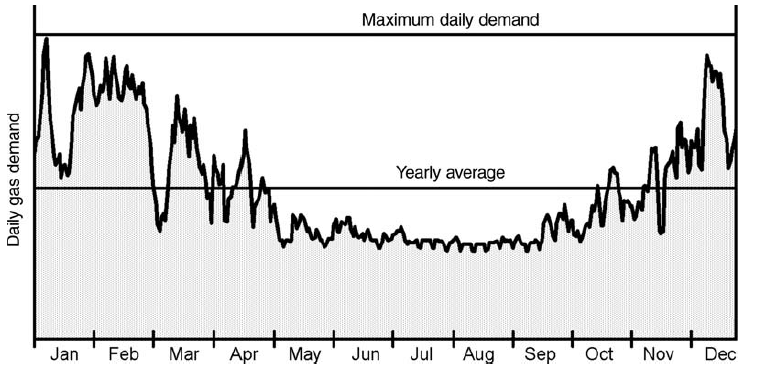
# فصل چهارم: چرایی و چگونگی ذخایر گاز زیرزمینی

## 4-1 هدف ذخیره‌سازی گاز

زنجیره تأمین گاز با اختلافات ساعتی، روزانه و سالانه بین عرضه و تقاضا مشخص می‌شود. اگر چه از یک طرف، تولید کنندگان و حمل کنندگان ترجیح می‌دهند گاز را با نرخ همیشه و به طور ثابت عرضه کنند، به عنوان مثال مصرف کنندگان در طی پخت و پز، در زمستان برای گرمایش، فصل برداشت کارخانه‌های قند و غیره برای انجام هر یک از این‌ها به زمان خاصی نیاز دارند. ذخیره‌سازی گاز نقش مهمی‌در برهم زدن شکاف بین عرضه و تقاضا دارد. در شکل 4-1 نمودار تقاضا روزانه گاز برای یک سال نشان داده شده است که در این مثال حداکثر تقاضا روزانه تقریبا دو برابر میانگین تقاضا سالانه است که متقابلا تولیدکنندگان و حمل کننده گان باید ظرفیت تولید و حمل و نقل را برای رفع نگرانی خود دو برابر کنند که این کار باعث می‌شود گاز در مسیر‌های طولانی حمل شود که هزینه زیادی را به دنبال دارد.

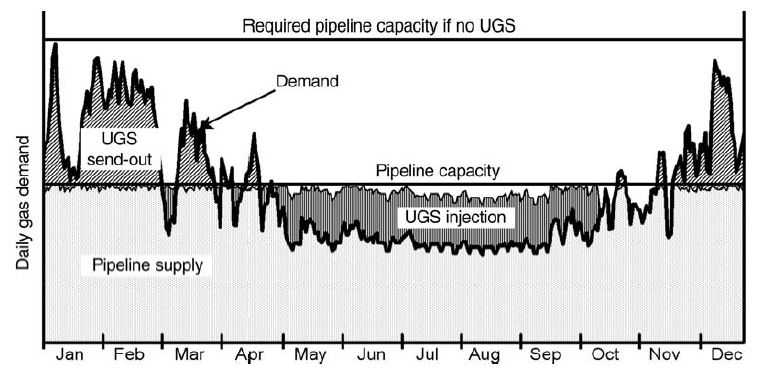
ذخیره‌سازی گاز زیرزمینی (UGS) این اجازه را می‌دهد که تقاضا کامل عرضه (خط لوله) فقط کمی‌بیشتر از تقاضا سالانه باشد (شکل 4-2). هنگامی‌که تقاضا بیشتر از ظرفیت عرضه باشد گاز از تاسيسات ذخیره‌سازی زیرزمینی ("ارسال") برداشت می‌شود و سپس تاسيسات با تزريق گاز تدریجی به مخزن دوباره پر می‌شود این مثال نمونه ای از ذخیره‌سازی فصلی است، که در نتیجه مخازن در طول ماه‌های تابستان پر می‌شود و در طول ماه‌های زمستان تخلیه می‌شود.



**شکل4-1:** تقاضا گاز معمولی

همان اصولی که در بالا برای نوسانات فصلی در طول سال توضیح داده شده نیز برای روزهای مختلف نیز قابل استفاده است. در برخی از بازارهای داخلی، این نوسانات می‌تواند بیشتر باشد که این نیاز به "ذخیره روزانه" دارد، در نتیجه گاز در طول شب تزریق می‌شود و عمدتا در ساعات صبح و عصر عرضه می‌شود.

از آنجائی که تقاضا گاز روزانه و ساعتی معمولا به دمای محیط بستگی دارد و در اکثر کشورها، جایی که تقاضا بالاتر از حد معمول است، دما به دلیل الگوی نادرست آب و هوا گاهی اوقات بالا می‌رود که این امر به تاسیسات "پیک شاور[[1]](#footnote-1)" نیاز دارند. یک پیک شاور با سرعت نسبتا بالا و در مدت کوتاهی، معمولا چند روز، گاز را به میزان نسبتا بالا تزریق می‌کند. این تزریق معمولا در فصل زمستان و در فصل تابستان پس از بارندگی‌ها و یا در طول مدت شش ماهه استفاده می‌شود و نیازی به تزریق فوری نیست.



**شکل4-2:** تصویر استفاده از ذخیره‌سازی گاز زیرزمینی

ذخیره‌سازی همچنین به عنوان حفاظت در برابر وقفه‌های که در عرضه به وجود می‌آید استفاده می‌شود. این می‌تواند از لحاظ فنی باعث شکست در تاسیسات تولید یا در سیستم خط لوله شود. در صورت انتقال گاز بین مرزی، حوادث سیاسی در کشورهای تولید کننده یا ترانزیت ممکن است به کاهش موقت یا کاهش کل عرضه گاز کمک کند؛ مثلا به اختلاف بین اوکراین و گاز پروم در زمستان سال 2008/09 می‌توان اشاره کرد. برای محافظت در برابر چنین حوادثی "ذخیره‌سازی استراتژیک" ساخته شده است. گاز در ذخیره‌سازی استراتژیک ممکن است در طی سال‌های زیادی استفاده نشود. معیار طراحی برای این ذخیره ساز‌ها معمولا بر‌اساس وقفه دو تا شش هفته است و به طور کلی تزریق دوباره با سرعت بالا مورد نیاز نیست.

علاوه بر نیازهای ذخیره‌سازی برای بازار، ذخیره ساز‌ها نیز گاهی اوقات در نزدیکی یا درون مناطق تولید گاز ساخته می‌شود. این تولید به اصطلاح "تولید همراه با ذخیره‌سازی" است که توسط تولیدکنندگان به منظور تأمین گاز پایدار به سیستم خط لوله استفاده می‌شود. در این موارد، به طور معمول تولید گاز ثابت نیست زیرا تولید گاز با تولید نفت همراه است و یا در معرض وقفه‌های مکرر عرضه قرار دارد؛ به عنوان مثال نمونه ای از این وقفه‌ها می‌تواند به علت طوفان‌هایی که در خلیج مکزیک اتفاق می‌افتد باشد.

در اکثر بازارها نیاز به تمام یا بیشتر این نوع ذخیره وجود دارد و به طور کلی می‌بینید که ذخیره‌سازی زیرزمینی متشکل از اهداف فوق می‌باشد.

