

ذخیره سازی گاز طبیعی در مخازن تخلیه شده نفت و گاز زیر زمینی

رضا آذین

بوشهر، دانشگاه خلیج فارس، دانشکده مهندسی، بخش مهندسی شیمی

پیام نگار: reza.azin@pgu.ac.ir

چکیده

ذخیره سازی گاز طبیعی در مخازن زیرزمینی امروزه به ذخایر استراتژیک کشورها تبدیل شده نقش مهمی در برقراری توازن لازم بین عرضه و تقاضا در فصول مختلف سال، تاثیر گذاری بیشتر در بازارهای جهانی انرژی اجرای به موقع تعهدات بین المللی صادرات گاز کشور ایفا می کنند. در این مقاله، ذخیره سازی گاز طبیعی در مخازن زیرزمینی مورد بحث و ارزیابی فنی قرار گرفته است. همچنین، پس از معرفی گزینه های مناسب ذخیره سازی گاز، ابعاد فنی و مشکلات عملیات ذخیره سازی در مخازن تخلیه شده نفت و گاز، مورد بحث قرار گرفته است. در انتها پروژه های ذخیره سازی در ایران به طور خلاصه معرفی شده است.

کلمات کلیدی: ذخیره سازی، گاز طبیعی، مخازن تخلیه شده، تراوایی، سفره آب

مقدمه

جهانی انرژی به شمار می آید. همچنین، ذخایر استراتژیک گاز از نظر اجرای به موقع تعهدات بین المللی صادرات گاز کشور نیز نقش مهمی بر عهده دارند. مخازن زیر زمینی ذخیره سازی گاز (UGS¹) یک روش متداول شناخته شده در جهان برای جبران کمبود گاز مورد نیاز و پوشش مازاد مصرف در فصول سرد شناخته شده است. در این فرایند، مازاد گاز طبیعی تابستان در یک محیط متخلخل زیر زمینی دارای پوش سنگ مناسب تزریق می شود تا جوابگوی بار مصرف بالا در فصول سرد و پر مصرف سال باشد. این مخازن معمولاً در نزدیکی بازار مصرف نهایی قرار دارند تا قادر به

کشور ایران از نظر ذخایر گازی رتبه دوم را در جهان دارد. ذخایر گازی کشور مطابق جدیدترین آمارها معادل ۳۰/۷۶ تریلیون متر مکعب برآورد شده است. همچنین، ظرفیت پالایش گاز طبیعی کشور برابر با ۳۶۰ میلیون متر مکعب است که ۷۰٪ آن از دو میدان گازی پارس جنوبی و کنگان تامین می شود [۱]. با این حال، به دلیل گسترش فزاینده استفاده کمی و تنوع مصرف گاز طبیعی به عنوان یک حامل انرژی فراوان و ارزان، همچنین عدم تعادل عرضه و تقاضای گاز طبیعی در فصول سرد، نیاز به برنامه ریزی برای ایجاد ذخایر استراتژیک در کشور را ایجاب می کند. این ذخایر استراتژیک نقش مهمی در برقراری توازن لازم بین عرضه و تقاضا در فصول مختلف سال و نیز تاثیر گذاری بیشتر در بازارهای

1. Underground Gas Storage (UGS)

جدول ۱- حجم فعلی ذخیره سازی زیر زمینی گاز طبیعی در جهان و دورنمای آن تا سال ۲۰۱۵ میلادی [۳]

منطقه	تعداد تاسیسات ذخیره سازی در ۱۹۹۷/۱۹۹۶	حجم گاز عملیاتی در ۱۹۹۷/۱۹۹۶ ($\times 10^9 m^3$)	کل حجم ذخیره سازی در ۱۹۹۷/۱۹۹۶ ($\times 10^9 m^3$)	پیش بینی حجم گاز عملیاتی در ۲۰۱۵ ($\times 10^9 m^3$)
امریکای شمالی ایالات متحده کانادا	۴۴۱	۱۲۰/۹	۲۶۶	۱۴۰-۱۵۰
	۴۰۳	۱۰۸/۴	۲۴۱	
	۳۸	۱۲/۵	۲۵	
اروپای غربی اتریش فرانسه آلمان ایتالیا سایر	۷۵	۵۳/۰	۱۰۴/۴	۸۵-۹۰
	۵	۲/۸	۵/۳	
	۱۵	۱۲/۸	۲۸/۲	
	۳۷	۱۴/۹	۲۶/۴	
	۸	۱۴/۹	۲۷/۸	
	۱۰	۷/۶	۱۶/۷	
اروپای مرکزی جمهوری چک مجارستان لهستان رومانی اسلواکی سایر	۱۷	۷/۶	۱۶/۴	۱۵-۲۰
	۴	۱/۶	۳/۶	
	۳	۱/۹	۴/۲	
	۴	۰/۷	۱/۸	
	۳	۰/۷	۱/۴	
	۱	۱/۹	۳/۸	
کشورهای شوروی سابق روسیه اوکراین سایر	۴۶	۸۰/۵	۱۴۸	۱۲۰-۱۳۰
	۲۱	۳۹/۱	۶۹	
	۱۳	۲۹/۷	۵۹	
	۱۲	۱۱/۷	۲۰	
سایر کشورها	۱	۰/۴	۰/۷	۵-۱۰
جمع کل جهان	۵۸۰	۲۶۲/۴	۵۳۵/۵	۳۶۵-۴۰۰

