مطالعه و بررسی وضعیت ذخیره‌سازی گاز طبیعی در مخازن زیرزمینی ایران و سایر کشورهای جهان

نیما شفیعی، مجید پاکیزه*، علی رضوی سرآسیا

مشهد، دانشگاه فردوسی مشهد، دانشکده مهندسی، گروه مهندسی شیمی

پیام نگار: **pakizeh@um.ac.ir**

چکیده

مخازن زیرزمینی ذخیره‌سازی گاز یک روش متداول و شناخته شده در جهان برای جبران کمبود گاز مورد نیاز و پوشش مازاد مصرف در فصول سرد است. برای ذخیره‌سازی گاز طبیعی از دو نوع تأسیسات: بار پایه ذخیره[1] و اوج بار ذخیره[2] استفاده می‌شود. معمولاً برای ذخیره زیرزمینی گاز طبیعی سه نوع مخزن وجود دارد: ذخیره در مخازن نفت و گاز تخلیه‌شده، ذخیره در سفره‌های آب زیرزمینی، ذخیره در گنبدهای نمکی. تبدیل یک مخزن گاز یا نفت تخلیه‌شده به مخزن ذخیره‌سازی گاز طبیعی ساده‌تر و ارزان‌تر از سایر روش‌های فوق است. در این مقاله ضمن اشاره به وضعیت فعلی ذخیره‌سازی گاز در جهان و ایران و چشم انداز آیندهٔ آن، بخش‌های مختلف یک جایگاه ذخیره‌سازی زیرزمینی آورده شده است، همچنین معیارهای طراحی آن معرفی گردیده و ارزیابی عملکرد و کارایی انواع مخازن برای طرح ذخیره‌سازی گاز با توجه به سه پارامتر اصلی توانایی انباشت گاز، مهاجرت نکردن گاز و قابلیت تولید ارائه شده است. با توجه به منابع عظیم گاز ایران اهمیت احداث و بهره‌برداری از پروژه‌های مهم و استراتژیک ذخیره‌سازی گاز در مخزن سراجه میدان قم، طرح ذخیره‌سازی گاز در مخزن شوریجه دی میدان خانگیران و چند موقعیت دیگر بررسی شده است.

کلمات کلیدی: ذخیره‌سازی زیرزمینی گاز، انواع مخازن ذخیره‌سازی، تأسیسات ذخیره‌سازی زیرزمینی

Archive of SID

۱- مقدمه

در این مقاله سعی شده است ضمن توضیح مختصری در مورد علل ذخیره‌سازی گاز پاسخ مناسبی نسبت به چگونگی ذخیره‌سازی گاز نیز داده شود. بدین منظور ابتدا به بیان علل ذخیره‌سازی گاز پرداخته و مزیت‌های ذخیره‌سازی گاز آورده شده است و همچنین با نگاهی به آمار ذخیره‌سازی گاز در جهان و ایران اهمیت این موضوع بررسی شده است. در نهایت به معرفی این روش و بخشی از چالش‌های پیش رو پرداخته شده است.

در فرایند ذخیره‌سازی زیرزمینی گاز طبیعی، مازاد گاز طبیعی تابستان در یک محیط متخلخل زیرزمینی دارای پوشش سنگ مناسب تزریق می‌شود تا جوابگوی بار مصرف بالا در فصول سرد و پرمصرف سال باشد. این مخازن معمولاً در نزدیکی بازار مصرف نهایی قرار دارند تا قادر به جبران سریع کمبود گاز در مواقع نیاز باشند. همچنین ذخیره‌سازی گاز طبیعی، جریان گاز را در زمان وقوع هرگونه حادثه یا مشکل در شبکه انتقال و توزیع و تولیدگاز تأمین می‌نماید [۱].

- به‌طور کلی برای ذخیره گاز در مخازن زیرزمینی به انگیزه‌های زیر می‌توان اشاره کرد [۲]:

1. Base Load Storage
2. Peak Load Storage

www.SID.ir

- هنگامی‌که میزان تقاضای مصرف گاز از میزان تولید کمتر باشد می‌توان گاز اضافه را در مخازن زیرزمینی ذخیره کرده و از سوزاندن آن جلوگیری نمود.
- در مواقع افزایش مصرف می‌توان از گاز ذخیره‌شده برای جبران کمبود استفاده کرد.
- می‌توان پاسخگوی تغییرات ناگهانی مصرف در فصول مختلف بود.
- نیاز فوری به مصرف گاز در مواقع اضطراری را برآورد کرد.
- موجب کاهش هزینه‌های سرمایه‌گذاری اولیه برای اجرای طرح‌های گازرسانی می‌شود.