اهداف گفته شده در بالا از اصطلاحات ذخیره‌سازی سنتی استفاده شده است و با معرفی لیبرالیزاسیون بازار و مرتبط بودن "جداسازی" اجزای مختلف زنجیره عرضه تشکیل می‌شود، آزادی بازار و "جداسازی" در زمان‌های مختلف در سراسر جهان رخ داده است: این امر اواسط دهه نود در ایالات متحده آمریکا و در اواخر دهه نود در انگلستان و در قرن حاضر در اروپا غربی و شرقی آغاز شد. با این تغییرات نیاز‌های بیشتری در چرخه ذخیره‌سازی گاز وجود دارد. تمام زنجیره تأمین گاز، برای بخش بزرگی، توسط شرکت‌های یکپارچه ارائه شده است که به منظور تعادل کارآمد و عدم انطباق در عرضه و تقاضا از طریق کل سیستم بهینه سازی می‌شود. پس از جداسازی، زنجیره گاز به بخش‌های جداگانه زیادی از جمله تولید کنندگان، حمل و نقل کننده گان، معامله گران، اپراتورهای خط لوله، اپراتورهای ذخیره‌سازی و شرکت‌های توزیع تقسیم می‌شود. هر یک از این بخش‌ها به منظور متعادل کردن وضعیت عرضه و تقاضا کار مخصوص خود را انجام می‌دهد. اگرچه نیاز ذخیره‌سازی کلی بازار گاز هنوز هم قطعی نیست، اما این واقعیت که مردم در حال حاضر نیاز به متعادل بودن ذخیره گاز خود را دارند، موجب افزایش تقاضا و خدمات ذخیره‌سازی تخصصی، به ویژه در کوتاه مدت شده است [1].

تحولات اخیر، به ویژه در ایالات متحده آمریکا، ارائه برنامه‌هایی برای استفاده از ذخیره‌سازی زیرزمینی به عنوان جایگزین برای تانک‌های ذخیره‌سازی درجایگاه‌های دریافت کننده گاز طبیعی مایعLNG می‌باشد [2]. طرح‌هایی برای ساختن چندین جایگاه دریافت جدید LNG وجود دارد که قابلیت تولید مجدد و بارگذاری سریع در ظرف چند سال آینده را فراهم می‌کند. استفاده از مغار‌ها به گونه ای کاملا متفاوت در مقایسه با روش سنتی برای اصلاح پیک، که در آن‌ها معمولا کافی است، حجم گاز مشخصی برای چند هفته یا ماه تزریق می‌شود. در جایگاه‌های LNG، مغارها حجم کل گاز کار را در کمتر از 5 روز دریافت می‌کنند و مجددا تولید کامل کار را طی یک دوره 10 تا 30 روزه انجام می‌دهند تا فرصت برای آماده شدن ورود ناوگان LNG بعدی باشند. در این صورت از مغار ذخیره‌سازی استفاده می‌شود، به خصوص زمانی که تغییرات سریع سرب در سرعت بسیار بالای تزریق، پیچیدگی قابل توجهی را در طراحی چنین تاسیساتی به وجود می‌آورد [3].

## 4-2 اصطلاحات ذخیره‌سازی زیرزمینی

تاسیسات ذخیره‌سازی زیرزمینی با حجم گاز کار، گاز مخزن، قابلیت تحویل، تزریق و مدت زمان معینی مشخص می‌شود. درکل صنعت، این اصطلاحات همیشه به طور مداوم مورد استفاده قرار نمی‌گیرند، که می‌تواند منجر به انسداد شود. حجم گاز کار گازی است که هنگام کار استفاده می‌شود به عبارت دیگر حداکثر حجم گاز قابل دسترس برای خروج، زمانی که تاسیسات به طور کامل پر شده است، می‌باشد. حجم گاز کاری ممکن است بیش از یک بار در سال بکار رود. پس از آزادسازی، گاز کار معمولا توسط مشتریان ذخیره‌سازی می‌شود.

گاز مخزن یا گاز پایه، گازی است که در ذخیره‌سازی زیرزمینی باقی می‌ماند و برای خروج در دسترس نیست و برای اطمینان از حداقل فشار کافی و به منظور ارائه قابلیت تحویل، فقط زمانی که تمام گاز تولید شده برداشته شده است، مورد استفاده قرار می‌گیرد. در ذخیره سفره‌های آبی و مغارها، تمام گازهای قلیایی باید ابتدا تزریق شوند. در مغار‌ها، گاز مخزنی نیز برای حفظ ثبات مکانیکی مورد نیاز است. حجم گاز مخزن در میدان نفت و گاز ممکن است شامل حجم گاز قابل بازیافت و غیر قابل بازیافت و حجم گاز تزریق شده باشد. گاز مخزن معمولا توسط اپراتور به تاسیسات ذخیره‌سازی زیرزمینی واگذار یا اجاره می‌شود. به مجموع گاز مخزن و گاز کار اغلب موجودی گاز گفته می‌شود. قابلیت تحویل مقدار گازی است که می‌تواند به یک ذخیره‌سازی در هر واحد زمان تحویل داده شود و معمولا برای بخش بزرگی از حجم کار ثابت است، اما ممکن است هنگامی‌که حجم زیادی از حجم کار به عنوان فشار در مخزن یا کاهش فشار ایجاد می‌شود، کاهش یابد. رابطه بین قابلیت تحویل و مقدار گاز در ذخیره‌سازی با استفاده از پروتکل خروجی توضیح داده شده است.

تزریق به عنوان مکمل قابلیت تحویل است؛ مقدار گازی است که می‌تواند به واحد ذخیره‌سازی در واحد زمان تزریق شود. به طور مشابه، یک پروفیل تزریق برای توصیف رابطه حجم گاز در ذخیره‌سازی استفاده می‌شود. در نتیجه، تزریق به طور کلی کاهش می‌یابد و به عنوان مقدار ذخیره شده به حداکثر مقدار خود افزایش می‌یابد.

مدت زمان رابطه بین حجم کار و یا قابلیت تحویل یا کاهش هزینه است که به زمان مورد نیاز برای تولید حجم کار با نرخ بهره دهی (= حجم کار / قابلیت تحویل) مربوط می‌شود. به همین ترتیب برای تزریق نیز همینطور است. مدت زمان پارامتر موثر برای مشخص کردن هدف و یا خواص یک مرکز است. مدت زمان نگهداری سالانه به طور کلی بسیار طولانی است (60 تا 100 روز) ولی در پیک شاور نسبتا کوتاه است (1 تا 20 روز) و تنها چند ساعت در انبارهای روزانه است.

هیچ تعریف عمومی‌ پذیرفته شده در مورد ظرفیت تاسیسات ذخیره‌سازی زیرزمینی وجود ندارد. اغلب موارد استفاده از آن در محدوده حجم کار است؛ گاهی اوقات برای حداکثر موجودی، به عنوان مثال، مجموع کار و سیلندر گاز استفاده می‌شود. در هلند به طور معمول به معنای قابلیت تحویل است. اخیرا، دستورالعمل TPA تمرین خوب برای اپراتورهای ذخیره‌سازی گاز (GGPSSO) توسط گروه تنظیم کننده برق اروپا برای برق و گاز منتشر شد [4]، که ظرفیت ذخیره‌سازی فضا (بیان شده در متر مکعب طبیعی یا انرژی)، تزریق و تحویل (در متر مکعب طبیعی یا انرژی در هر واحد زمان) به شرح زیر بیان شده است:

"در طی کنفرانس جهانی گاز 2006، اتحادیه بین المللی گاز یک واژه نامه اصطلاحات مربوط به ذخیره‌سازی زیرزمینی منتشر کرد[5] که ظرفیت را به عنوان توانایی کل یک ذخیره ساز برای ارائه حجم گاز کار و میزان تزریق بیان می‌کند".