تولید می شود میزان تحویل^۲ بالاتری دارند و غالباً به مصرف کننده نهایی نزدیکترند. معمولاً برای ذخیره زیرزمینی گاز طبیعی سه نوع اصلی مخزن وجود دارد: (۱) ذخیره در مخازن نفت و گاز تخلیه شده؛ (۲) ذخیره در سفره های آب زیر زمینی^۳؛ (۳) ذخیره در گنبد های نمکی^۴. مخازن نفت و گاز تخلیه شده معمولاً حجم ذخیره سازی بیشتری در اختیار دارند، در حالی که گنبد های نمکی بیشترین میزان تحویل به ازای حجم ذخیره را دارند. یکی از شاخص های مهم مخزن مناسب ذخیره سازی، وجود پوش سنگ مناسب از نظر تخلخل و تراوایی است. بنیون و همکاران تراوایی مناسب یک پوش سنگ برای نگهداری ذخیره گاز را برابر با ۱۰-۶ میلی داریسی گزارش کرده اند [۴]. سایر شرایط لازم برای یک مخزن مناسب ذخیره سازی عبارتند از [۵]:

پیوستگی و بستگی مناسب پوش سنگ

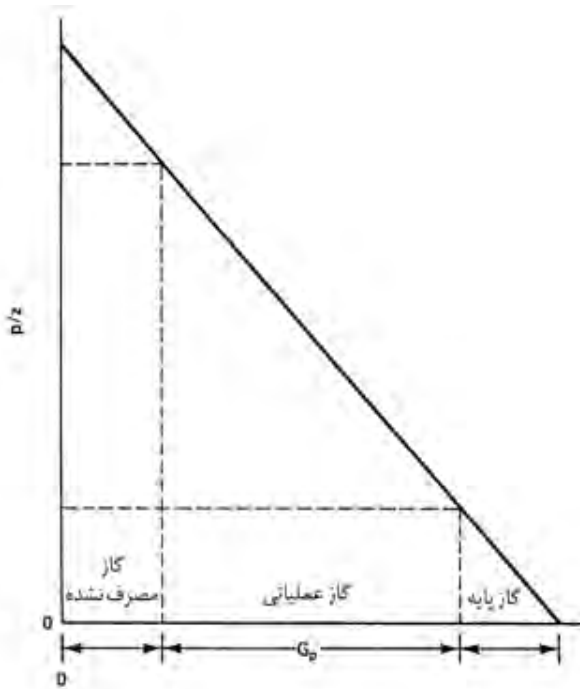
جبران سریع کمبود گاز در مواقع نیاز باشد. همچنین ذخیره سازی گاز طبیعی، جریان گاز را در زمان وقوع هرگونه حادثه یا مشکل در شبکه انتقال و توزیع و تولید گاز تامین می نماید.

اولین آزمایش تزریق گاز در یک مخزن در آنتاریو کانادا در سال ۱۹۱۵ انجام شد. در ۱۹۱۶ اولین پروژه UGS بر روی یک میدان تخلیه شده در ایالت نیویورک آمریکا پیاده گردید [۲]. امروزه حجم گاز عملیاتی^۱ ذخیره سازی شده در جهان به میزان $65-400 \times 10^9 m^3$ (معادل $12/9-14/1 \times 10^{12} SCF$) برآورد می شود [۳]. جدول ۱ حجم فعلی ذخیره سازی زیر زمینی گاز طبیعی در جهان و دورنمای آن را تا سال ۲۰۱۵ میلادی نشان می دهد. مطابق این جدول، حتی کشورهای دارنده ذخایر عظیم گاز طبیعی (مانند روسیه) نیز دارای ذخایر استراتژیک ذخیره سازی گاز طبیعی می باشند.