شرایط لازم برای یک مخزن مناسب ذخیره‌سازی عبارتند از: سنگ‌پوش مناسب از نظر تخلخل و تراوایی، پیوستگی و بستگی مناسب پوش‌سنگ، حجم کافی مخزن، تراوایی قابل قبول، قابلیت تحویل مطلوب

در جدول (۱) ظرفیت ذخیره‌سازی گاز در جهان بررسی شده است.

جدول ۱- حجم فعلی ذخیره‌سازی زیرزمینی گازطبیعی در جهان و دورنمای آن تا سال ۲۰۱۵ میلادی [۴]

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

Archive of SID

www.SID.ir

۱-۱ مخازن زیرزمینی آلتون

از مهمترین پروژه‌های ذخیره‌سازی در دنیا، می توان به پروژه آلتون اشاره کرد. این پروژه متعلق به دو کمپانی Fort Chicago Energy Partners L.P. و Altagas Income Trust است. این سایت در نزدیکی منطقه آلتون (نوااسکوشیا) قرار گرفته است، که به علت مزیت‌های زمین‌شناسی، دسترسی به زیرساخت خط لوله گاز طبیعی و وجود بازارهای ارزشمند در شمال‌شرقی ایالات متحده آمریکا، مورد توجه قرار گرفته است.

انتقال کارآمد و موثر گاز طبیعی از مناطق تولید به تأسیسات ذخیره‌سازی نیاز به یک سیستم انتقال مناسب دارد. در بسیاری از موارد، گاز طبیعی فاصله زیادی را باید طی کند تا به نقاط مصرف برسد. برای انتقال سریع و کارآمد گاز طبیعی از نقاط تولید به پروژه ذخیره‌سازی زیرزمینی گاز طبیعی آلتون از M&NP[1] استفاده می‌شود. این خط لوله ۱۳۰۰ کیلومتری در سال ۱۹۹۹ برای انتقال گاز طبیعی از تأسیسات دریایی نوااسکوشیا به بازارهای مصرف در آتلانتیک کانادا و شمال‌شرقی ایالات متحده ساخته شد.

این پروژه شامل ساخت و بهره‌برداری از تأسیسات ذخیره‌سازی گاز طبیعی در نوااسکوشیا است. و تأسیسات چندین گنبد نمکی بزرگ و پایدار را در بر می‌گیرد. امکانات ذخیره‌سازی در گنبدهای نمکی مزایای متعددی را دارا می‌باشند. به عنوان نمونه هزینه بهره‌برداری و نگهداری پایین‌تری دارد. همچنین هزینه تجهیزات مورد نیاز برای گاز کوسن، (گازی که برای حفظ فشار عملیاتی تزریق می‌شود) نیز پایین‌تر است و جالب‌تر اینکه گنبدهای نمکی قادر به تزریق بیشتر نسبت به مخازن تخلیه شده می‌باشند، که به‌طور معمول بیش از یک بار در سال گاز برداشت نمی‌شود اما این امکان در آلتون وجود دارد که قادر خواهد بود چرخش موجودی خود را ۴ بار در سال انجام دهد. این نوع عملکرد دارای منافع بیشتری در بازارهای موقتی می‌باشد.

در حال حاضر هیچ امکانات ذخیره‌سازی زیرزمینی گاز در شمال بوستون در طول خط لوله (M&NP) که از نوااسکوشیا به شمال‌شرقی ایالات متحده عبور می کند وجود ندارد.

سایر مزایای این پروژه عبارتند از:

- دسترسی مستقیم به بازار با ارزش شمال‌شرق آمریکا از طریق خط لوله بین المللی (M&NP).
- بازار رو به رشد محلی که در حال‌حاضر هیچ امکانات ذخیره‌سازی برای کمک به رفع نیازهای زمان اوج تقاضا وجود ندارد.
- ارزش افزوده زیرساخت‌ها باعث رشد منطقه و تنوع و گوناگونی در هر بخش شده است.
- ظرفیت ذخیره‌سازی یک میلیارد فوت‌مکعب در روز است.
- توانایی تحویل گاز طبیعی ذخیره شده در هنگام چرخش اجازه می دهد تا مدیریت تأمین نیازها به درستی صورت گیرد.

۲- ذخیره‌سازی گاز طبیعی در مخازن زیر زمینی ایران

مصرف گاز در کشور ایران با نوسانات فصلی شدیدی روبرو می‌باشد، که در سال دو دامنه ۸ ماهه فصل گرم (فروردین تا آبان) و ۴ ماهه فصل سرد (آذر تا اسفند) اتفاق می‌افتد، به‌طوریکه عملاً امکان تأمین گاز در فصول سرد با محدودیت شدیدی روبرو می‌باشد. این نوسانات در طول سال کاملاً وابسته به شرایط آب‌وهوایی کشور است، به‌طوریکه مصرف در فصل بهار تا اوایل تابستان با کاهش روبرو بوده و در تابستان به علت مصرف بالای نیروگاهها تا اوایل پاییز اندکی کاهش می‌یابد، در اواسط پاییز با شروع فصل سرد مصرف تا اواخر بهمن ماه بدلیل مصارف بالای بخش خانگی به تدریج به اوج خود می‌رسد و در اواخر سال مجددا مصرف روبه‌کاهش می‌رود.