## 4-3 انواع ذخیره‌سازی زیرزمینی

### 4-3-1 ذخیره‌سازی در میدان گازی

اکثر تاسيسات ذخیره‌سازی زیرزمینی در زمین‌های گداخته شده ساخته شده اند. این به این دلیل است که توانایی آنها برای نگهداری گاز در مدت زمان طولانی اثبات شده است و به دلیل حضور تعداد زیادی چاه و تولید طولانی، مخزن و رفتار آن به خوبی بررسی شده است. با این حال به این معنی نیست که هر میدان گاز یا نفت برای ذخیره‌سازی زیرزمینی مناسب است. بررسی‌های مهم در مورد مناسب بودن یک میدان گاز برای تبدیل به ذخیره‌سازی زیرزمینی عبارتند از:

1-نگهداری: مخازن گاز توانایی محاسبه گاز را براساس زمان بندی زمین شناسی نشان داده اند، این امر به این معنی نیست که در هنگام انتقال به ذخیره‌سازی زیرزمینی، تلفات گاز اتفاق نخواهد افتاد. دلایل زیادی برای اتلاف احتمالی گاز وجود دارد این دلایل عبارت اند از:

بیش از حد پر کردن و ریختن در نزدیکی یک ساختار زمین شناسی؛

استفاده از سیمان ضعیف یا خرابی‌های مرتبط با پوشش در چاه‌های موجود؛

فعال شدن گسل‌ها؛

اعمال فشار بیش از فشار ورودی مویرگی کاپروک، و یا حتی شکستگی، زمانی که فشار مخزن بالاتر از فشار اصلی مخزن است.

2-اندازه: واضح است که مخزن از لحاظ جغرافیایی محدود است و باید به اندازه کافی بزرگ باشد تا حجم کار و گاز احتراق لازم را در بر بگیرد. اما نباید بیش از حد بزرگ باشد در غیر این صورت مقدار گاز احتراق مورد نیاز بیش از حد خواهد شد و ممکن است پروژه غیر اقتصادی باشد.

3-خواص مخزن: ضخامت و نفوذ‌پذیری مخزن نه تنها بر عملکرد چاه تأثیر می‌گذارند، بلکه به حرکت گاز در چاه‌های عمیق تر کمک می‌کند. سرعت گاز در یک مخزن ذخیره ذخیره‌سازی زیرزمینی چندین بار بیشتر از دوره تولید گاز طبیعی است. معمولا گاز تولید شده در طول ده سال طی این فرآیند، ممکن است در دوره‌های سه تا شش ماه بهره‌وری و تزریق ذخیره‌سازی زیرزمینی استفاده شود.

4-تولید و تزریق چاه: این‌ها به شدت به خواص مخزن، حجم مخزن و اندازه لوله بستگی دارند. اگرچه از لحاظ فنی، بهره‌وری پایین چاه برای مخازن ذخیره‌سازی زیرزمینی مناسب نیست، اما ممکن است تعداد زیادی از چاه‌های مورد نیاز در چنین مواردی یک پروژه اقتصادی محسوب شوند. به همین دلیل، چاه‌های ذخیره‌سازی دارای قطر تولید / تزریق بزرگتری هستند: 7 5/8 اینچ و حتی 9 5/8 اینچ که معمولا در مخازن ذخیره‌سازی بسیار قوی استفاده می‌شود.

5- قدرت آب‌های شناور: بسیاری از مخازن ذخیره‌سازی زیرزمینی جریان آب قابل توجهی را ندارند و مانند یک مخزن رفتار می‌کنند و با فشار مستقیم مخزن و مقداری گاز در مخزن ذخیره می‌شوند. با این حال، در مخازن دیگر مقداری آب در قسمتی از مخزن گازی (سفره آب زیرزمینی) قرار دارد که در ناحیه گازدار جریان می‌یابد. در برخی موارد، این جریان می‌تواند بسیار قوی باشد که می‌تواند احتراق گاز را از بین ببرد و در انتهای تولید به چاه‌ها برسد. چاه‌های گاز قادر به مقابله با مقادیر محدود آب هستند، اما مقدار زیادی از آنها باید از بین برود. در چندین موردی مشاهده شده است که وقتی آب سفره‌های زیرزمینی به چاه‌های ذخیره‌سازی زیرزمینی می‌رسد، قابلیت تحویل به دلیل رسوب درون چاه‌ها کاهش می‌یابد[6]. از سوی دیگر، از آنجا که جریان سفره‌های زیرزمینی در این موارد باعث حفظ فشار می‌شود، به این منظور می‌تواند به جای گاز استفاده شود. تعادل ناپایدار گاز مخزن برای جلوگیری از رسیدن آب زیاد به چاه‌ها و حفظ فشار مخزن در سطح مورد نیاز است.

6-محتوای مایع گاز اصلی: از طریق لوله گاز خشک تزریق می‌شود و در تماس با آب موجود در مخزن قرار می‌گیرد و برخی از آب موجود در گاز ذخیره شده را تبخیر می‌کند و رطوبت ایجاد می‌کند. در نتیجه، زمانی که گاز بعدا برداشته شود، قبل از اینکه به سیستم خط لوله حمل و نقل بازگردد، باید آب را از آن جدا کرد. گاز اصلی در مخزن غنی از مایع می‌باشد، پس با کاهش فشار در طول تخلیه، بخش قابل توجهی از فاز گاز تشکیل می‌شود و در مخزن به شکل مایع قرار می‌گیرد. همانند آب، بعضی از این میعانات دوباره تبخیر می‌شود و در جریان تولید گاز به اتمام می‌رسد. برای حذف آب، سیستم‌های جذب گلیکول معمولا مورد استفاده قرار می‌گیرند که نسبتا ارزان هستند. چنین سیستمی، برای گازهایی که حاوی میعانات می‌باشد مناسب نیستند. در چنین مواردی، گیاهان بر‌اساس اثر جول-تامسون، به عنوان جدا سازی گیاهی در دمای پایین (LTS) اغلب مورد استفاده قرار می‌گیرند. ضعف این نوع گیاه، افت فشار 20 تا 40 می‌باشد، که منجر به تولید پایین تر هر چاه می‌شود. از این رو، مکان‌های ذخیره‌سازی زیرزمینی مدرن از واحدهای جذب سیلیکا ژل استفاده می‌کنند که افت فشار مشابهی را نسبت به واحدهای گلیکول دارند اما نیازمند سرمایه‌های بالاتری نسبت به واحدهای گلیکول و LTS هستند. بنابراین آیا معیار انتخاب این است که از LTS با افت فشار زیاد یا سیلیکاژل ارزان قیمت یا از ذخیره‌سازی زیرزمینی با کاهش افت فشار استفاده شود؟

7-فاصله تا زیرساخت موجود در بازار: از آنجا که قطر بزرگ خطوط لوله فشار بالا با ظرفیت کافی برای انتقال گاز به تاسیسات ذخیره‌سازی زیرزمینی مورد نیاز است، نزدیکی به سیستم اصلی خط لوله می‌تواند یک شرایط اقتصادی ویژه به وجود بیاورد.

### 4-3-2 ذخیره‌سازی در میدان‌های نفتی

هنگامی ‌که گاز در مخازن نفت ذخیره می‌شود، عموما از کلاهک گاز استفاده می‌شود که در حال حاضر بالاتر از نفت مخزن است؛ این می‌تواند سرپوش گاز اولیه یا یک تولید ثانویه در تولید نفت باشد. رفتار چنین تاسیسات ذخیره‌سازی زیرزمینی بسیار شبیه به تاسیسات ذخیره‌سازی زیرزمینی گازی است. مزایایی که کلاهک گازی مخزن نفتی به عنوان منطقه ذخیره ساز دارد این است که ممکن است در بعضی از دوره‌ها بازده نفت در مقایسه با زمانی که هیچ ذخیره گازی وجود ندارد، افزایش یابد. در هنگام ذخیره‌سازی، فشار متوسط ​​در مخزن حفظ می‌شود در حالت تولید چاه‌های با نسبت نفت به گاز بالا (GOR) نیازی به بستن ندارد و در عوض گاز اضافی را می‌توان دوباره تزریق کنند و یا در چاه‌های با GOR بالا که ذخیره‌سازی زیرزمینی در حال خروج است، تولید می‌شود.