مخازن ذخیره سازی گاز در قیاس با مخازنی که از آنها گاز طبیعی اصلی

2. Deliverability
3. Aquifer
4. Salt Dome

1. Working Gas



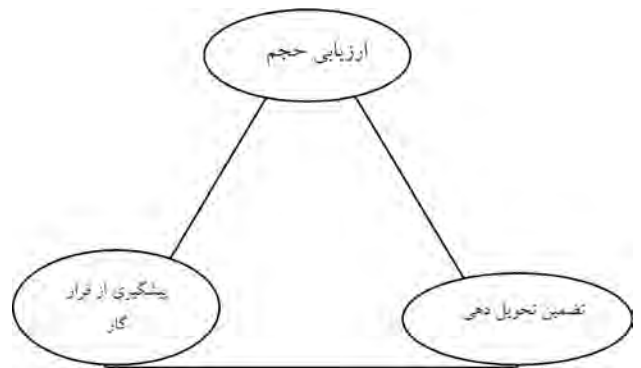
شکل ۲- منحنی نمایش انواع مختلف گاز موجود در مخزن ذخیره [۸]

ذخیره سازی گاز در مخازن نفت و گاز تخلیه شده

معمولاً تبدیل یک مخزن گاز یا نفت تخلیه شده به مخزن ذخیره سازی گاز طبیعی ساده تر و ارزان تر از سایر روشهای فوق است، زیرا این مخازن شرایط تراوایی و تخلخل مورد نیاز فرایند را تامین می کنند. همچنین، زمین شناسی منطقه از پیش مشخص است و توان پوش سنگ این میدان ها برای ذخیره سازی هیدروکربنها بدون خطر نشت از مخزن به اثبات رسیده است. به علاوه، از چاهها و تاسیسات سرچاهی و سطحی موجود در نزدیکی این مخازن می توان در دوره بهره برداری از UGS استفاده نمود. با این حال، غالباً این مخازن قدیمی هستند و نیاز به تعمیرات اساسی چاه و نگهداری از آن به منظور حصول اطمینان از عدم نشت گاز عامل از پشت لوله جداری چاه به مخازن تراوای مجاور دارند. این پدیده در شکل (۳) نشان داده شده است.

مطابق یک قاعده سرانگشتی، این نوع مخازن به ۵۰٪ گاز پایه^۵ نیاز دارند. شکل (۴)، نمایی از یک مخزن زیر زمینی ذخیره سازی گاز طبیعی را نشان می دهد. در این شکل، چاههای با عملکرد دوگانه (تزریق/تولید)^۶

5. Base Gas
6. Injection/Withdrawal (I/W)



شکل ۱- المان های اصلی تاثیر گذار بر انتخاب مخزن ذخیره سازی گاز [۶]

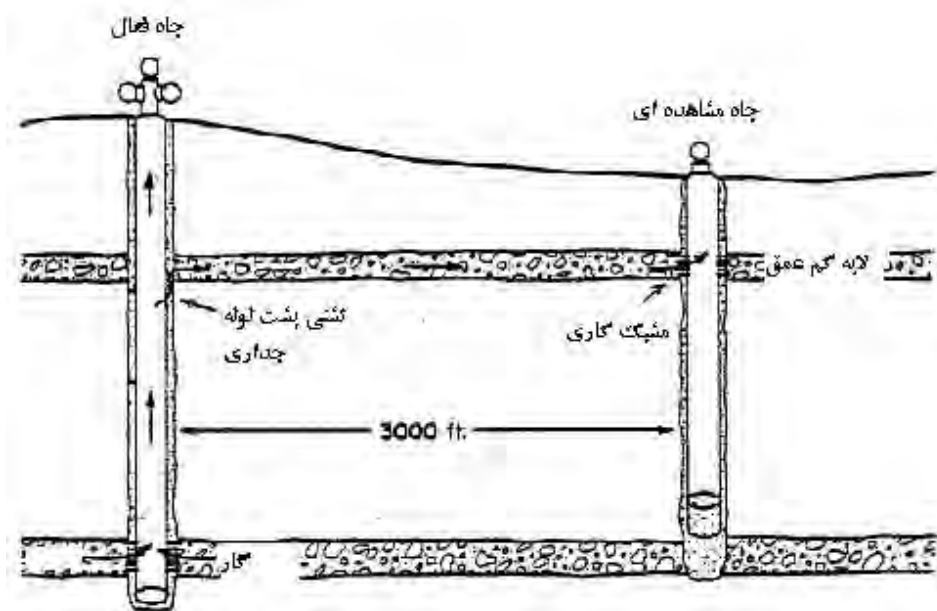
حجم کافی مخزن
تراوایی قابل قبول
قابلیت تحویل مطلوب

در شکل ۱، سه المان اصلی تاثیر گذار بر انتخاب مخزن ذخیره سازی گاز طبیعی نشان داده شده است.

