Франції), в Росії (поблизу Москви і Ленінграда), дещо пізніше в Латвії (поблизу Риги), в Білорусі (Осиповичі), в Узбекистані (поблизу Ташкента).

З огляду на це можна стверджувати, що, відставши всього на 10 років в промисловому нагнітанні газу від першого в світі аналогічного типу ПСГ Хершер поблизу Чикаго, початковий період розвитку підземного зберігання газу в Україні на базі водоносних структур здійснювався практично одночасно з загальноєвропейським та світовим.

Другий період створення ПСГ в Україні охоплює приблизно 1969-1985 роки. В цей період, поряд з розширенням згаданих сховищ, починається створення ПСГ на базі вироблених покладів газових родовищ, з використанням їх для забезпечення надійності експортних поставок газу в країни Центральної та Західної Європи та задоволення потреб газоспоживаючих регіонів України. В 1969 р. вперше було проведене дослідно-промислове нагнітання газу в вироблені ХІУ–ХУ продуктивні горизонти Угерського родовища. При цьому було використано старий діючий фонд свердловин та наявне обладнання, які використовувалися при розробці цього родовища. Одночасно були розпочаті роботи з проектування і дорозвідки (з метою створення ПСГ) на Опарському газовому родовищі.

Вибір згаданих родовищ для першочергового створення на їх базі ПСГ був обґрунтований необхідністю забезпечення надійності зростаючого експорту газу, розміщенням магістральних газопроводів в безпосередній близькості від них (а самих родовищ від

Розділ 1. Загальні відомості про підземне зберігання газу.

держкордону), а також виснаженням їх запасів і достатньою величиною газонасиченого об'єму пор для створення газосховищ з активним об'ємом кожного від 2 і більше млрд.м³.

Проте початок технологічного проектування створення підземних газосховищ в Україні на базі вироблених родовищ припадає на початок 60-х років минулого сторіччя, тобто таке проектування здійснювалося практично одночасно з проектуванням ПСГ на базі водоносних структур.

Технологічне проектування згаданих вище Угерського та Опарського ПСГ було здійснене в 1968–1969 рр. УкрНДІГазом.

З метою приближення наукового забезпечення створеного західного Прикарпатського комплексу підземного зберігання газу в 1974 р. у Львові була створена *комплексна лабораторія УкрНДІГазу* (з 1983 р. – комплексне відділення).

Таким чином, практично з самого початку розвитку підземного зберігання газу в Україні формуються **три центри для його наукового забезпечення:**

Харківський – на базі лабораторії (пізніше – відділу) підземного зберігання газу УкрНДІГазу;

Львівський – започаткований трудами Дрогобицького ПКТІ та ЦНДВР Стрийського газопромислового управління – на базі Львівського комплексного відділення УкрНДІГазу;

Івано-Франківський – на базі кафедри нафтогазової гідромеханіки Національного технічного університету нафти і газу (ІФНТУНГ).

Зі створенням комплексної лабораторії, а з 1983р. – комплексного відділення у Львові, підрозділ підземного зберігання газу УкрНДІГазу в Харкові зосередив основну свою увагу на науковому забезпеченні розвитку підземного зберігання газу в північних, східних та південних областях України.

Наукові основи кріплення свердловин підземних газосховищ, розроблені в УкрНДІГазу О.І. Бережним, широко використовувалися при спорудженні ПСГ не лише в Україні, але і в багатьох регіонах Росії, Білорусії тощо. Загальне визнання отримала і його робота щодо відновлення герметичності свердловин на ПСГ.

В 1973р. інженерами Р.Ф. Гімером, Я.С. Кривком та І.М. Петрівим запропоновано створення ПСГ на базі достатньо виробленого XVI горизонту Угерського родовища і розпочато його

Розділ 1. Загальні відомості про підземне зберігання газу.

експлуатацію в режимі родовища-регулятора (в цьому році в нього було закачано 295,8 млн.м³ газу) з активним об'ємом до 1 млрд.м³: Це стало початком створення, в майбутньому великого, Більче-Волицького-Угерського ПСГ.

Збільшення споживання газу в Україні при зменшенні його частки, отриманої за рахунок власного видобутку, зростання транзиту газу через газотранспортну систему України для експорту в країни Центральної і Західної Європи, віддалення основних джерел видобутку газу до споживачів більше як на 3 тис.км створили передумови подальшого прискореного розвитку мережі підземного зберігання газу.

Тому в другому періоді крім продовження роботи з виведення на проектні показники Олишівського і Червонопартизанського ПСГ в районі Києва проводяться такі ж роботи на Угерському (ХІУ–ХУ горизонти) і Дашавському ПСГ, а з 1979 р. розпочинаються роботи (шляхом дослідно-промислового нагнітання) зі створення Богородчанського ПСГ. В 1973 р. розпочато також створення Червонопопівського ПСГ в Донецькому регіоні для надійного забезпечення газом Лисичанського промвузла (включаючи міста Сіверськодонецьк і Рубіжне).