مخازن نفت بدون سرپوش گاز اولیه نیز برای ذخیره‌سازی گاز استفاده می‌شود. پر شدن حجم گاز نازل‌ها و گاز مخزن سال‌ها طول مي کشد، زيرا گاز هنگام توليد نیاز به جابجايي نفت دارد. در این مخازن، احتراق گاز به توجه ویژه ای نیاز دارد. اگر چه مخزن قادر به تجمع نفت است اما این امر لزوما به این معنی نیست که می‌تواند گاز را حتی در همان فشار نیز داشته باشد. در بعضی موارد عدم وجود یک کلاهک گاز اولیه ممکن است توسط یک کاپروک که به گاز نفوذ کرده است، نه به نفت، ایجاد شود. هر گونه گاز آزادی که در مخزن مهاجرت کرده است نشانه‌ای از چنین وضعیتی و حضور پلاسمای گاز در پایین تشکیلات می‌باشد.

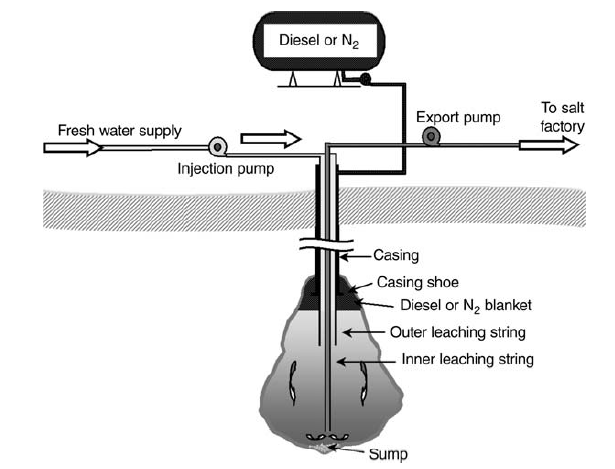
علاوه بر این، اگر چه چاه‌های قدیمی‌در میدان‌های گازی برای محدود کردن گاز در مخازن مختلف طراحی شده است اما این امر در زمینه‌های نفت همیشه مورد توجه نیست. از این رو در میدان‌های نفتی وضعیت مکانیکی چاه‌های قدیمی ‌می‌تواند خطرات مهمی‌ را برای مهار گاز ایجاد کند که ممکن است در میدان‌های گازی نیز وجود داشته باشد.

### 4-3-3 ذخیره‌سازی در سفره آبی زیرزمینی

سفره آب زیرزمینی یک مخزن متخلخل پر از آب است (به طور کلی شور است). با تزریق گاز به این مخزن، می‌توان آن را به مخزن ذخیره‌سازی گاز تبدیل کرد. هنگامی‌که این مخازن عمل می‌کنند، رفتار و عملیاتشان مشابه ذخیره‌سازی در مخازن گاز است. با این حال، هنگام انتخاب یک سفره آب زیرزمینی برای ذخیره‌سازی زیرزمینی ، مکان‌های دیگری نیاز به توجه دارند که ناتوانایی مخزن برای ذخیره گاز وجود دارد. اگرچه برای میدان‌های گازی این توانایی چندین سال پیش به اثبات رسیده است، اما برای یک سفره آب زیرزمینی، ایجاد محدودیت می‌کند. از طرف دیگر، این مورد نیاز به تجزیه و تحلیل هسته ویژه ای در آزمایشات تزریق کاپروک و گاز است. فشار در مخازن گاز بسیار زیاد است و اغلب به فشار مخزن اصلی محدود می‌شود. در یک سفره آب زیرزمینی، فشار باید از فشار اصلی بالاتر باشد تا بتواند هر گازی را تزریق کنند. علاوه بر این، آگاهی از ویژگی‌های مخزن به دلیل نبودن چاه‌های موجود و تاریخ تولید، اغلب فاقد اطمینان هست. این به این معنی است که زمان هدایت گاز برای توسعه ذخیره‌سازی زیرزمینی در یک سفره آب زیرزمینی بیشتر از میدان‌هایی که با کمبود گاز مواجه هستند و هزینه‌های بالاتری دارند، استفاده شده است.

### 4-3-4 ذخیره‌سازی در مغارهای نمکی

مغارهای نمکی به دلیل حمل و نقل زیاد برای ذخیره‌سازی زیرزمینی نسبتا کمتر استفاده می‌شوند. یک حفره یا حفرات نمک با حل شدن ("اشباع") نمک در زیر زمین که معمولا به شکل سنگ‌ هالیت است، و با استفاده از تکنیک‌های استخراج محلول ایجاد می‌شوند. یک چاه در یک مغار نمکی مناسب حفاری می‌شود و پس از اتمام عملیات حفاری با گذاشتن دو رشته درون چاه باعث شستشوی لوله‌های مرکزی می‌شود (شکل 4-3). بین رشته بیرونی و مخزن را با یک پودر دیزلی یا نیتروژن پر می‌کنند تا از شستشوی نمک اطراف و بالا و پایین پوشش (کفش پوششی) جلوگیری شود. برای تخلیه یک مغار از نمک، آب شیرین به یکی از رشته‌های و یک نمک چگالی بالاتر از طریق رشته‌های دیگر تزریق می‌شود. شکل مغارها با تغییر عمق این دو رشته، میزان و جهت گردش آب کنترل می‌شود. بررسی شکل مغار به صورت پیوسته در حال انجام است [7]. مدت شسته شدن یک مغار نمکی ممکن است چند روز، چند ماه یا چند سال طول بکشد.



**شکل4-3:** فرایند تخلیه مغار نمکی و اجزای سیستم

نکات زیادی هستند که باید برای ایجاد یه مغار جهت ذخیره‌سازی گاز انجام شود این نکات عبارت اند از:

اندازه و حجم کافی؛

ثبات ساختاری کوتاه مدت و بلند مدت؛

کاهش حجم محدود (همگرایی دیوار به دلیل خزش آب شور)؛

نگهداری امن مواد ذخیره شده (بدون تلفات گاز).

این نکات به این معنی است که همه رسوبات نمک برای ذخیره‌سازی گاز مناسب نیست.

ته نشینی‌ هالیت باید به اندازه کافی زیاد باشد تا جا به جا شود. گنبد‌های نمکی برای ذخیره‌سازی زیرزمینی در اروپا و اطراف خلیج مکزیک یافت می‌شود. این گنبد‌ها به طور کلی بیش از 1000 متر و قطر چند کیلومتر هستند.

بسیاری از مغارهای ذخیره‌سازی نمکی در ذخایر ‌ هالیت‌های ته نشین شده و در فرانسه، کانادا و سپس در شمال و شرق ایالات متحده آمریکا ساخته شده اند و بعضی از آن‌ها در حال توسعه در چین هستند. بدنه مغار‌ها شامل تخت‌های‌ هالیتی نازک (100-300 متر) است که معمولا با مواد نامحلول مانند گرانول، ماسه سنگ، سنگ آهک، دولومیت و از بین می‌رود. با توجه به هندسه‌های نازک تر تخت‌های نمکی، حجم این مغارها کوچکتر از حجم مغارها در گنبدهای نمکی است، اما با استفاده از اشکال مختلف با نسبت عرض/ ارتفاع بزرگتر می‌توان آن را به حداکثر رساند. در گنبد‌های نمکی، شکل مغار از یک سیلندر عمودی چند صد متر با قطر حدود 50 تا 80 متر تشکیل شده است. چنین مغارهایی معمولا حجم 300000 تا 700000 مترمکعب دارند، اگر چه در اندازه‌های کوچکتر و بزرگتر وجود دارند. مغار نمکی معمولا حجم را در محدوده 100000 تا 300000 مترمکعب می‌رساند.