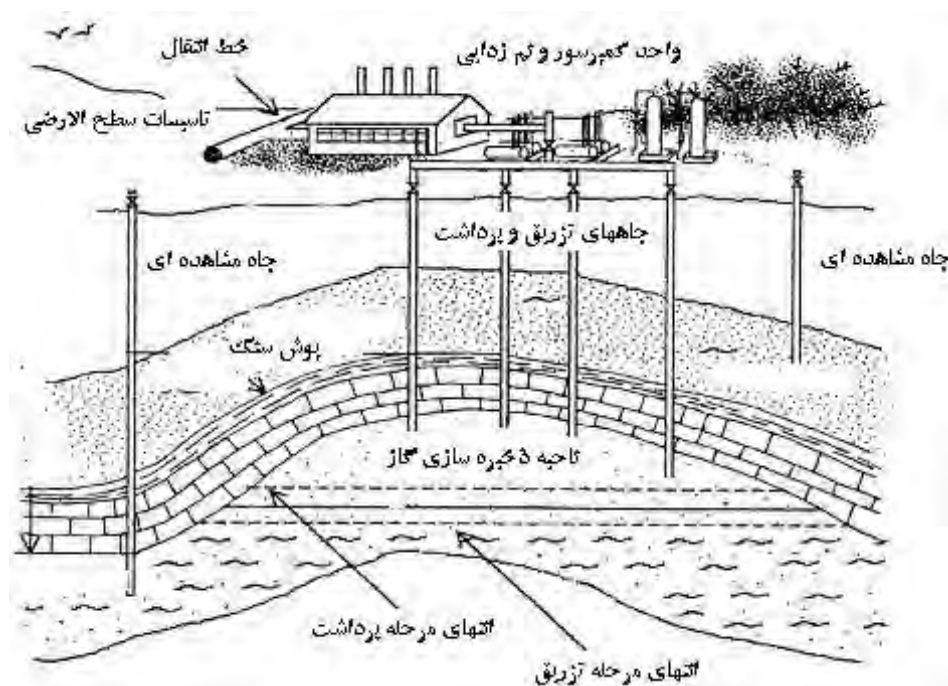
ایکو کو ۳ نوع گاز را که در مخزن ذخیره گاز موجودند معرفی کرد [۷]. اول گاز پایه^۱، یا گاز زیرین (بالشتی)^۲ که وقتی مخزن به فشار پایه^۳ می رسد در مخزن باقی می ماند. فشار پایه، فشاری است که در آن تولید متوقف و تزریق آغاز شود. نوع دوم گاز، گاز عملیاتی یا ذخیره سازی عملی است، که طی فرایند گردشی به مخزن تزریق و از آن استخراج می شود. نوع سوم گاز، گاز مصرف نشده^۴ است که در واقع ظرفیت استفاده نشده مخزن محسوب می شود. شکل (۲) این نوع گاز را روی منحنی p/z معرفی می کند. فشار پایه و همچنین مقدار گاز پایه براساس نیاز به تحویل گاز تعریف می شوند. از طرفی لازم است فشار کافی در مخزن موجود باشد تا مخزن بتواند گاز را به خطوط انتقال تحویل دهد.

شرایط اقتصادی تعیین می کند که تزریق در ماههای تابستان در چه فشاری پایان یابد. هزینه های متراکم سازی باید با توجه به عرضه طراحی شود و تقاضا در ماههای زمستان تعدیل یابد. به لحاظ نظری، در مخزن حجمی، دوره های تزریق و تولید، با امتداد منحنی تغییرات p/z بر حسب G_p در محدوده فشارهایی که بحث شد، تعیین می شود.

1. Base Gas
2. Cushion Gas
3. Base Pressure
4. Unused Gas



شکل ۳- هدرروی گاز ذخیره شده از طریق لوله چداری [۹]



شکل ۴- نمایی از یک مخزن زیر زمینی ذخیره سازی گاز طبیعی [۱۰]

آب-گاز با تزریق و تولید گاز از مخزن تغییر می کند، به نحوی که در انتهای فصل تزریق به پایین ترین عمق ممکن و در انتهای فصل برداشت به بالاترین عمق ممکن می رسد. البته باید توجه داشت که رفتار سفره آب در عملیات ذخیره سازی زیر

در ستیغ مخزن و چاههای مشاهده ای در سفره آب زیرین و بالای پوش سنگ حفر شده است. چنانچه سفره آب مخزن فعال باشد، سطح تماس

1. Crest

برای مخازن تحت رانش آب:

$$RF\% = \frac{\left[\frac{1-S_{wi}}{B_{gi}} - \frac{S_{gr}}{B_{ga}} \right]}{\left[\frac{1-S_{wi}}{B_{gi}} \right]} \times 100 \quad (2)$$

به نحوی که:

$RF\% =$ ضریب بازیابی گاز

B_{gi} ضریب حجمی گاز اولیه، bbl/SCF

S_{wi} درجه اشباع اولیه آب

S_{gr} ، درجه اشباع گاز باقیمانده

B_{ga} ضریب حجمی گاز در فشار ترک^۵ چاه، bbl/SCF

باید توجه داشت که تزریق دوره ای گاز به مخزن در چرخه های متوالی تزریق/تولید باعث تبخیر مجدد سیالات مخزن (اعم از میعانات باقی مانده و آب همزاد) می شود و میزان اشباع این سیالات به طور پیوسته در مخزن تغییر می کند. از این رو، معادلات (۱) و (۲) که برای محاسبه ضریب بازیابی از مخازن گازی به دست آمده است، ممکن است قابل استفاده در مخازن ذخیره سازی نباشد. معمولاً با توجه به این که مقدار حجم گاز تزریقی و تولیدی در هر چرخه ثبت می شود، ضریب بازیابی را می توان از روی این اطلاعات محاسبه نمود. در این شرایط، چنانچه مخزن تحت رانش آب باشد، حجم گاز به دام افتاده^۶ یا نشت داده در هر چرخه از تفاوت حجم تزریق و تولید قابل محاسبه است.