В 1983 р. розпочато дослідно-промислове нагнітання газу в Глібівське ПСГ в Криму.

Третій період в розвитку підземного зберігання газу починається з середини 80-х років і триває до наших днів. Особливо велика робота була проведена щодо значного збільшення ємності ПСГ та відбору газу з них в другій половині 80-х років ХХ сторіччя. Для різкого збільшення обсягів підземного зберігання газу в Україні планом передбачалося пробурити і запустити в експлуатацію 1161 нагнітально-видобувну свердловину, ввести компресорні цехи сумарною потужністю 355 МВт, збільшивши активну ємність ПСГ на 19 млрд.м³.

Особливістю проведених в другій половині 80-х років минулого століття робіт з уведення нових та розширення інших ПСГ (крім збільшення їх активної ємності та добової продуктивності) було скорочення періоду можливого відбирання всього активного газу на більшості ПСГ з 150–165 днів до 100–120 днів.

Цей період характеризується розширенням географії підземного зберігання газу. Зокрема в 1987 р. було введено в дію Солохівське

Розділ 1. Загальні відомості про підземне зберігання газу.

ПСГ на Полтавщині, в 1988 р. розпочато дослідно-промислову експлуатацію Пролетарського ПСГ (горизонт М-7) на Дніпропетровщині, в 1989 р. – Веронського ПСГ на Луганщині.

Проте найбільшим досягненням періоду, що розглядається, є **створення найбільшого в Європі Більче-Волиця-Угерського ПСГ**, дослідно-промислове нагнітання в яке розпочато у 1983 році. Спорудження найбільшого гіганта підземного зберігання газу разом з бурінням свердловин тривало 10 років, підключення останніх 28 свердловин і уведення 4-го компресорного цеху було здійснено в 1992 році.

Велику практичну роботу при спорудженні цього ПСГ та виведенні його на проектні показники здійснили спеціалісти Львівтрансгазу.

Характерною рисою сучасного стану підземного зберігання газу є впровадження математичного моделювання при проектуванні ПСГ та створення комп'ютерних програм для складання технологічних режимів їх експлуатації.

На сьогоднішній день, в результаті проведення великої цілеспрямованої роботи, Україна має потужну систему підземного зберігання газу – важливу технологічну ланку діючої газотранспортної системи країни, здатну забезпечити надійність як внутрішнього постачання, так і транзитного транспорту газу. Навіть при неповному використанні потенційних можливостей ПСГ України надходження з них газу в газотранспортну систему в осінньо-зимові періоди останніх років становило близько 20% від усього транспортованого і 35–40% від спожитого країною газу.

Враховуючи, що інші види енергоносіїв (зокрема – мазут, вугілля) мають обмежені можливості для резервування, стають зрозумілими очевидні переваги підземного зберігання газу як найбільш маневреного, гнучкого і великомісткого виду резервування енергоносіїв взагалі. При цьому треба мати на увазі, що в Україні є сприятливі умови і для подальшого розширення мережі ПСГ, зростання активної ємності та добової продуктивності.

Розглядаючи питання зовнішнього використання мережі ПСГ України, слід відзначити, в першу чергу, унікальність сприятливих умов нашої країни для резервування запасів природного газу міжконтинентального значення.

Розділ 1. Загальні відомості про підземне зберігання газу.

Основними газовидобувними районами, які мають, і в майбутньому ще в більшій мірі матимуть загальноєвропейське значення в енергозабезпеченні, є Росія (Тюменська обл., Республіка Комі та прилеглі акваторії океану, а також Оренбурзька і Астраханська обл.), країни Близького Сходу та Центральної Азії. При будь-якому варіанті надходження газу до споживачів Західної, Центральної та Південно-Східної Європи виключно вигідне географічне розташування України зумовлює необхідність створення резервів газу на її території.

Другою особливістю, сприятливою для функціонування мережі ПСГ міжконтинентального значення, є наявність достатньої, практично необмеженої ємності виснажених підземних резервуарів газових (газоконденсатних), а зі збільшенням потреби – і нафтових родовищ, що мають сприятливі умови для підземного зберігання газу (відносно невелика глибина залягання продуктивних пластів, їх високі геолого-фізичні параметри, достатня герметичність, зв'язок з газотранспортною системою).

Значно менші, порівняно з Україною, потенційні можливості для створення ПСГ має Білорусь, Польща, ФРН; обмежена створена потужність в Латвії. Значна віддаленість основних джерел видобутку газу та основних районів зберігання газу в Росії (Поволжжя, Північний Кавказ та Підмосков'я) від країн – споживачів російського газу (Словаччина, Угорщина, Югославія, Хорватія, Чехія, Австрія, Франція, Італія, Болгарія, Румунія, Молдова, Греція, Туреччина), які обслуговуються газотранспортними системами України і комплексом підземних сховищ газу Прикарпаття, підтверджує його унікальність.