پایداری مغارهای گازی، محدودیت‌های شکل، ارتفاع و حداکثر و حداقل فشار عملیاتی را به همراه دارد. حداکثر فشار باید زیر فشار استاتیک باشد و زیر فشاری که در آن نمک شروع به شکست می‌کند. حداقل فشار دگرگونی دیواره مغار (خزش نمک) تا سطح قابل قبول را تنظیم می‌کند. حداقل فشار مجاز معمولا حدود 20 تا 35 درصد فشار حداکثر است. این بدان معنی است که گاز مخزن یک چهارم تا یک سوم کل گاز ذخیره شده در یک مغار است.

شکل حفره‌های ایجاد شده در ‌ هالیت‌ها می‌تواند در طول فرآیند استخراج چاه کنترل شود. با این حال، اگر لایه‌هایی از نمک‌های منیزیم و یا پتاسیم وجود داشته باشد، این لایه‌ها به طور قابل توجهی پراکنده و به طور کلی منجر به شکل‌های نامنظم و نامناسب می‌شوند. ساختن حفره‌های نمکی برای ذخیره‌سازی زیرزمینی نیاز به مشخصه‌های زمین شناسی مناسب برای تعیین ناخالصی‌ها، ناهنجاری‌های زیست محیطی و ساختار زمین شناسی دارد.

برای انجام عملیات استخراج نمک طبیعی، شکل و ارتفاع حفره‌ها مهم نیست زیرا به شدت کنترل می‌شوند. بنابراین، مغارهای ایجاد شده تنها برای برای نگهداری گاز مناسب نیستند.

نمک یک ماده پلاستیکی است که به آرامی ‌تحت فشارهای مختلف (خزش نمک) حرکت می‌کند. این پلاستیسیته در دماهای بالاتر افزایش می‌یابد. از آنجایی که فشار در یک مغار ذخیره‌سازی گاز کمتر از فشار سنگی است که روی نمک توسط سنگ‌های بالای آن قرار می‌گیرد، نمک تمایل فشار به سمت مرکز مغار را دارد و به تدریج حجم مغار را کاهش می‌دهد (همگرایی مغار). برای مغارهای در عمق 1000-1400 متر، میزان همگرایی معمولا کمتر از 1٪ حجم خاک در سال است. در عمق بیشتر دما و فشار بیش از حد افزایش می‌یابد، به طوری که سرعت همگرا به شدت افزایش می‌یابد. به عنوان نمونه، در نزدیکی ‌هارلینگن، در هلند، عملیات استخراج معادن در عمق 3000 متر انجم گرفت و همگرایی به 70٪ از حجم خاک در سال مشاهده شده است [8]. این مغار تقریبا به همان اندازه که نمک استخراج می‌شود بسته می‌شود.

برای حفظ همگرایی مغارها در حد قابل قبول، عمق کم ترجیح داده می‌شود. از سوی دیگر، از آنجایی که فشاری که در آن گاز را می‌توان ذخیره کرد با عمق افزایش می‌یابد، مطلوب است تا یک حفره به صورت عمیق که در به حداکثر رساندن مقدار از گاز در هنگام ذخیره و تحویل کمک می‌کند، ایجاد شود. این نیاز به تعادل فاکتورهای مختلف ذخیره‌سازی است که مغارهای نمکی برای ذخیره‌سازی گاز اغلب در عمق کمتر از 1700 متر توسعه می‌یابند و دامنه مطلوب آن بین 1000-1500 متر است.

به تازگی یک طرح برای ایجاد مغار نمکی برای ذخیره‌سازی گاز در جنوب انگلستان در عمق حدود 2400 متر به منظور کنترل همگرایی مغارها و به حداقل رساندن حجم گاز مخزن، برنامه‌ریزی شده است [9] که فشار را در مغار در سطح بالا با آب نمک تزریق شده در هنگام تولید گاز و خروج نمک در هنگام تزریق گاز کنترل می‌کند. این آب نمک به طور موقت در یک مخزن ماسه سنگ زیرزمینی ذخیره می‌شود. برنامه‌ریزی این طرح در ماه مه 2008 بود.

### 4-3-5 دیگرتاسیسات ذخیره‌سازی زیرزمینی گاز

برخی از معادن رها شده به عنوان ذخیره‌سازی گاز استفاده می‌شوند. نخستین معادن سنگ آهک در نزدیکی لارنزبورگ ایندیانا در سال 1952 بود. در سال 1970، یک معدن نمک در نزدیکی بنس دورف[[2]](#footnote-2) در شرق آلمان شرقی به مکان ذخیره گاز تبدیل شد. ذخیره‌سازی گاز در معدن ذغال سنگ لی دن[[3]](#footnote-3) در نزدیکی دنور، کلرادو (1959-2003) و در دو معدن در بلندی آردنز بین سال‌های 1975 تا 2000 مورد آزمایش قرار گرفت. نگه داشتن گاز در معادن زغال سنگ مشکل عمده ای بوده است و اکنون این سه معدن پس از نشت گاز به سطح رها شده اند. دو مخزن ذخیره‌سازی گاز در مغار‌های سخت ساخته شده است. در نزدیکی‌ها جه[[4]](#footnote-4) در جمهور چک، مجموعه ای از تونل‌های گرانیتی در عمق حدود 1000 متر و طول 45 کیلومتر کشف شد. پس از آن این تونل‌ها مهر و موم شده و از سال 1998 دوباره برای ذخیره 10654 متر مکعب گاز استفاده شد.

در سوئد، گاز از سال 2004 در مغار سنگ ریخته گری (LRC) ذخیره شده است. در گرانیت حدود 100 تا 200 متر، حجم 40 هزار متر مکعب و با پوشش فولادي براي محافظت از انباشت استفاده مي شود. حجم کاری آن 1068.5 متر مکعب است که امکان بارگزاری آن 103960 متر مکعب در روز است [10].

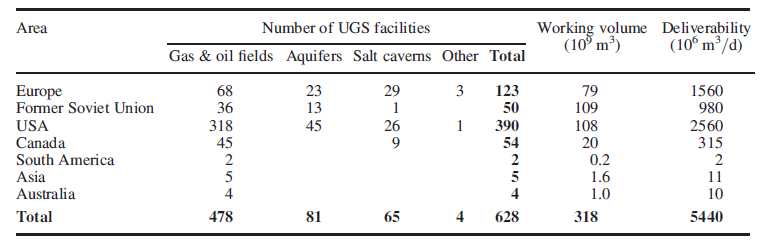
پیشنهاد اخیر برای ایجاد حفره‌هایی برای ذخیره‌سازی گاز در سازند‌های سنگ آهک از طریق تجزیه اسید با استفاده از تکنیک‌های استخراج محلول در راه مشابهی برای ایجاد مغارهای نمکی ارائه شده است [11]. این فرایند هنوز در مرحله تحقیق است و عوامل متعددی وجود دارد که نیاز به تحقیقات بیشتری دارند، از جمله این عوامل گازهای خنک کننده مغارها، پاک سازی مغارها و دفع مقدار زیادی CO2 (همراه با اثرات گازهای گل خانه ای) که از طریق انحلال این آلودگی تولید می‌شود.