همچنین، توزیع تراوایی در مخزن بر عملکرد فرایند ذخیره سازی موثر است. اگر تراوایی لایه های پیوسته یکنواخت نباشد، آب از میان لایه های تراواتر با سرعت بیشتری پیشروی می کند. در نتیجه وقتی چاه گاز به دلیل تولید زیاد آب، متروکه می شود، مقادیر قابل توجهی گاز بازیابی نشده در لایه های کم تراوا باقی می ماند. به علت وجود این عوامل می توان پیش بینی نمود که عمر مخازن ذخیره سازی گاز با رانش آب از عمر مخازن حجمی کمتر است.

با وجود اطلاعات نسبتاً زیاد موجود در خصوص ذخیره سازی گاز طبیعی در مخازن زیر زمینی، مطالعات اندکی در مخازن کربناته شکافتار تخلیه شده از نفت و گاز تبدیل شده به UGS در دست است. این مخازن دارای مشخصات منحصر به فرد از نظر تخلخل و تراوایی هستند که آنها را از مخازن ماسه ای متمایز می سازد. تخلخل و تراوایی بسیار پایین این مخازن، آنها را در نگاه اول فاقد مشخصات لازم برای استفاده به عنوان

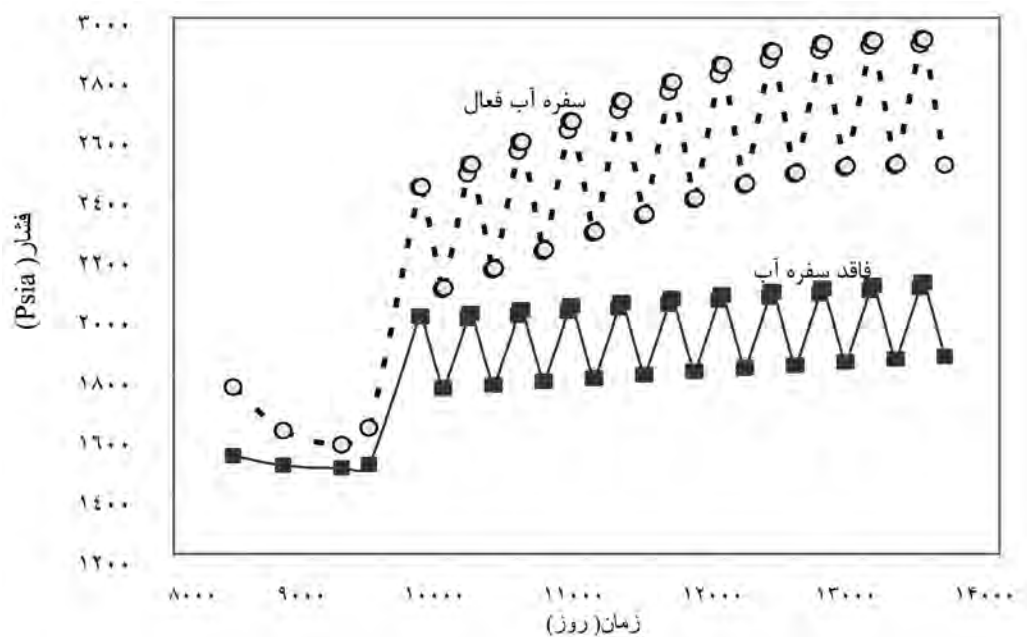
زمینی گاز کاملاً بستگی به خواص سنگ لایه آبی دارد. اگر تراوایی سنگ لایه آبی ناچیز باشد و این لایه فاقد ارتباط هیدرولیکی^۱ با مخزن گازی باشد، تاثیر ناچیزی بر فشار مخزن در بازه تزریق و تولید گاز دارد. از سوی دیگر، چنانچه مخزن دارای سفره آب فعال باشد، سطح آب در دوره تولید و تخلیه مخزن بالا می آید و در دوره تزریق به پایین رانده می شود. لیکن، سطح آب در پایان دوره تزریق لزوماً به سطح تماس اولیه (گاز/آب) نمی رسد. آذین و همکاران [۱۱] فرایند ذخیره سازی گاز طبیعی را در دو مخزن گازی در حال تخلیه بررسی کردند. یک مخزن فاقد سفره آب و مخزن دیگر دارای سفره آب فعال بود. نتایج بررسی نشان داد که در چرخه های متوالی (تزریق/تولید)، فشار مخزن حاوی سفره آب فعال به طور برگشت ناپذیری افزایش می یابد، در حالی که افزایش فشار در مخزن فاقد سفره آب در چرخه های ابتدایی زیاد بود و به تدریج کاهش یافت. در شکل (۵) فشار متوسط این دو مخزن مقایسه شده است. سایر شرایط عملیاتی یکسان در نظر گرفته شد. در چنین شرایطی، حجم موجود مخزن جهت ذخیره سازی گاز طبیعی در سیکل های متوالی کاهش می یابد. همچنین، بالا آمدن سطح آب در مخزن باعث بروز پدیده مخروطی شدن^۲ در دهانه چاه شده نسبت تولید آب به گاز را افزایش می دهد. اگر این شرایط به مرحله حاد برسد، اپراتور ناچار به کشتن چاه و بستن آن می شود. تاثیر حرکت سفره آب در جریان چرخه (تزریق/تولید) در شکل (۶) نشان داده شده است. مطابق این شکل، بالا آمدن سطح آب در بازه تولید منجر به حل شدن و به دام افتادن بخشی از ذخیره گاز موجود در مخزن می شود. لیکن، از آنجا که سطح آب در بازه تزریق به سطح اولیه بر نمی گردد، گاز به دام افتاده به طور کامل آزاد نمی شود. از این رو، می توان انتظار داشت که مانند مخازن گازی، ضریب بازیابی در فرایند ذخیره سازی برای مخازن تحت رانش آب^۳ کمتر از مخازن ذخیره سازی حجمی^۴ باشد. کرافت و هاوکینز روابط زیر را برای ضریب بازیابی گاز از مخازن حجمی و تحت رانش آب ارائه داده اند [۸]:

برای مخازن حجمی:

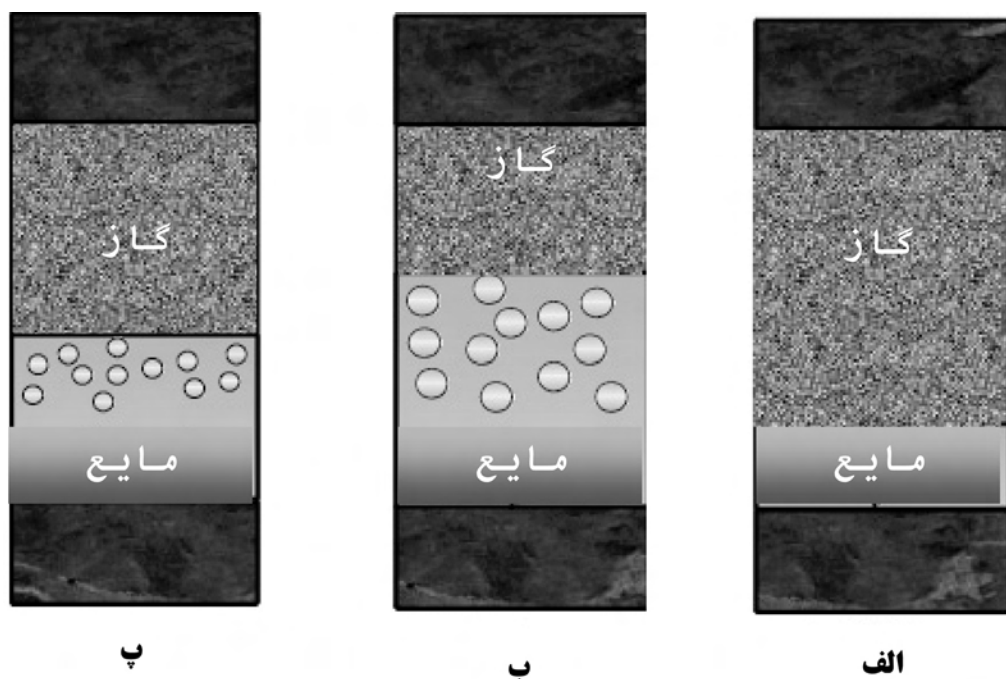
$$RF\% = 100 \left[1 - \frac{B_{gi}}{B_{ga}} \right] \quad (1)$$