Мережа ПСГ України складається з 13 підземних газосховищ, створених в пористих пластах (два – на базі водоносних структур і одинадцять на базі вироблених газових і газоконденсатних родовищ). Загальна активна ємність складає 33 млрд. м³, а після дооблаштування двох ПСГ, досягне 36 млрд. м³. Сім підземних газосховищ, тобто більше половини існуючих, мають проектний активний об'єм, кожний з яких дорівнює двом мільярдам кубометрів.

*Більшість створених і створюваних ПСГ в Україні – **однопластові**. В двох здійснюється експлуатація 2 продуктивних горизонтів (в Угерському – поклади XIV і XV горизонтів; в Дашавському — поклади Е і Г), ще два – багатопластові (в*

Розділ 1. Загальні відомості про підземне зберігання газу.

Опарському роздільно експлуатуються окремими сітками свердловин три об'єкти газозберігання – горизонти IV, V і VI; в 3-х пластовому Пролетарському ПСГ роздільно експлуатуються горизонт М-7, а на базі двох вироблених горизонтів Б-5 і Б-9 створюється спільний об'єкт зберігання газу).

Тісний технологічний зв'язок підземних газосховищ з магістральними газопроводами дозволяє виділити в Україні 4 **комплекси підземного зберігання газу (КПЗГ)**. **Західний** – на Прикарпатті, **північний** (Київський) – в районі Київської системи газопроводів, **східний** (Донецький) – в районі Донецької системи газопроводів і **південний** (Причорноморський) – в районі південних областей, Криму та частково Придніпров'я.

Визначеним в роботі критеріям комплексування найбільше відповідає *західноукраїнський комплекс*. Його створено в районі проходження систем газопроводів Оренбург – держкордон («Союз»), Уренгой – Помари – Ужгород, Івацевичі – Долина, Київ – Захід України, Долина – Ужгород, Єлець – Кременчук – Ананьїв – Богородчани. Він є гарантом надійності транзитних передач російського та центральноазіатського газу в центрально- та західноєвропейські країни, газопостачання західних областей України і прилеглих до них районів Молдови та Білорусі, а також транзиту російського газу в балканському напрямку. До згаданого комплексу входить розташована на Прикарпатті група сховищ газу – *Дашавське, Угерське* (XIV–XV горизонти), *Богородчанське* і *Більче-Волицько-Угерське* (XVI горизонт).

Підземні сховища Дашавське, Опарське і Угерське (XIV–XV горизонти) з'єднані з системами газопроводів Івацевичі – Долина, Київ – Захід України та між собою. Крім того, вони приєднані до високопродуктивного газопроводу Більче-Волиця – Долина (діаметром 1420мм, довжиною 84км), який, забираючи газ з Більче-Волицько-Угерського ПСГ (XVI горизонт) та трьох вищезгаданих газосховищ, є по суті газопроводом-колектором. Через своє продовження газопровід Долина – Богородчани сполучається з магістральними газопроводами «Союз» та Уренгой – Помари – Ужгород. Крім того, Більче-Волицько-Угерське ПСГ з'єднане також іншим сполучним газопроводом з системою газопроводів Івацевичі – Долина.

Розділ 1. Загальні відомості про підземне зберігання газу.

Богородчанське ПСГ сполучене з магістральними газопроводами «Союз» та Уренгой – Помари – Ужгород. Названі сховища мають можливість осушувати газ, що з них відбирається, як на своїх установках осушення, так і на установках в Долині і Богородчанах.

Великий активний об'єм **Західного КПЗГ**, здатність заповнення його та відбирання з нього в широкому діапазоні можливостей створює умови для надзвичайної маневреності потоками газу для задоволення як місцевих, так і віддалених споживачів, дає можливість оптимізувати режими роботи окремих сховищ, створювати необхідні оперативні і стратегічні резерви газу, що дуже важливо в умовах ринкових відносин.

Київський комплекс (в складі *Олишівського, Червоно-партизанського, Солохівського та Кегичівського ПСГ*) має деяку специфіку. Сховища, що входять до нього, мають основне спільне призначення – забезпечувати надійність постачання газом Києва та столичної області. Вони розташовані попарно в системі газопостачання: два сховища (Кегичівське і Солохівське) сполучені газопроводами Шебелинка –Полтава – Київ та Єфремівка – Диканька – Київ, які продовжуються в західному напрямку через систему газопроводів Київ – Захід України, та два сховища (Олишівське і Червонопартизанське) сполучені з газопроводом Київ – Брянськ, причому останнє з'єднується з газопроводом Тула – Шостка – Київ.

Відповідно кожна пара сховищ, утворюючи окреме крило єдиного комплексу та забезпечуючи надійність газопостачання основного споживача – Києва, додатково забезпечує надійність постачання газом споживачів, розташованих удовж трас згаданих газопроводів.