## 4-4 تاریخچه و آمار

ذخیره‌سازی گاز زیرزمینی در سال 1915 با تبدیل میدان گاز ضعیف در انتاریو، کانادا، و دیگری پس از یک سال در میدان زوآر[[5]](#footnote-5) در غرب نیویورک ایالات متحده آمریکا آغاز شد. این میدان هنوز هم به عنوان یک مرکز ذخیره‌سازی زیرزمینی پس از 90 سال استفاده می‌شود. در سال 1942، اولین میدان نفتی، پلایا دل ری، کالیفرنیا، به ذخیره‌سازی تبدیل شد و در سال 1946 در کنتاکی اولین ذخیره‌سازی در سفره آب زیرزمینی ساخته شد. در اروپا ذخایر گاز در آلمان در سال 1953 با راه اندازی ذخیره سفره زیرزمینی انگل بورستل[[6]](#footnote-6) به کار گرفته شده است.

ذخیره‌سازی گاز در مغارهای نمکی اخیرا توسعه یافته است. اولین مغار نمک ذخیره‌سازی زیرزمینی در سال 1961 در میشیگان (ایالات متحده آمریکا) و سپس اولین تاسیسات در کانادا در سال 1964 و در اروپا در سال 1970 (ترسن، فرانسه) ساخته شد. در سال 2007، در سراسر جهان توانایی‌های عملیاتی 628 تاسیسات ذخیره‌سازی زیرزمینی ذخیره‌سازی با حجم کل کارکردی 109318 مترمکعب و قابلیت تحویل 1095.4 متر مکعب در روز بود. بیشترین مقدار (390) در ایالات متحده واقع شده است. جدول 4-1یک نمای کلی از ذخیره‌سازی زیرزمینی را بر‌اساس منطقه ارائه می‌دهد.

**جدول4-1:** اکتشافات موجود در تاسیسات ذخیره‌سازی زیرزمینی در جهان (ژانویه 2007).



## 4-5 برنامه‌ریزی تاسیسات ذخیره‌سازی

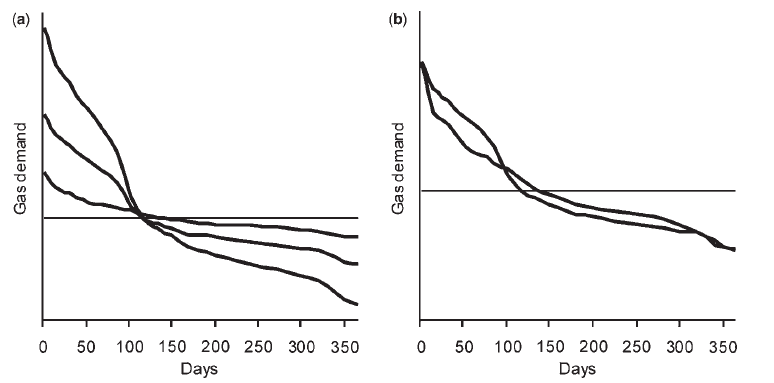
قابلیت‌هایی که یک مرکز ذخیره‌سازی گاز دارد به کاربرد‌های آن بستگی دارد. معمولا ذخیره‌سازی نیاز به پر کردن شکاف بین یک انعطاف پذیری محدود در بخش عرضه دارد که معمولا در قراردادهای عرضه گاز مشخص می‌شود و نوسانات زیادی در تقاضا بازار دارد.

اولین گام در برآورد نیازهای ذخیره‌سازی تجزیه و تحلیل ویژگی‌های بازار است. در بسیاری از بازارها تقاضا گاز به شدت به دمای محیط بستگی دارد (شکل 4-4).



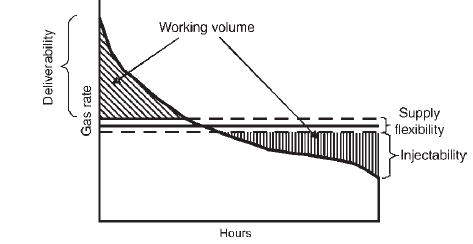
**شکل4-4:** رابطه تقاضا گاز-دما.

با استفاده از چنین هم بستگی‌ها و ترکیب دیگر اثرات غیر دمایی، از جمله روزهای هفته و تعطیلات آخر هفته و الگوهای تقاضا ویژه مشتریان بزرگ، پیش بینی‌های درخواست‌های سالانه گاز می‌تواند کشف شود. یک ابزار مفید در تجزیه و تحلیل پیش بینی‌های گاز «منحنی مدت زمان بار» (LDC) است که یک تقاضا ساعتی برای یک سال را نشان می‌دهد که برحسب تقاضا گاز مرتب شده است (شکل 4-5). عامل بار به عنوان تقاضا متوسط ​​تقسیم بر تقاضا حداکثر ساعتی تعریف می‌شود. شکل 5a اثر عوامل مختلف بار را نشان می‌دهد. حتی اگر فاکتورهای بار برابر باشد، شکل LDL می‌تواند متفاوت باشد و در نتیجه مقررات ذخیره‌سازی به طور قابل توجهی متفاوت خواهد بود (شکل 4-5b).



**شکل4-5:** منحنی‌های طول بار a و b

شکل 4-6 نشان می‌دهد که چگونه یک ترکیب LDC انعطاف پذیر ارائه شده توسط قراردادهای عرضه برای تعیین قابلیت‌های ذخیره‌سازی زیرزمینی مورد استفاده قرار می‌گیرد. نقطه‌ها (شیب در شکل) بین LDC و خطوط نشان دهنده محدودیت‌های انعطاف پذیری مربوط به حجم کار است. حداکثر اختلاف بین LDC و این خطوط مربوط به قابلیت تحویل مورد نیاز است و انعطاف پذیری را تعیین می‌کند.



**شکل4-6:** منحنی مدت بار برای تعیین قابلیت ذخیره‌سازی زیرزمینی

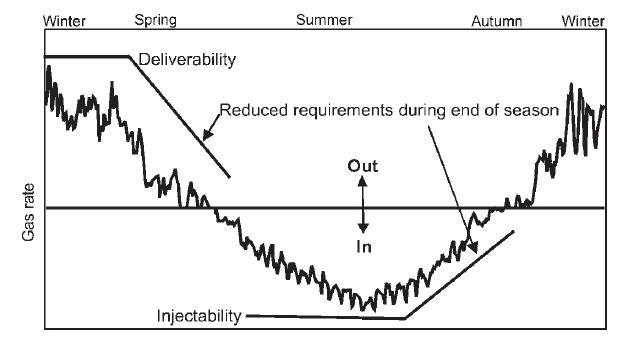
ذخیره‌سازی گازهای زیرزمینی تنها اندازه گیری انعطاف پذیری نیست که می‌تواند مورد استفاده قرار گیرد. سایر مکان‌ها عبارتند از: قراردادهای خرید قطعی، خط لوله، LNG و افزایش انعطاف پذیری (تولیدی). هر یک از این‌ها زمان متفاوتی دارد که باعث ارتباط حجم کار با قابلیت‌های مختلف می‌شود، در حالی که انواع مختلف تجهیزات ذخیره‌سازی زیرزمینی زمان‌های مختلفی را ارائه می‌دهند و هر کدام از آن‌ها دارای نقاط مطلوب خود در منحنی مدت بار هستند. LDC در انتها با بالاترین امکانات و با نقاطی که طولانی ترین طول را دارند، برخورد می‌کند. شکل 4-7 ترکیبی از ایده آل‌ها را براساس مدت زمان نشان می‌دهد.