1. Hydraulic Communication
2. Coning
3. Water Drive
4. Volumetric

5. Abandonment Pressure
6. Trapped Gas



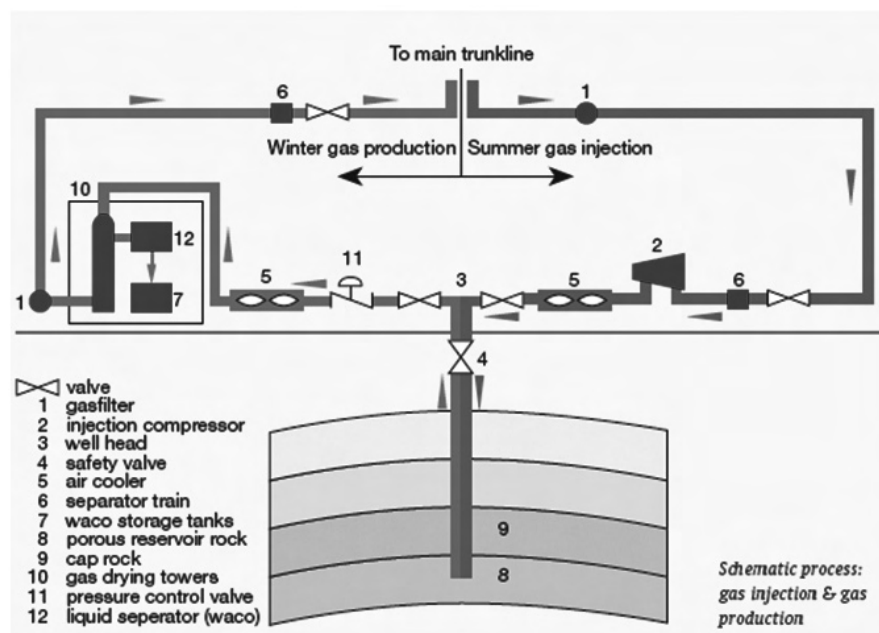
شکل ۵- فشار متوسط مخزن در حالت ۱- فاقد سفره آب؛ ۲- دارای سفره آب فعال [۱۱]



شکل ۶- تغییرات سطح آب در مخزن در مراحل مختلف ذخیره سازی: الف) سطح اولیه تماس گاز-آب؛ ب) سطح تماس گاز-آب در انتهای تولید؛ پ) سطح تماس گاز-آب در انتهای تزریق

می کنند و تراوایی کل مخزن را افزایش می دهند. چنانچه از مخازن تخلیه شده نفت و گاز به منظور ذخیره سازی زیر زمینی گاز استفاده می شود، گاز تزریقی در معرض آلودگی با ترکیبات

مخزن ذخیره سازی می سازد. با این حال، اغلب این مخازن دارای شبکه گسترده ای از شکاف می باشند که گرچه تخلخل و حجم کلی ناچیزی در مقایسه با حجم مخزن دارند، به عنوان مسیر جریان هیدروکربن عمل



شکل ۷ - نمودار جریان تاسیسات روزمینی مورد نیاز مخزن ذخیره سازی [۱۲]

شد. در حوزه ایران مرکزی، تاکنون تعدادی تاقدیس شناسایی و حفر گردیده اند که شامل البرز، سراج، ترازنا، سرخه، یورتشاه، تلخه، سیاه کوه، معلم، آران، شورجه، فخره و زواره می باشد. از این میان، تاقدیس های البرز و سراج دارای پتانسیل هیدروکربوری تشخیص داده شده اند. همچنین، مخزن یورتشا یک سفره آب فعال می باشد [۱۴]. از بین مخازن یاد شده، مخزن گازی سراج در حال طی مراحل نهایی نصب تاسیسات روزمینی برای تبدیل به مخزن ذخیره سازی است و مطالعات برای تزریق گاز به سفره آبی یورتشا به پایان رسیده است. بر اساس محاسبات انجام شده، کل ظرفیت ذخیره سازی گاز طبیعی در سفره آبی یورتشا معادل ۲۳۰ میلیون مترمکعب برآورد شده است [۱۳]. به علاوه، مخزن قزل تپه برای ذخیره سازی گاز در محدوده گنبدکاووس در نظر گرفته شده است.

نتیجه گیری

ایجاد مخازن زیر زمینی ذخیره سازی گاز طبیعی به عنوان بخشی از ذخایر استراتژیک به عنوان مساله روز کشور روند رو به رشدی خواهد داشت. این ذخایر در تامین بار مازاد انرژی مورد نیاز کشور در فصول پر مصرف، عمل به تعهدات بین المللی مطابق برنامه، تاثیر گذاری بیشتر

سنگین تر هیدروکربنی، آب، ترکیبات گوگردی و سایر سیالات باقی مانده در مخزن قرار دارد. در این صورت، گاز تولیدی از مخزن ذخیره سازی پیش از تزریق به خط لوله نیاز به فرایندهایی نظیر نم زدایی، شیرین سازی، تنظیم نقطه شبنم و ... دارد. شکل (۷) نمودار جریان تاسیسات روزمینی مورد نیاز مخزن ذخیره سازی را نشان می دهد.

پروژه های ذخیره سازی گاز طبیعی در ایران

بر اساس حجم مصرف گاز طبیعی در سال ۱۳۸۶، ذخیره گاز مورد نیاز ایران برای تامین بار اضافی مصرف معادل ۱۰ میلیارد متر مکعب در سال برآورد شده است [۱۳].