Червоно-партизанське та Олишівське ПСГ сполучені між собою газопроводом-перемичкою, що дає можливість використовувати компресорні потужності одного з них для заповнення іншого.

Сховища, що входять до Київського КПЗГ, характеризуються такими специфічними особливостями: Кегичівське – здатністю повного заповнення газом або відбиранням його протягом 100 діб, а також зберіганням його без зниження пластового тиску до настання найхолодніших місяців; Олишівське – необхідністю максимального скорочення нейтрального періоду після закачування в сховище з метою недопущення розтікання газу; Червоно-партизанське –

Розділ 1. Загальні відомості про підземне зберігання газу.

наявністю двох достатньо ізольованих блоків, що дає можливість здійснювати роздільну, навіть неодноразову їх експлуатацію; Олишівське і Червоно-партизанське – значним перевищенням пластового тиску штучних газових покладів в кінці періоду закачування над тиском в оточуючій водоносній області, що для економії пластової енергії диктує потребу скорочення нейтрального періоду перед відбиранням газу; Кегичівське і Солохівське ПСГ – безкомпресорним відбиранням газу.

Опираючись на названі технологічні особливості окремих сховищ, в межах комплексу створюються сприятливі умови для маневрування об'ємами нагнітання газу та його відбору в широкому діапазоні.

Південний КПЗГ перебуває в стадії створення, і поки що його основне призначення щодо надійності постачання газу Придніпров'ю та Причорномор'ю і транзитних передач газу балканським країнам виконується не в повному обсязі. *Тільки розширення Пролетарського ПСГ за рахунок уведення об'єднаного об'єкту газозберігання в горизонтах Б-5 і Б-9, збільшення його активного об'єму і продуктивності в 4 рази, докорінно змінить роль комплексу щодо забезпечення надійності газопостачання регіону і прилеглих напрямків.*

Не маючи достатніх ресурсів газу для заповнення і будучи облаштованим тільки в обсязі першої черги, Глібівське ПСГ відіграє поки що недостатню роль в забезпеченні надійності газопостачання Криму. Виходячи з того, що прогнозовані запаси газу в шельфі Чорного та Азовського морів, зокрема в районі Кримського півострова, є обнадійливими, в майбутньому можна сподіватися на забезпечення цього сховища достатніми ресурсами газу, що сприятиме облаштуванню його на повну проектну потужність.

Створення надлишків ресурсів газу на Кримському півострові зробить економічно доцільним розширення його газотранспортного сполучення з континентом і дасть можливість Глібівському ПСГ стати регулятором газопостачання не тільки півострова, але й континентальної частини півдня України та транзиту газу в балканському напрямку.

Донецький КПЗГ, до складу якого входять *Червонопопівське і Вергунське ПСГ*, виконує локальну функцію щодо надійності газопостачання Донецької системи, а саме: Червонопопівське ПСГ –

споживачів Лисичанського промвузла (Рубіжне, Лисичанськ, Северодонецьк), а Вергунське – переважно споживачів Луганська. Вплив його на надійність постачання всієї Донеччини недостатній. Тому актуальними є пошук в цьому регіоні нових геологічних об'єктів для зберігання газу, збільшення газорегулюючих можливостей нових газоконденсатних родовищ, що вводяться в дію.

1.4 ОСОБЛИВОСТІ СТВОРЕННЯ Й ЕКСПЛУАТАЦІЇ ПІДЗЕМНИХ СХОВИЩ ГАЗУ У ВИСНАЖЕНИХ РОДОВИЩАХ ПРИКАРПАТТЯ

Підземні сховища газу, як створені (Угерське, Опарське, Дашавське, Богородчанське) так і ті, що створюються у виснажених родовищах Прикарпаття (Більче-Волиця-Угерське ПСГ в XVI горизонті), призначені для забезпечення надійності експортних поставок газу в країни Західної Європи та для газопостачання споживачів Західного економічного регіону в зв'язку з постійним зменшенням видобутку газу з родовищ західних областей України (до 1,1 млрд.м³ в 1998 р.).

Об'єм експортних поставок газу в 1985 р. через Західний економічний регіон становив 53 млрд.м³ і збільшився в 1990 р. до 65,5 млрд.м³. За цей час споживання газу в регіоні збільшилось з 13,8 до 17,2 млрд.м³. В балансі газу експортні поставки в цьому напрямку становлять більше 90% від загального об'єму експорту газу (71,5 млрд.м³).

Для забезпечення надійності експортних поставок і газопостачання Західного регіону повинні створюватись підземні сховища газу багатоцільового призначення з метою:

- забезпечення сезонної нерівномірності газоспоживання, особливо в холодні зими;
- забезпечення подачі газу у випадку аварійних ситуацій на газопроводах;
- забезпечення можливих надпланових поставок газу;
- створення аварійного резерву газу.