با وجود اینکه عرضه گاز در فصل سرد هر ساله افزایش می‌یابد ولی در سال‌های اخیر به علت افزایش شدید مصرف، کشور در فصل سرد با کمبود گاز مواجه بوده است. این کمبود در فصل سرد باعث شده است که به ترتیب اولویت، محدودیت‌هایی در گازرسانی به نیروگاه‌ها،صنایع و عملیات بخش تزریق جهت صیانت از منابع نفتی صورت پذیرد.

با توجه به موارد بالا ایجاد ذخیره‌سازی گاز برای جلوگیری از نوسانات فصلی مصرف گاز، امری ضروری به‌نظر می‌رسد. پس به‌جای سرمایه‌گذاری برای ایجاد ظرفیت در تأسیسات تولید و انتقال برای تأمین گاز در قله مصرف جهت استفاده از حداکثر توان و افزایش ضریب بار خطوط لوله انتقال در بخش‌های مختلف از نظر (فنی-اقتصادی) احداث ذخیره‌سازی گاز در مسیرهای بحرانی به خصوص در مناطق سردسیر، پرجمعیت و قطب‌های صنعتی کشور اهمیت مضاعف می یابد [۷].

1. Maritimes & Northeast Pipeline

Archive of SID
www.SID.ir

• از جمله پروژه های مهم واستراتژیک ذخیره سازی گاز در ایران می‌توان به موارد زیر اشاره کرد [۸]:

۱. طرح ذخیره‌سازی گاز در مخزن سراجه میدان قم

۲. طرح ذخیره‌سازی گاز در مخزن شوریجه دی میدان خانگیران

۳. امکان سنجی ذخیره‌سازی گاز در گنبدهای نمکی کاشان

۴. امکان سنجی ذخیره سازی گاز در میادین باباقیر، بانکول، مختار، البرز، ترازنایین، سرخه، تلخه، سیاه کوه، معلمان، فخره، زواره، یورتشا و آران

تاقدیس‌های البرز و سراجه دارای پتانسیل هیدروکربوری تشخیص داده شده‌اند.همچنین، مخزن یورتشا یک سفره آب فعال می‌باشد [۷].

۲-۱ طرح ذخیره‌سازی گاز طبیعی در مخزن سراجه

مخزن سراجه در ۴۰ کیلومتری شرق شهرستان قم واقع شده است و دارای گاز و مایعات در فشار psi ۴۵۰۰ می‌باشد. برطبق مطالعات طرح دردست اجرا، حداکثر حجم ذخیره گاز در این مخزن سالانه ۳/۳ میلیارد مترمکعب است. در فاز اول پروژه ذخیره‌سازی سراجه قم، روزانه ۱۰ میلیون مترمکعب گاز و در فاز دوم حدود ۳۰ میلیون مترمکعب گاز در سه ماهه سرد سال، قابل برداشت خواهد بود. پیش‌بینی برنامه بهره‌برداری از این مخزن در سال ۱۳۸۸ گزارش شده بود ولی هم اکنون روزانه سه میلیون و ۵۰۰ هزار متر مکعب گاز به این مخزن تزریق می شود و این حجم تزریق گاز به تدریج به حدود هفت میلیون متر مکعب در روز خواهد رسید و انتظار می رود با بهره برداری رسمی این مخزن، زمستان امسال بتوان دست کم روزانه چهار میلیون متر مکعب گاز از آن برداشت و به شبکه گاز کشور تزریق کرد [۷].

۲-۲ طرح ذخیره‌سازی گاز طبیعی در سرخس

مطالعات اولیه برای اجرای این طرح به‌عنوان بزرگترین طرح ذخیره‌سازی گاز انجام و از نظر صرفه اقتصادی نیز تایید گردیده‌است. حداکثر ظرفیتی که برای ذخیره‌سازی و برداشت گاز از مخزن شوریجه پیش‌بینی شده حدود ۸/۴ میلیارد مترمکعب در سال می‌باشد. میانگین برداشت از این مخزن در سه‌ماه اول سال در دو فاز پیش‌بینی شده، در فاز اول ۲۰ میلیون مترمکعب و در فاز دوم ۴۰ میلیون مترمکعب در روز گزارش گردیده است. زمان شروع بهره‌برداری از این مخزن براساس آخرین پیش‌بینی سال ۱۳۹۱ گزارش شده‌است [۷].