**شکل4-7:** موقعیت ذخیره‌سازی زیرزمینی در منحنی مدت بار

توضیحات بالا ساده شده است تا اصول اساسی را نشان دهد. در عمل عوامل متعددی بر قابلیت‌های ذخیره‌سازی زیرزمینی تأثیر می‌گذارند، به ویژه با پیدایش لیبرالیزاسیون، نیاز به افزایش اقدامات کوتاه مدت که می‌تواند چندین بار در سال به کار گرفته شود[1].

یکی دیگر از ویژگی‌های تاسیسات ذخیره‌سازی زیرزمینی که باید در نظر گرفته شود کاهش قابلیت تحویل زمانی است که باعث حجم بیشتر کار می‌شود، یعنی به عنوان ذخیره ساز استفاده می‌شود. به همین ترتیب، زمانی که کل گاز در ذخیره‌سازی نزدیک به حداکثر مقدار خود می‌رسد تزریق به طور کلی کاهش می‌یابد (دلایل این توضیح داده شده در زیر). چنین رفتارهایی برای تأسیسات ذخیره‌سازی فصلی اعمال می‌شود، زیرا تقاضا گاز در اواخر زمستان کاهش می‌یابد و نیاز به تزریق باعث کاهش مساحت می‌شود(شکل 4-8). با این حال، برای جلوگیری از قاچاق، ممکن است چنین برنامه‌ریزی‌های عملیاتی دیده نشوند ولی باید طراحی شوند.



**شکل4-8:** نیازهای استاندارد ذخیره‌سازی زیرزمینی : ذخیره فصلی

## 4-6 عملکرد ذخیره‌سازی زیرزمینی

ویژگی‌های عملکرد تاسیسات ذخیره‌سازی زیرزمینی توسط اجزایی که در شکل 4-9 نشان داده شده است، تشکیل می‌شود. گاز از خط لوله اصلی شروع به حرکت می‌کند و از ذخیره‌سازی زیرزمینی عبور می‌کند، پس از اندازه گیری‌ها، گاز به یک یا چند کمپرسور می‌رسد تا فشار گاز را به میزان کافی برای تزریق افزایش یابد. گاز کمپرسور جریان را از طریق خط لوله به چاه‌ها و به داخل یک مغار نمک یا مخزن ذخیره هدایت می‌کند و در آنجا ذخیره می‌شود. گازهای ذخیره‌سازی در حفرات (میدان‌های گازی، سفره‌های آب زیرزمینی) از چاه‌ها عبور می‌کند و از طریق فضاهای متخلخل در سنگ، به داخل لوله انتقال می‌یابد. در طول این فرآیند فشار مخزن در مقایسه با مقدار کل تزریق گاز افزایش می‌یابد. در حین دفع زباله گاز ابتدا از طریق مخزن به سمت مخالف حرکت می‌کند و سپس از طریق خطوط چاه و به یک مرکز برای حذف آب منتقل می‌شود و در صورت وجود میعانات گازی آن‌ها را حذف می‌کند. بعضی اوقات، فشرده سازی (معمولا در پایان خروج) نیز برای افزایش فشار و رسیدن به فشار مورد نیاز سیستم خط لوله استفاده می‌شود. در طول این جریان تمام جریان گاز، اصطکاکی است که باعث کاهش فشار می‌شود. منابع اصلی از دست دادن فشار عبارتند از:

مخزن

الف: از بین رفتن اصطکاک بستگی به نفوذپذیری و ضخامت مخزن دارد.

ب: این برای مغارهای نمکی قابل استفاده نیست، به همین دلیل است که مغارها از قابلیت فضا ذخیره بیشتر برخوردار می‌باشند و حجم محدود آنها برای ذخیره مدت کوتاهی مناسب‌تر می‌باشد.

(2) چاه‌ها

الف: از دست دادن استاتیک، که ناشی از وزن ستون گاز است و بنابراین به طور عمده وابسته به قطر است. در طول تولید باعث افت فشار می‌شود و در طی تزریق باعث افزایش فشار می‌شود.

ب: از بین رفتن دینامیکی، که بستگی به عمق و قطر چاه دارد.

(3)خطوط سطح

الف: از دست دادن اصطکاک

(4)امکانات درمان

الف: از بین بردن اصطکاک

ب: گیاهان بر‌اساس فرایند LTS دارای یک فشار اضافی برای خنک کردن گاز تا درجه حرارت زایی دارند.

بنابراین اصطکاک منبع اصلی افت فشار در یک تاسیسات ذخیره‌سازی زیرزمینی است و تقریبا متناسب با مربع جریان گاز است. گرچه در سرعت‌های پایین اصطکاک می‌تواند بسیار کوچک باشد زیرا میزان گاز افزایش می‌یابد. شکل 4-10، اصول پشت سرگذاشتن قابلیت تحویل تاسیسات ذخیره‌سازی زیرزمینی را نشان می‌دهد. محور عمودی در نمودار نشان دهنده فشار مخزن و محور افقی جریان گاز است. دو خط افقی نقاطی هستند که در شکل 4-10a نشان دهنده شرایط مرزی هستند: خط بالا مربوط به فشار در مخزن و خط پایین مربوط به فشاری است که در آن گاز به خط لوله تحویل می‌دهد. از فشار مخزن برای محاسبه فشار چاه استفاده می‌شود و یک فشار کوچک استاتیک به علت وزن ستون گاز در چاه (مستقل از جریان گاز) وجود دارد. علاوه بر این، تلفات فرسایشی (که وابسته به جریان هستند) وجود دارد، که منجر به خط خمشی پایین می‌شود که وابستگی فشار چاه را بر میزان گاز نشان می‌دهد. با شروع جریان در خط لوله، گاز باید بر کاهش افت فشار بیش از ایستگاه با افزایش میزان گاز با خطی که در بالای شکل قرار دارد (فشار ورودی گیاه) غلبه کند. تقاطع این دو خط، مقدار قابل دستیابی گاز را برای یک فشار مخزن مشخص می‌کند.



**شکل4-9:** اجزای یک تاسیسات ذخیره‌سازی زیرزمینی

از آنجا که گاز از یک تاسیسات ذخیره‌سازی زیرزمینی خارج می‌شود، فشار در مخزن یا مغار کاهش می‌یابد. در بیشتر موارد این کاهش با گاز باقیمانده ذخیره ساز خطی است. این موجب افت تدریجی فشار در این ناحیه می‌شود (شکل 4-10b). سرعت گاز قابل دستیابی در تقاطع با منحنی تاسیسات به صورت متوالی کاهش خواهد یافت. علاوه بر این، دیگر عوامل طراحی، اغلب محدودیت‌های حداکثر قابل دستیابی را شامل می‌شود، این محدودیت‌ها به علت سرعت‌های فرسایشی، پیشگیری از هیدرات‌ها، و نگهداری از مشخصات نقطه اشباع است.

به همین دلیل و به دلایل دیگر، تاسیسات تصفیه گاز دارای حداکثر میزان مجاز گاز هستند که عمدتا کمتر از نرخ قابل دستیابی ذخیره‌سازی است. این محدودیت توسط خط عمودی در شکل 4-10b نشان داده شده است. فشار مخزن که در آن خط تقاطع فشار با خطوط تاسیسات در بالاترین نقطه منطبق است، فشار مخزن بحرانی نامیده می‌شود. در فشارهای بالاتر مخزن، قابلیت تحویل تجهیزات ذخیره‌سازی زیرزمینی با حداکثر توان مجاز تاسیسات تعیین می‌شود؛ در فشارهای پایین تر، قابلیت تحویل کاهش می‌یابد و عمدتا تحت تاثیر عملکرد خوبی قرار می‌گیرد. در چنین شرایطی فشرده سازی می‌تواند برای افزایش قابلیت تحویل استفاده شود. استفاده از فشرده سازی به طور موثر همانند کاهش فشار خروجی است. اما همان اصول برای تعیین قابلیت تحویل اعمال می‌شود. زمانی که فشار بحرانی مخزن مورد تأیید قرار می‌گیرد ممکن است محدودیت‌های حداکثر و حداقل جریان که توسط کمپرسورها کنترل می‌شوند، متفاوت باشد. استفاده از فشرده سازی در بخش دوم تولید اغلب به عنوان یک روش کارآمد و نسبتا ارزان برای افزایش حجم کار و کاهش نیازهای گاز مورد نیاز است.