Загальний активний об'єм газу в цих газосховищах до 1990 р. повинен був становити 10,75 мільярдів кубометрів, з них 7,86 мільярдів кубометрів – для забезпечення об'ємів експортних поставок (без урахування резерву нерозподіленого активного об'єму газу).

Розділ 1. Загальні відомості про підземне зберігання газу.

Поряд з наведеними технологічними особливостями підземні сховища газу, які створюються у виснажених родовищах Прикарпаття, мають свої геолого-технічні особливості.

1. Практично всі виснажені родовища Прикарпаття мають неоднорідні (як за площею, так і за розрізом) колекторні властивості. В результаті в малопроникних частинах покладу, утворюються так звані «застійні» зони газосховища, які не беруть участі в роботі ПСГ за їх циклічної експлуатації, але створюють потенційний підпір і збільшують величину буферного об'єму газу.

2. На Прикарпатті всі родовища газу знаходяться в густонаселеній місцевості, тому в окремих випадках (Угерське, Опари, Дашава) ситуація на місці не завжди дозволяє розташувати свердловини на площі з врахуванням їх об'єму дренажу, що негативно впливає на величину активного об'єму газу. Внаслідок цього під час відбору газу утворюються глибокі конуси депресії на пласт (наприклад, в ХІУ–ХУ горизонтах Угерського ПСГ).

3. В процесі експлуатації родовищ відбір газу з більшості свердловин спочатку обмежувався штучно (величиною його споживання), потім протитиском в газопроводі (в міру зниження тиску), що свідчить про міцність колекторів-пластів. Тому при створенні ПСГ відбір газу із свердловин визначається шляхом пошуку величини оптимальної депресії на пласт.

4. Для багатьох газових родовищ Прикарпаття (Опарського, Угерського та ін.) характерний пружноводонапірний режим роботи, тому при створенні в них ПСГ активний об'єм газу залежить від величини середнього тиску в сховищі при його циклічній експлуатації.

5. Початкові пластові тиски в газових покладах родовищ Прикарпаття відповідають тискові гідростатичного стовпа рідини в перерахунку на глибину положення газоводяного контакту. Оскільки зовнішня зона Прикарпатського прогину розбита цілою серією тектонічних порушень на підзони і блоки, в яких розміщені газові родовища, то очевидна небезпека перевищення тиску в ПСГ над гідростатичним, особливо при пружногазовому режимі розробки покладу.

Багаторічний досвід проектування і аналізу експлуатації підземних сховищ газу, які створювались у виснажених родовищах, засвідчує різницю фактичних і проектних показників їх роботи,

Розділ 1. Загальні відомості про підземне зберігання газу.

розрахованих шляхом прямого перенесення теорії і практики проектування розробки газових родовищ: завищені коефіцієнти фільтраційного опору «середньої» свердловини, відповідно, занижують необхідну кількість експлуатаційних свердловин; активно працюючий об'єм пласта значно менший від газонасиченого; не брався до уваги режим роботи покладу при його експлуатації; розміщення свердловин на площі здійснювалося за принципом «великої» продуктивності, без урахування впливу темпів нагнітання-відбору на величину конуса репресії-депресії на пласт і на величину активного об'єму газу. Тому в період визначення тенденції екстенсивного розвитку підземного зберігання газу практика їх створення поставила перед теорією цілу низку завдань, які вимагали розв'язання для конкретних умов ПСГ, що створюються у виснажених родовищах, включаючи і Прикарпаття. До таких завдань можна віднести:

- критерії вибору об'єктів для ПСГ;
- визначення радіуса дренажу свердловин;
- дослідження інтерференції свердловин, які дренують однорідний пласт;
- визначення необхідного діаметра фонтанних труб;
- визначення необхідного інтервалу вторинного розкриття пласта при його великій газонасиченій товщині;
- вибір оптимальної конструкції свердловин;
- визначення оптимальної депресії на пласт;
- визначення оптимального діаметра шлейфа свердловин;
- обґрунтування величини максимального тиску в покладі газосховища;
- дослідження особливостей фільтрації газу в привибійній зоні свердловини в ході нагнітання і відбору газу;
- дослідження впливу темпів нагнітання-відбору на величину конуса депресії-репресії на пласт і величину активного об'єму газу;
- оцінка фільтраційної характеристики малодебітних свердловин;
- визначення об'єму «застійних» зон підземних газосховищ, створюваних в неоднорідному пласті;
- визначення розподілу тиску в неоднорідному пласті у випадку скупченого розміщення свердловин;

• закономірності формування об'єму пласта при пружноводонапірному режимі його роботи.