۳- انواع تأسیسات ذخیره‌سازی گاز طبیعی

از آنجا که ذخیره‌سازی گاز طبیعی به‌طور عمده به دو منظور تقاضای فصلی و تأمین به موقع نیازهای پیش‌بینی نشده انجام می‌شود، برای ذخیره‌سازی گاز طبیعی نیز از دو نوع تأسیسات استفاده می‌شود: بار پایه ذخیره و اوج بار ذخیره. نوع اول به منظور تأمین تقاضای گاز که به صورت فصلی افزایش می‌یابد مورد استفاده قرار می‌گیرد. این نوع از تأسیسات ذخیره‌سازی قابلیت نگه‌داری گاز طبیعی به مقدار کافی برای تأمین تقاضای بلند مدت فصلی گاز را دارا می‌باشند و معمولاً حجم بالای کاری و قابلیت تحویل نسبتا پایین و بازیافت پایدار از مشخصه‌های این نوع تأسیسات است. عمدتا در ماه‌های گرم سال گاز به این مخازن تزریق شده و در ماه‌های سرد سال بازیافت می‌شود. مخازن گاز تهی‌شده به عنوان مخازن متداول مورد استفاده در این تأسیسات هستند.

تأسیسات نوع دوم بر خلاف نوع اول طوری طراحی می‌شوند که برای بازهٔ زمانی کوتاه مدت قابلیت تحویل بالایی را دارا می‌باشند و در مواقعی که به‌طور غیرمنتظره و برای کوتاه‌مدت تقاضای گاز افزایش می‌یابد قابلیت تأمین گاز مورد تقاضا را داشته باشند. این نوع از تأسیسات قادر به ذخیره‌سازی حجم بالایی از گاز، مشابه تأسیسات قبل نیستند، ولی مقدار کمی از گاز را در مدت زمان کوتاهی می‌توانند تأمین نمایند و در مدت کمتری پر و خالی شوند. حفره های نمکی به عنوان مخازن متداول در این تأسیسات استفاده می‌شوند، از سفره‌های آب زیرزمینی نیز برای این منظور می‌توان استفاده کرد [۳].

۴- انواع مخازن ذخیره‌سازی گاز طبیعی

معمولاً برای ذخیره زیرزمینی گاز طبیعی سه نوع مخزن وجود دارد [۴]:

۱. ذخیره در مخازن نفت و گاز تخلیه‌شده[1]

۲. ذخیره در سفره‌های آب زیرزمینی[2]

۳. ذخیره در گنبدهای نمکی[1]

1. Depleted Reservoirs
2. Aquifer Reservoirs

Archive of SID

www.SID.ir

مخازن نفت و گاز تخلیه‌شده معمولاً حجم ذخیره‌سازی بیشتری در اختیار دارند، در حالی‌که گنبدهای نمکی بیشترین میزان تحویل به ازای حجم ذخیره را دارند.

به طور کلی ۳ نوع گاز که در مخزن ذخیره گاز موجودند که عبارتند از [۴]:

۱. گاز پایه[۲] ، یا گاز زیرین (بالشتی)[۳]: این گاز وقتی مخزن به فشار پایه[۴] می‌رسد در مخزن باقی می‌ماند. فشار پایه، فشاری است که در آن تولید متوقف و تزریق آغاز شود.

۲. گاز عملیاتی[۵] یا ذخیره‌سازی عملی: این گاز طی فرایند گردشی به مخزن تزریق و از آن استخراج می‌شود.

۳. گاز مصرف نشده[۶]: این گاز در واقع ظرفیت استفاده نشده مخزن محسوب می‌شود.

۴-۱ ذخیره‌سازی گاز در مخازن نفت و گاز تخلیه‌شده

معمولاً تبدیل یک مخزن گاز یا نفت تخلیه‌شده به مخزن ذخیره‌سازی گاز طبیعی ساده‌تر و ارزان‌تر از سایر روش‌های فوق است، زیرا این مخازن شرایط تراوایی[۷] و تخلخل[۸] مورد نیاز فرایند را تأمین می‌کنند. که تخلخل مشخص‌کنندهٔ حجم مخزن و نفوذپذیری معرف سرعت تزریق و تولید می‌باشد. در مواردی که نفوذپذیری کم باشد می‌بایست توسط اسیدکاری و شکاف هیدرولیکی آن را بهبود بخشید. همچنین، زمین‌شناسی منطقه از پیش مشخص است و توان پوش‌سنگ این میدان‌ها برای ذخیره‌سازی هیدروکربن‌ها بدون خطر نشت از مخزن به اثبات رسیده‌است. به‌علاوه، از چاه‌ها و تأسیسات سرچاهی و سطحی موجود در نزدیکی این مخازن می‌توان در دوره بهره‌برداری از مخزن استفاده کرد. با این حال، غالبا 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 [۴].