ذخیره سازی زیر زمینی گاز طبیعی به عنوان یک منبع استراتژیک ذخیره انرژی برای مواقع خاص (فصول پر مصرف، وجود اشکال در شبکه سراسری گاز، ...) یک موضوع حیاتی در ایران به شمار می رود. این امر در مناطق سردسیر، پرجمعیت و قطب های صنعتی کشور اهمیت مضاعف می یابد. این مناطق به طور عمده در مرکز، شمال غرب، شمال و شمال شرق کشور واقع شده اند. از این رو، پروژه های ذخیره سازی گاز به طور عمده در این نواحی متمرکز است. پروژه های شناسایی ساختارهای مناسب زیر زمینی جهت ذخیره سازی گاز در ایران از سال ۱۳۶۸ آغاز

در بازارهای جهانی انرژی نقش مهمی بازی می کنند. نخستین گام در ایجاد یک مخزن ذخیره سازی گاز طبیعی، یافتن مخزن با مشخصات مناسب از جمله پیوستگی و بستگی مناسب پوش سنگ، حجم کافی مخزن، تراوایی قابل قبول، قابلیت تحویل مطلوب می باشد. تبدیل یک مخزن گاز یا نفت تخلیه شده به مخزن ذخیره سازی گاز طبیعی ساده تر و ارزان تر از سایر روشهای فوق است. لیکن به دلیل قدیمی بودن این مخازن، چاهها و تاسیسات سطح الارضی آن نیاز به تعمیرات اساسی و حصول اطمینان از عدم نشست گاز عامل از پشت لوله جداری چاه به مخازن تراوای مجاور دارند. همچنین، توزیع تراوایی در مخزن بر عملکرد فرایند ذخیره سازی موثر است. به علاوه، چنانچه از مخازن تخلیه شده نفت و گاز به منظور ذخیره سازی زیر زمینی گاز استفاده می شود، به دلیل آلودگی گاز تزریقی با ترکیبات سنگین تر هیدروکربنی، آب، ترکیبات گوگردی و سایر سیالات باقی مانده در مخزن، نیاز به احداث تاسیسات جهت انجام فرایندهایی نظیر نم زدایی، شیرین سازی، تنظیم نقطه شبنم و ... پیش از تزریق گاز به خط لوله می باشد.

منابع

- [۱] وزارت نیرو، ترازنامه انرژی سال ۱۳۸۴
- [2] Katz, D. L., Cornell, D., Var, J. H., Kobayashi, R., Elenbaas, J. L., Poettmann, F. H., and Weinaug, Ch. F., Handbook of Natural Gas Engineering, 1st edition, McGraw-Hill, 1959
- [3] Chabreli, M. F., Dussaud, M., Bourjas, D., and Hugout, B., Underground Gas Storage: Technological Innovations for Increased Efficiency, World Energy Council, 2007
- [4] Bennion, D. B., Thomas, F. B., Ma, T., and Imer, D., Detailed Protocol for the Screening and Selection of Gas Storage Reservoir. Paper SPE 59738 presented at the SPE/CERI Gas Technology Symposium, Calgary, Alberta, Canada, 2-5 April, 2000
- [5] Katz, D. L. and R. L. Lee, Natural Gas Engineering, Production and Storage, McGraw-Hill, 1990
- [6] D. L. Katz, R. Rasin, Overview of Underground Storage of Natural Gas, Jour. Pet. Tech., pp. 943951-, June 1981
- [7] C. U. Ikoku, Natural Gas Reservoir Engineering, Wiley, 1984
- [۸] کرافت و هاوکینز، اصول کاربردی مهندسی مخازن نفت و گاز، ترجمه رضا آذین، محمد صادق صفوی، خیرا... اصغری، انتشارات دانشگاه صنعتی شریف، ۱۳۸۶
- [9] G.A. Knepper, J. F. Guthbert, Gas Storage Problems and Detection Methods, SPE 8412, presented at the 54th annual fall technical conference & exhibition, Las Vegas, Nevada, Sep. 23-26, 1979
- [10] M. R. Tek, Natural gas Underground Storage, Inventory and Deliverability, Pennwell Books, 1996
- [11] Azin, R., A. Nasiri, A. Jodeyri, and G.H. Montazeri, Investigation of Underground Gas Storage in a Partially Depleted Gas Reservoir, SPE113588, presented at the CIPC/SPE Gas Technology Symposium 2008 Joint Conference held in Calgary, Alberta, Canada, 16-19 June 2008
- [12] Netherlands Institute of Applied Geosciences Report, May 2003
- [13] <http://isna.ir/Main/NewsView.aspx?ID=News-1091661>
- [14] Yort-E-Shah Underground Gas Storage Project, Oil and Energy Industries Development Company (OEID), 2007