1.5. ОСНОВНІ ТЕРМІНИ ТА ПОНЯТТЯ

Нижче наведено терміни та визначення позначених ними понять:

Підземне зберігання газу

Технологічний процес та закачування, зберігання та відбору газу з підземного сховища для регулювання сезонної нерівномірності газопостачання, створення резервів, які забезпечують надійність газопостачання в умовах зниження рівня надходження газу чи виникнення інших непередбачених обставин

Підземне сховище газу

Складний інженерно-технологічний комплекс, до якого входить структурна пастка, до котрої належить штучний газовий поклад, контрольні горизонти над пластом-колектором, свердловини різного технологічного призначення, дотискувальна компресорна станція (далі – ДКС), газозбірний пункт (ГЗП), установка осушування газу (УОГ), внутрішньопромислові газопроводи та газозбірні колектори, газопровід для підключення ПСГ до магістрального газопроводу чи локальної системи газопостачання, об'єкти енерго- і водозабезпечення, автоматики, зв'язку

Структурна пастка

Склепінноподібне підняття пласта-колектора у надрах землі, перекрите непроникними породами, здатне акумулювати флюїд (газ, нафту, воду)

Пласт-колектор

Гірські пористі або пористо-тріщинуваті породи, які залягають на різних глибинах, обмежені більш-менш паралельними непроникними поверхнями, здатними акумулювати і віддавати флюїд.

Пласт-покрівля

Товща непроникних порід, що залягають над пластом-колектором і забезпечують герметичність штучного газового покладу при заданих перепадах тиску.

Фонд свердловин

Загальна кількість свердловин всіх призначень, необхідна для

створення, експлуатації ПСГ та контролю за його герметичністю.

Експлуатаційний фонд свердловин

Загальна кількість свердловин (діючих, недіючих, та тих, що освоюються і очікують освоєння), зачислених на баланс ПСГ на дату визначення цього фонду, і призначені для закачування та відбирання газу.

Діючий фонд свердловин

Свердловини експлуатаційного фонду, які перебувають у промисловій експлуатації протягом календарного місяця.

Недіючий фонд свердловин

Свердловини експлуатаційного фонду, які використовувалися для нагнітання (відбору) газу, а зараз простоюють в очікуванні.

Експлуатаційна (видобувна) свердловина

Свердловина, яка розкриває пласт-колектор, і використовується тільки на відбирання газу

Видобувно-нагнітальна свердловина

Свердловина, яка розкриває пласт-колектор і використовується для закачування і відбирання газу.

Нагнітальна свердловина

Свердловина, яка розкриває пласт-колектор і використовується тільки для закачування газу.

Коефіцієнт готовності експлуатаційного фонду свердловин

Відношення календарного часу як діючих свердловин, так і придатних до експлуатації, без урахування часу перебування свердловин в ремонті або в очікуванні ремонту до всього календарного часу експлуатаційного фонду.

Коефіцієнт експлуатації свердловин

Відношення сумарного часу роботи свердловин діючого фонду до сумарного часу перебування свердловини в діючому фонді за визначений період.

Спостережний фонд свердловин

Загальна кількість свердловин, зарахованих на баланс ПСГ на дату визначення цього фонду і призначених для спостереження за змінами пластового тиску та рівня води в газовій зоні і законтурній області, а також в контрольних горизонтах.

Спостережна свердловина

Свердловина, яка розкриває пласт-колектор у газовій (або приконтурній) зоні, і використовується для спостереження за змінами

пластового тиску та рівня води в часі.

П'єзометрична свердловина

Спостережна свердловина, яка розкриває пласт-колектор у водоносній зоні, та використовується для спостереження за коливаннями рівня води в законтурній області.

Контрольна свердловина

Спостережна свердловина, яка розкриває контрольні горизонти, що залягають вище і нижче пласта-колектора, і використовується для спостереження за герметичністю газосховища.

Геофізична свердловина

Спостережна свердловина, пробурена на пласт-колектор, але не перфорована. Використовується для спостереження за змінами газонасиченого інтервалу та положення ГВК, особливо в масивних покладах.

Допоміжний фонд свердловин

Розвантажувальна свердловина

Свердловина, яка розкриває пласт-колектор у обводненій зоні з метою відбору води для зниження тиску в пласті.

Дегазаційна свердловина

Свердловина, розкриває пласти із техногенними покладами з метою їхньої дегазації.

Розвантажувально-контрольна свердловина

Свердловина, споруджена для відбору (або стравлювання) техногенних покладів газу з контрольних горизонтів.

Поглинальна свердловина

Свердловина, яка розкриває проникні пласти, і використовується для повернення СПВ і промстоків у надра.

Штучний газовий поклад

Ізольоване скупчення природного газу в геологічній пастці (пласт-колектор), штучно утворене в розрахованому об'ємі регулюючими засобами.

Штучний пластовий газовий поклад

Штучно утворений об'єм газу в пластах-колекторах, які обмежені в покрівлі та підосві непроникними породами, і з обов'язковою присутністю законтурних вод.

Штучний масивний газовий поклад

Штучно утворений об'єм газу у великих товщах пластів-колекторів, які контролюються лише в покрівлі непроникними

породами, і підстилаються підошовними водами.