معمول‌ترین و مطمئن‌ترین مخزن زیرزمینی گاز، مخازن گاز تخلیه‌شده می‌باشند که قبلا به عنوان تولید گاز از آنها بهره‌برداری می‌شده است. و تقریبا از تمام ظرفیت مخزن استفاده شده است و در حال حاضر نقش تولیدی خود را از دست داده‌اند و آمادگی نگهداری گاز طبیعی را دارند [۲].

عمدهٔ این مخازن، مخازن گاز خالی‌شده می‌باشند اگرچه تعدادی از مخازن نفت نیز برای این منظور به‌کار برده شده‌اند [۵].

البته باید توجه داشت که رفتار سفره آب در عملیات ذخیره‌سازی زیرزمینی گاز کاملاً بستگی به خواص سنگ لایه آبی دارد. اگر تراوایی سنگ لایه آبی ناچیز باشد و این لایه فاقد ارتباط هیدرولیکی[۹] با مخزن گازی باشد، تاثیر ناچیزی بر فشار مخزن در بازهٔ تزریق و تولید گاز دارد. از سوی دیگر، چنانچه مخزن دارای سفره آب فعال باشد، سطح آب در دورهٔ تولید و تخلیه مخزن بالا می‌آید و در دوره تزریق به پایین رانده می‌شود. لیکن، سطح آب در پایان دورهٔ تزریق لزوماً به سطح تماس اولیه (گاز/آب) نمی‌رسد.

در مقایسه فرایند ذخیره‌سازی گاز طبیعی در دو مخزن گازی یکی مخزن فاقد سفره آب و مخزن دیگر دارای سفره آب فعال، می‌توان گفت که در چرخه‌های متوالی (تزریق/تولید)، فشار مخزن حاوی سفره آب فعال به طور برگشت‌ناپذیری افزایش می‌یابد، درحالی‌که افزایش فشار در مخزن فاقد سفره آب در چرخه‌های ابتدایی زیاد بوده و به‌تدریج کاهش می‌یابد. در چنین شرایطی، حجم موجود مخزن جهت ذخیره‌سازی گاز طبیعی در سیکل‌های متوالی کاهش می‌یابد. همچنین، بالا آمدن سطح آب در مخزن باعث بروز پدیده مخروطی شدن[۱۰] در دهانه چاه شده و نسبت تولید آب به گاز را افزایش می‌دهد. اگر این شرایط به مرحله حاد برسد، اپراتور ناچار به کشتن چاه و بستن آن می‌شود. تاثیر حرکت سفره آب در جریان چرخه (تزریق/تولید) در شکل (۲) نشان داده شده‌است. مطابق این شکل، بالا آمدن سطح آب در بازهٔ تولید منجر به حل شدن و به‌دام افتادن بخشی از ذخیره گاز موجود در مخزن می‌شود. لیکن، از آنجا که سطح آب در بازهٔ تزریق به سطح اولیه برنمی‌گردد، گاز به‌دام افتاده[۱۱] به طور کامل آزاد نمی‌شود [۴].

از این‌رو، می‌توان انتظار داشت که مانند مخازن گازی، ضریب بازیابی در فرایند ذخیره‌سازی برای مخازن تحت رانش آب[۱۲] کمتر از مخازن ذخیره‌سازی حجمی باشد.

1. Salt Dome
2. Base Gas
3. Cushion Gas
4. Base Pressure
5. Working Gas
6. Unused Gas
7. Permeability
8. Porosity
9. Hydroulic Communication
10. Coning
11. Trapped Gas
12. Water Drive

Archive of SID
www.SID.ir

۴-۲ ذخیره‌سازی گاز در سفره‌های آب زیرزمینی

یکی از روش‌های ذخیره کردن گاز در مخازن زیرزمینی، استفاده از سفره‌های آب زیرزمینی است که برای اولین بار در کنتاکی امریکا از آن استفاده شد. مخازن آب زیرزمینی گران‌ترین و نامطلوب‌ترین نوع مخزن ذخیره گاز طبیعی می‌باشند. زیرا ویژگی‌های ژئوفیزیکی آنها به‌درستی شناخته شده نیست. لذا هزینه زیادی صرف امکان‌سنجی برای انجام پروژه می‌شود. به این منظور گاز با فشار به افق‌های نفوذپذیر مناسب تزریق می‌شود که به‌وسیله تزریق گاز در حفرات مخزن آب یک میدان گاز مصنوعی ایجاد می‌گردد. برای این منظور شرایط زمین‌شناسی، مطالعات اکتشافی و لرزه‌نگاری کاملی برای شناسایی مخزن لازم است. به‌طور کلی لازم است ویژگی‌های فیزیکی از قبیل تخلخل، نفوذپذیری، مساحت و ارتفاع مخزن، قبل از توسعه آن مشخص گردد.