**شکل4-10:** عملکرد ذخیره‌سازی زیرزمینی (a)تعیین میزان قابل دستیابی گاز؛ (b) اثر کاهش فشار مخزن.

از آنجا که فشار مخزن به طور مستقیم با مقدار حجم کار استخراج شده رابطه دارد، این می‌تواند به یک تصویر خروجی تبدیل شود (شکل 4-11). تا زمانی که حجم کل گاز خارج شده کمتر از حجم کار بحرانی باشد، قابلیت تحویل ذخیره‌سازی زیرزمینی در حداکثر مقدار آن است که مربوط به محدودیت تاسیسات است. هنگامی‌که گاز بیشتر استخراج می‌شود، قابلیت تحویل به طور مستقیم با پتانسیل‌های قابل دستیابی خوب کاهش می‌یابد. این ویژگی به اپراتور اجازه می‌دهد حجم کل عملیات ذخیره‌سازی زیرزمینی را در صورت کاهش قابلیت تحویل افزایش دهد. در طی تزریق یک رویداد مشابه می‌تواند به یک پروفایل تزریق بپردازد.

این که آیا چنین رفتار‌هایی در طول عملیات یک تاسیسات ذخیره‌سازی زیرزمینی قابل قبول است بستگی به اهداف آن دارد. در بسیاری از موارد، این ویژگی را می‌توان جایگزین کرد. برای مثال مطالبات ذخیره فصلی در ماه مارس و آوریل کمتر از ماه ژانویه و فوریه است. به طور مشابه تزریق در سپتامبر کمتر تابستان است. بسیاری از قراردادهای ذخیره‌سازی شخص ثالث (TPA) تعریف خاصی از پرونده‌های حذف و تزریق را دارند و معمولا با استفاده از یک تابع برای ساده سازی حسابداری گام بر می‌دارد(شکل 4-12).



**شکل4-11:** مشخصات خروجی ذخیره‌سازی زیرزمینی

****

**شکل4-12:** نمونه‌هایی از پروفیل‌های کششی و تزریق برای دسترسی به شخص ثالث.

## 4-7 نتیجه گیری

برای یک قرن، ذخیره‌های زیرزمینی گاز، ارزش خود را در تعادل تقاضا نوسانات با محدودیت‌های بخش تولید و حمل و نقل نشان داده است. ذخیره‌سازی زیرزمینی در اکثر بازارهای فعلی گاز ضروری است. با در نظر گرفتن آزادسازی بازار گاز، نیاز و انواع مختلف استفاده از ذخیره‌سازی زیرزمینی افزایش یافته است.

طراحی یک تاسیسات ذخیره‌سازی زیرزمینی بسیار سازنده بین آنچه که زمین شناسی و فناوری اجازه می‌دهد و اینکه چگونه این در هزینه‌ها برگردانده می‌شود و چه عملکرد و انعطاف پذیری در بازار دارد. با وجودی که ذخیره‌سازی زیرزمینی یک ابزار انعطاف پذیر است، پس از ساخت، محدودیت‌های مهمی‌در نحوه استفاده از آنها وجود دارد، مخصوصا زمانی که شرایط بازار تغییر می‌کند.

1. *PENN, I. E. 1981. Larne No. 2 Geological well completion report. Report of the Institute of Geological Sciences, 81/6. Keyworth.*

2. *CELIA, M. A., BACHU, S., NORDBOTTEN, J. M., KAVETSKI, D. & GASDA, S. 2006. A risk assessment tool to quantify CO2 leakage potential through wells in mature sedimentary basins. In: RØKKE, N. A., BOLLAND, O., O’BRIEN, D. ET AL. (eds) The 8th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies, 19–22 June 2006, Trondheim, Norway, Elsevier, Abstracts volume.*

3. CROTOGINO, F., KO¨ CKRITZ, V. & REINHOLD, S. 2006. Conceptual Design of Storage Caverns for an LNG Receiving Terminal in Europe. Solution Mining Research Institute Spring 2006 Conference, 30 April–3 May, Brussels, Belgium.

4. *BS. 1998. BS EN 1918-3: gas supply systems — underground gas storage — Part 3: Functional recommendations for storage in salt cavities. British Standards Institution (BSI), London.*

5. Planning Act 1990, Sections 78 & 266 Appeals by Caythorpe Gas Storage Ltd. Caythorpe Well Site, Rudston, YO25 4JD. Appeal Refs: APP/E2001/A/06/2024097 & APP/E2001/A/07/2037845. World Wide Web Address: <http://www.communities.gov.uk/documents/planningcallins/pdf/686469.pdf> , D.L.d.F.t.K.E.f.d.o.C.a.L.G.D.a.B.a.R.R.D.r.T.a.C.

6. BS. 1998. BS EN 1918-3: Gas Supply Systems — Underground Gas Storage — Part 3: Functional Recommendations for Storage in Solution-Mined Caverns. British Standards Institution, L.

7. VON TRYLLER, H., REITZE, A. & CROTIGINO, F. 2009.New procedure for tightness tests (MIT) of salt cavern storage wells: continuous high accuracy determination of relevant parameters, without the need to use radioactive tools. In: EVANS, D. J. & CHADWICK, R. A. (eds) Underground Gas Storage: Worldwide Experiences and future Development in the UK and Europe. Geological Society, London,Special Publications, 313, 129–137.

8. ALLISON, M.L.b.T.H.G.E.U.a.G.M.K.B.A., 26th Annual KBA/KIOGA Oil and Gas Law Conference, 1, p3-1 to 3-29.

9. CHEUNG, K.Y.C., CHEUNG, S. T. H., NAVIN DE SILVA,R. G., JUVONEN, M. P. T., SINGH, R. & WOO, J. J.2003. Large-scale Energy Storage Systems. Imperial College Research Report, ISE2 2002/2003. World Wide Web Address: and <http://www.doc.ic.ac.uk/~mpj01/ise2grp/energystorage_report/storage.html>.

10. MANSSON, L., MARION, P. & JOHANSSON, J. 2006. Demonstration of the LRC Gas Storage Concept in Sweden. 2006. Paper No. 2.2CS.03, World Gas Conference,5–9 June, Amsterdam, Netherlands.

11. CASTLE, J.W., BRUCE, D. A., BRAME, S. E., BROOKS,D. A., FALTA, R. W. &MURDOCH, C. 2004. Design and Feasibility of Creating Gas-Storage Caverns by Using Acid to Dissolve Carbonate Rock Formations.Society of Petroleum Engineers (SPE) Paper 91436,SPE Eastern Regional Meeting, 15–17 September 2004, Charleston WV, USA.

1. - peakshaver [↑](#footnote-ref-1)
2. - Bensdorf [↑](#footnote-ref-2)
3. - Leyden [↑](#footnote-ref-3)
4. - Ha'je [↑](#footnote-ref-4)
5. - Zoar [↑](#footnote-ref-5)
6. - Engelborstel [↑](#footnote-ref-6)