Техногенний газовий поклад

Газовий поклад, штучно утворений у горизонтах, що залягають вище об'єкту ПСГ через негерметичність пласта покрівлі або заколонного простору свердловин.

Активний об'єм газу

Частина загального об'єму, що закачується і відбирається протягом літнього та осінньо-зимового періодів відповідно при циклічній експлуатації підземного сховища газу.

Буферний об'єм газу

Частина загального об'єму газу, яка постійно знаходиться в ПСГ на кінець сезону відбору, і виконує роль носія енергії, необхідної для надійної подачі активного об'єму газу в трубопровід. Протидіє вторгненню в сховище пластових вод і обводненню експлуатаційних свердловин.

Цикл експлуатації ПСГ

Сукупність послідовних, взаємопов'язаних, повторюваних процесів: закачування газу – стабілізація пластового тиску – відбір газу – стабілізація пластового тиску, тобто цикл складається з двох робочих періодів (закачування та відбір) і двох нейтральних періодів (стабілізація пластового тиску).

Період закачування газу в ПСГ

Частина циклу експлуатації ПСГ, протягом якого відбувається заповнення газосховища газом (у теплий період року, тобто в час малого попиту на газ).

Період відбирання газу в ПСГ

Частина циклу експлуатації ПСГ, протягом якого в основному відбувається відбір газу зі газосховища (у осінньо-зимовий період року, тобто в час підвищеного попиту на газ), а також проводиться основний комплекс планових профілактичних робіт, які вимагають зупинки сховища.

Період нейтральний

Частина циклу експлуатації ПСГ, протягом якого, в основному, газосховище простоє після закачування або відбору газу і відбувається стабілізація пластового тиску.

Пластовий тиск

Тиск, під яким перебувають рідини та гази в пластових умовах.

Максимальний пластовий тиск

Найбільший статичний тиск у підземному сховищі газу, встановлений на основі техніко-економічних розрахунків і технологічних міркувань.

Мінімальний пластовий тиск

Найменший тиск у підземному сховищі газу, встановлений на основі техніко-економічних розрахунків і технологічних міркувань.

Початковий пластовий тиск

Тиск, який було встановлено на початок створення підземного сховища газу.

Поточний пластовий тиск

Тиск у визначений момент часу роботи підземного сховища газу.

Вибійний тиск

Динамічний тиск пластового флюїду на вибої діючої свердловини.

Затрубний тиск

Тиск на гирлі свердловини в затрубному просторі.

Гирловий тиск

Тиск, зафіксований на гирлі газової свердловини як під час роботи, так і в статичному стані.

Критичний тиск

Тиск, що відповідає критичному стану речовини.

Надлишковий тиск

Тиск, для вимірювання якого за початок відліку приймають тиск, що дорівнює тиску зовнішнього середовища.

Нормальний тиск

Тиск що дорівнює 101325 Па або 760мм рт.ст.

Приведений пластовий тиск

Відношення тиску до коефіцієнту стислості газу в умовах пласта.

Приведений тиск газу

Відношення значення параметра термодинамічної рівноважної системи до його значення в критичному стані.

Робочий (динамічний) тиск

Тиск газу на гирлі працюючої свердловини в трубному просторі.

Середньоарифметичний пластовий тиск

Тиск, який визначається в покладі шляхом відношення суми

Розділ 1. Загальні відомості про підземне зберігання газу.

отриманих значень пластового тиску в свердловинах до кількості проведених свердловино-вимірювань.

Середньозважений пластовий тиск

Тиск, зважений по площі покладу за допомогою карти ізобар в межах поточного контуру газо-водяного контакту (ГВК), або газоносності.

Статичний (гідростатичний) тиск

Тиск, нерухомої рідини або газового середовища на тіло, що перебуває в стані спокою в цьому середовищі.

Абсолютний тиск

Тиск, для вимірювання якого за початок відліку приймають тиск, що дорівнює нулю.

Атмосферний тиск

Тиск, що здійснює навколосемна атмосфера на тіло, яке перебуває в ній.

Барометричний тиск

Абсолютний атмосферний тиск.

Газо-водяний контакт

Умовна поверхня розділу між газом і водою, що підстилає газовий поклад.

Контурна вода

Вода, що залягає в понижених частинах газоносного пласта, та пересувається в процесі експлуатації штучного газового покладу підземного сховища газу.

Законтурні води

Пластові води, які знаходяться за межами контуру газоносності,

Підошовні води

Пластові води, які залягають нижче газо-водяного контакту і підстилають газовий поклад.

Пластові води

Мінералізовані води, які насичують цей пласт-колектор.

Напірні води

Підземні води, які пересуваються під впливом гідростатичного тиску.

Герметичність покрівлі пласта-колектора

Здатність пласта-покрівлі перешкоджати перетіканню газу з продуктивного пласта у проникні пласти, що залягають вище.

Газонасиченість

Відношення об'єму газу, який міститься в пласті-колекторі, до сумарного об'єму порожнини у породах, що містять газ.