همچنین لازم است همه تجهیزات مورد نیاز سرچاهی به محل آورده شود از طرف دیگر برای جابجاکردن گاز نیاز به فشار زیادی می‌باشد که می‌بایست توسط کمپرسورها تأمین گردد و با توجه به آب همراه گاز نیاز به تجهیزات نم‌زدایی اضافی می‌باشد. یکی دیگر از نقایص این نوع مخازن آن است که به‌طور کلی سنگ مخزن آبی تمایلی برای نگه‌داری گاز ندارد و احتمال فرار گاز از آن زیاد و نیاز به چاه‌های جمع‌آوری[1] می‌باشد.

همچنین این نوع مخازن ذخیره نیاز به گازپایه بیشتری دارند و از آنجا که به‌طور طبیعی گازی در مخزن وجود ندارد مقدار زیادی از گاز تزریقی به صورت غیر قابل بازیافت در مخزن باقی می‌ماند در بعضی موارد گاز پایه ۸۰ ٪ از کل گاز تزریقی را تشکیل می‌دهد لذا هنگامی از این نوع مخزن استفاده می‌شود که قیمت گاز طبیعی کم بوده و در مواقعی که گاز طبیعی گران باشد توسعه این‌گونه سایت‌های ذخیره‌سازی بسیار پُرخرج می‌باشد. در برخی کشورها این گازها بطور مشترک و یا جداگانه در یک مخزن ذخیره می‌گردند. در حالت اخیر هر گاز توسط گمانه‌ای مجزا به قسمت خاصی از مخزن منتقل شده و آبی که کل سفره را اشغال نموده‌است مانع تداخل این گازها با یکدیگر می‌شود. این سیستم حالت الاستیک دارد چون با خروج گاز دوباره آب جای فضای خالی را پر می‌کند [۵و۲].

۴-۳ ذخیره‌سازی در حفره‌های نمکی (غار نمکی)

حفره‌های نمکی برای ذخیره‌سازی ال پی جی برای سال‌های متمادی است که مورد استفاده واقع می‌شوند، اما تکنیک آن برای گاز طبیعی نسبتا جدید است و برای اولین بار در آمریکا در سال ۱۹۹۱ در میشیگان معرفی شد [۶]. به‌طور کلی حفره‌های نمکی داخل رسوبات نمکی ایجاد می‌گردد. این رسوبات نمکی به دو شکل گنبدهای نمکی و لایه‌های نمکی یافت می‌شوند. در بعضی موارد گنبدهای نمکی به قطر ۱/۶ کیلومتر و ارتفاع ۹۰۰۰ متر یافت می‌گردد. معمولاً گنبدهایی که برای ذخیره‌سازی استفاده می‌شود بین ۴۵۰ تا ۱۸۰۰ متر در زیرزمین قرار دارند. ذخیره‌سازی گاز در لایه‌های نمکی بسیار گران‌تر از گنبدهای نمکی است [۲].

این نوع ذخیره‌سازی که بسیار سریع توسعه یافته است برای ذخیره‌سازی مقادیر نسبتا کم گاز در مقایسه با مخازن آب یا مخازن نفت و گاز خالی‌شده استفاده می‌شوند. ظرفیت ذخیره‌سازی برای یک حفره با حجم داده شده از این نوع با ماکزیمم فشار عملیاتی که به عمق بستگی دارد متناسب است [۵].

هنگامی‌که یک لایه یا گنبد نمکی مناسب برای ذخیره‌سازی کشف شد می‌بایست حفره نمکی در داخل آن ایجاد شود که اساس آن استفاده از آب برای انحلال نمک و ایجاد حفره بزرگ است. این امر با حفر چاه داخل گنبد یا لایه و گردش آب داخل چاه برای انحلال نمک انجام می‌شود. ایجاد حفره داخل گنبد و لایه‌های نمکی بسیار گران تمام می‌شود ولی در صورت ایجاد آن نرخ تولید گاز بسیار بالا بوده و همچنین نیاز به گاز پایه بسیار کمی وجود دارد. که تقریبا در حدود ۳۰ ٪ از کل گاز تزریقی را تشکیل می‌دهد [۲].