Ефективна газонасичена товщина

Сумарна товщина газонасичених прошарків в пласті, здатних віддавати, приймати та вміщувати газ.

Загальна товщина

Найкоротша відстань між покрівлею і подошвою пласта.

Площа газоносності

Площа газового покладу в межах першої замкненої лінії, яка оконтурює поклад за найбільш низькими гіпсометричними відмітками.

Перетікання газу

Переміщення газу за межі пластової водонапірної системи незалежно від природи фізико-хімічних процесів, які викликають таке переміщення.

Шлейф

Внутрішньопромисловий газопровід, який з'єднує свердловину з колектором або з ГЗП ПСГ.

Газозбірний пункт

Пункт, до якого свердловини підключені шлейфами, призначений для збирання газу при його відборі з пласта-колектора, та розподілення його через шлейфи до свердловин під час закачування в пласт-колектор.

Променева схема підключення свердловин

Променева схема підключення свердловин передбачає підключення кожної окремої свердловини до окремого шлейфа.

Колекторна схема підключення свердловин

Колекторна схема підключення свердловин передбачає підключення групи свердловин до окремого колектора.

Змішана схема підключення свердловин

Змішана схема підключення свердловин передбачає як променеве підключення, так і колекторне.

Пластова система

Пласт пористий або пористо-тріщинуватий, поровий об'єм якого може бути заповнений природним газом і водою, природним газом та нафтою або природним газом, нафтою та водою при визначених пластових тисках і температурі, яким притаманні загальні умови

Розділ 1. Загальні відомості про підземне зберігання газу.

залигання, пружності, руху і розвантаження. Достатньо активно реагує на відбирання та закачування газу.

Водонапірний режим роботи ПСГ

Режим, який характеризується витісненням газу під час його відбирання з пласта-колектора внаслідок значного просування контурних або підошовних пластових вод, що призводить до зменшення газонасиченого порового об'єму і відновлення пластового тиску.

Газовий режим роботи ПСГ

Режим, при якому газ, що відбирається з пласта-колектора, надходить до вибоїв свердловин за рахунок енергії його розширення, і здійснюється він у випадку відсутності пластових вод або коли вони не просуваються при зниженні пластового тиску в процесі відбору.

Циклічна експлуатація ПСГ

Режим роботи підземного сховища газу, при якому всі його технологічні параметри циклічно змінюються, але в середніх своїх значеннях залишаються постійними протягом декількох років експлуатації.

Контрольний блок

Блок, розташований в одному продуктивному горизонті поруч з блоком, що є об'єктом зберігання газу, і використовується для контролю за герметичністю ПСГ.

Газопромислове господарство

До газопромислового господарства відноситься комплекс газопроводів, оснащених вимірювальними приладами та апаратами, що забезпечують безперебійну подачу газу в пласт-колектор під час нагнітання, та в магістральний газопровід під час його відбору з ПСГ. Основними кільцями газопромислового господарства є свердловини, газозбірна мережа, пункти очищення, осушення та виміру газу, ГЗП, ДКС тощо.

Газозбірний колектор

Газопровід, призначений для подавання газу від групи свердловин або ГЗП до установки підготовки газу і від неї до ДКС.

Газопровід-підключення

Газопровід, що з'єднує ПСГ з магістральним газопроводом чи локальною системою газопостачання.

Інгібіторопровід

Трубопровід, яким здійснюється підведення інгібітору до місця

його введення.

Водопровід

Трубопровід, яким здійснюється підведення води до місця її споживання, та відвід після її використання.

Об'єкт зберігання газу

Пласт-колектор, в якому створено штучний газовий поклад.

Контрольний горизонт

Пористий або тріщинуватий пласт-колектор, що залягає безпосередньо над покрівлею об'єкту зберігання газу, заповнений повністю пластовою водою чи водою і природним газом або тільки природним газом, який використовується для спостереження за герметичністю ПСГ.

Питання для контролю знань та обговорення

- 1. Які цілі підземного зберігання газу?*
- 2. Наведіть визначення коефіцієнта місячної нерівномірності газовикористання.*
- 3. Які методи використовуються для вирівнювання сезонної нерівномірності газовикористання?*
- 4. Від яких факторів залежить максимально допустимий тиск у підземному сховищі газу?*
- 5. Що таке «пікові» ПСГ та яке їх призначення?*
- 6. Як вирішувались проблеми підземного зберігання газу в ХІХ столітті?*
- 7. Назвіть основні тенденції розвитку підземного зберігання газу в США та Європі.*
- 8. Назвіть найбільші в світі підземні сховища газу.*
- 9. Які періоди розвитку підземного зберігання газу в Україні?*
- 10. Назвіть основні центри наукового забезпечення підземного зберігання газу в Україні.*
- 11. Які комплекси підземного зберігання газу існують в Україні?*
- 12. Назвіть основні технологічні особливості підземних сховищ газу Прикарпаття.*