در حفره‌های نمکی، گاز طبیعی سرد می‌شود و بنابراین حجم آن کاهش می‌یابد تا اندازهٔ میدان یا مخزن ذخیره‌سازی کمتر شود و در نتیجه مقدار آب نمکی که باید خارج گردد کاهش می‌یابد. این غارها برای ذخیره‌سازی گاز بسیار مناسب می‌باشند زیرا نمک به خودی خود یک ماده آب‌بندی کننده است که مانع خروج گاز می‌شود و گاز را به‌راحتی درون حفره‌ها نگه می‌دارد. همچنین نمک دارای خواصی است که آن را برای ذخیره‌سازی گاز مناسب می‌سازد که این خواص عبارتند از [۵]:

1. Collector Wells

Archive of SID
www.SID.ir

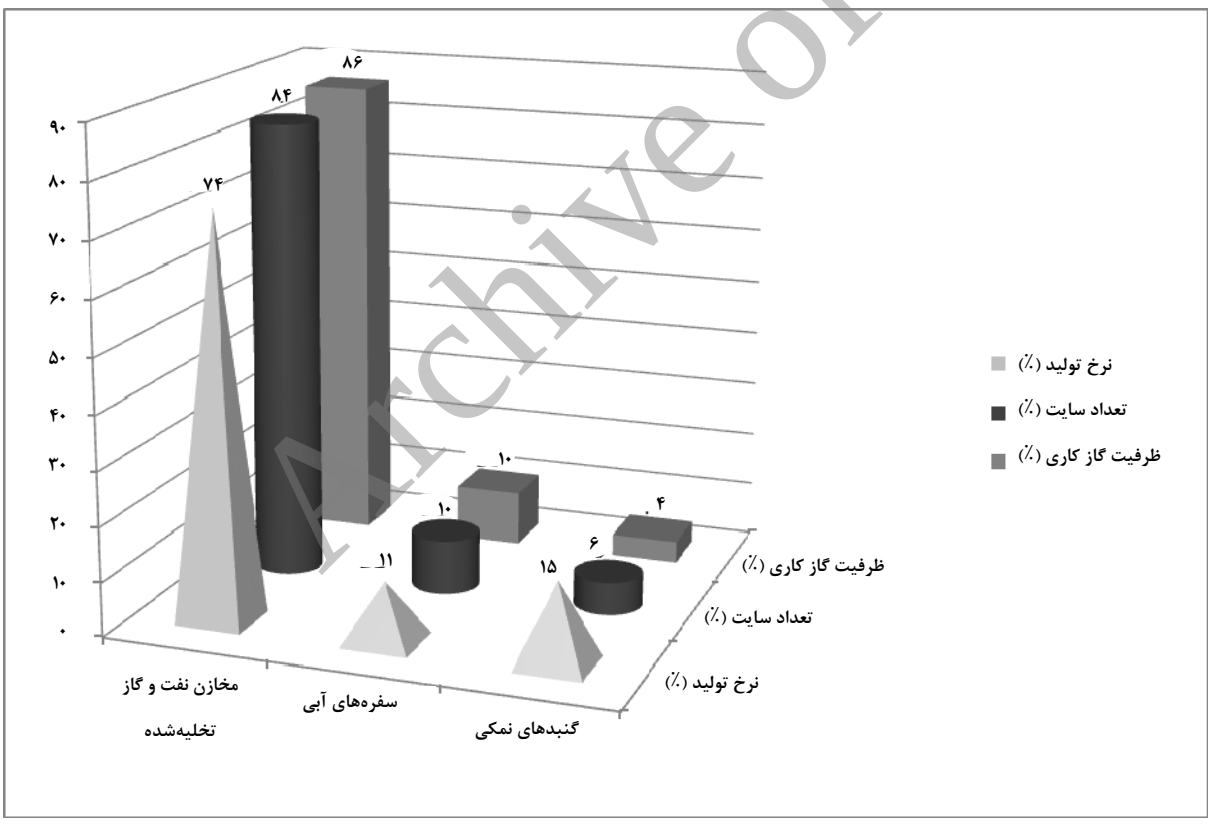
- سخت و محکم بودن نمک
- غیر قابل نفوذ بودن نمک در برابر گازها و مایعات
- نمک مانند پلاستیک عمل می‌کند و باعث بسته شدن منافذ می‌گردد.

حفره‌های نمکی، قابلیت تحویل دهی بالایی دارند و در زمان اندک می‌توان گاز را از آن‌ها خارج کرد. بعلاوه به راحتی می‌توان گاز را در آنها تزریق کرد. در مواقع ضروری اپراتور می‌تواند از حالت تزریق به حالت استخراج و یا بالعکس شیفت کند و این‌کار در طی کمتر از ۳۰ دقیقه قابل انجام است، یعنی حفره‌های نمکی در کمتر از نیم ساعت پس از صدور فرمان شروع عملیات به مرحله تولید می‌رسد که برای استفاده‌های فوری و کوتاه مدت بسیار مفید می‌باشد. همچنین این مخازن را سریع‌تر از دو نوع دیگر می‌توان مجددا پر کرد. با این اوصاف از غارهای نمکی می‌توان در مواقع اوج مصرف به‌راحتی استفاده کرد و عرضه و تقاضا را تنظیم نمود[۵و۲].

همانطور که در شکل (۱) مشاهده می‌شود مخازن تخلیه شده از نظر ظرفیت ذخیره گاز و نرخ تولید بهتر از دو نوع دیگر می‌باشند. همچنین با وجود اینکه تعداد مخازن نمکی و حجم گاز ذخیره‌شده در آنها از بقیه کمتر است، نرخ تولید مخازن موجود در گنبدها و لایه‌های نمکی بیشتر از مخازن آبی می‌باشد [۲].

۵- معرفی قسمت‌های مختلف یک سایت ذخیره‌سازی

به‌طور کلی یک پروژهٔ ذخیره‌سازی دارای دو فاز اصلی است که شامل فاز تزریق، فاز تولید[1]، می‌باشد. در فاز تزریق، گاز توسط خط لوله از پالایشگاه به سایت منتقل می‌گردد و پس از عبور از کمپرسورها و خنک‌کننده‌ها برای تزریق آماده می‌شود. در مرحله تولید گاز استخراجی از مخزن ذخیره‌سازی پس از عبور از صافی‌های مخصوص و نم‌زدایی به خط لوله برگردانده می‌شود.



شکل ۱- مقایسه سه نوع مخزن ذخیره گاز طبیعی [۲]

1. Injection/Withdrawal

Archive of SID
www.SID.ir

۵-۱ چاه‌های تزریق و تولید

از این چاه‌ها هم برای تزریق و هم برای تولید استفاده می‌شود. برای افزایش سرعت تزریق و تولید حتی‌الامکان سعی می‌شود در بخش مخزن، چاه به صورت افقی حفاری گردد تا موجب افزایش سطح تماس چاه با سازند گردد. برای ذخیره گاز در مخازن آب زیرزمینی از چاه‌های دیگری برای تخلیه آب مخزن استفاده می‌شود که اکثرا به صورت عمودی حفاری می‌شوند.

۵-۲ تجهیزات سرچاهی

این تجهیزات شامل قسمت‌های سرچاهی، لوله‌های جداری، لوله‌های تولید، شیرها و اتصالات و غیره می شود که همگی می‌بایست با فشاری برابر با ۱/۵ برابر حداکثر فشار در سرچاه آزمایش شده باشند از طرف دیگر خطوط لوله‌ای که به چاه منتهی می‌شوند همگی می‌بایست مجهز به شیرهای دستی در سر چاه برای باز و بسته شدن توسط اپراتور باشند.

۵-۳ جداسازها[1]

از این تجهیزات برای کاهش تدریجی فشار و جداسازی فاز گاز از مایع استفاده می‌شود.

۵-۴ خنک‌کننده[2]

متراکم کردن گاز در کمپرسورها موجب افزایش دمای آن می‌شود که این امر موجب تسریع در واکنش‌های جنبی گاز و افزایش خوردگی می‌گردد. برای جلوگیری از این امر گاز را بلافاصله پس از عبور از کمپرسور توسط کندانسور خنک می‌کنند.

۵-۵ کمپرسور

از کمپرسورها برای افزایش فشار گاز جهت تزریق در مخزن استفاده می‌شود.

۵-۶ تجهیزات نم‌زدایی[3]

یکی از مشکلات ذخیرهٔ گاز مخصوصا در مخازن آبی مساله آب همراه می‌باشد که باعث افزایش افت فشار و تشکیل ذرات یخ و همچنین خوردگی می‌شود. لذا با استفاده از تجهیزات نم‌زدایی، آب همراه گاز را جذب می‌کنند.

1. Separators
2. Cooler
3. Dehydration

۵-۷ مصرف‌کننده

گاز استخراجی برای مصرف به شبکه گاز شهری یا نیروگاه‌ها منتقل می‌شود. برای فروش گاز استخراجی توسط خطوط لوله گاز را به ترمینال‌های صادرات منتقل می‌کنند.

۵-۸ لایه مخزن

این لایه می‌تواند یک مخزن گاز تخلیه شده و یا یک مخزن آب زیرزمینی باشد که گاز با فشار به درون آن تزریق می‌شود.

۵-۹ لایه پوشش

این لایه نفوذناپذیر و مقاوم از فرار گاز جلوگیری می‌کند و موجب ذخیره گاز در مخزن می‌شود. قبل از تزریق گاز می‌بایست مقاومت کششی سنگ پوشش تعیین گردد تا حداکثر فشار قابل تحمل مخزن مشخص شود.

۵-۱۰ لایه‌های رویی

فشار گاز متراکم در مخزن می‌بایست با فشار استاتیکی این لایه‌ها در تعادل باشد لذا می‌بایست با استفاده از اطلاعات نمودارگیری، چگالی این لایه‌ها به‌خوبی شناسایی شود تا حداکثر فشار قابل تحمل مخزن تعیین گردد.

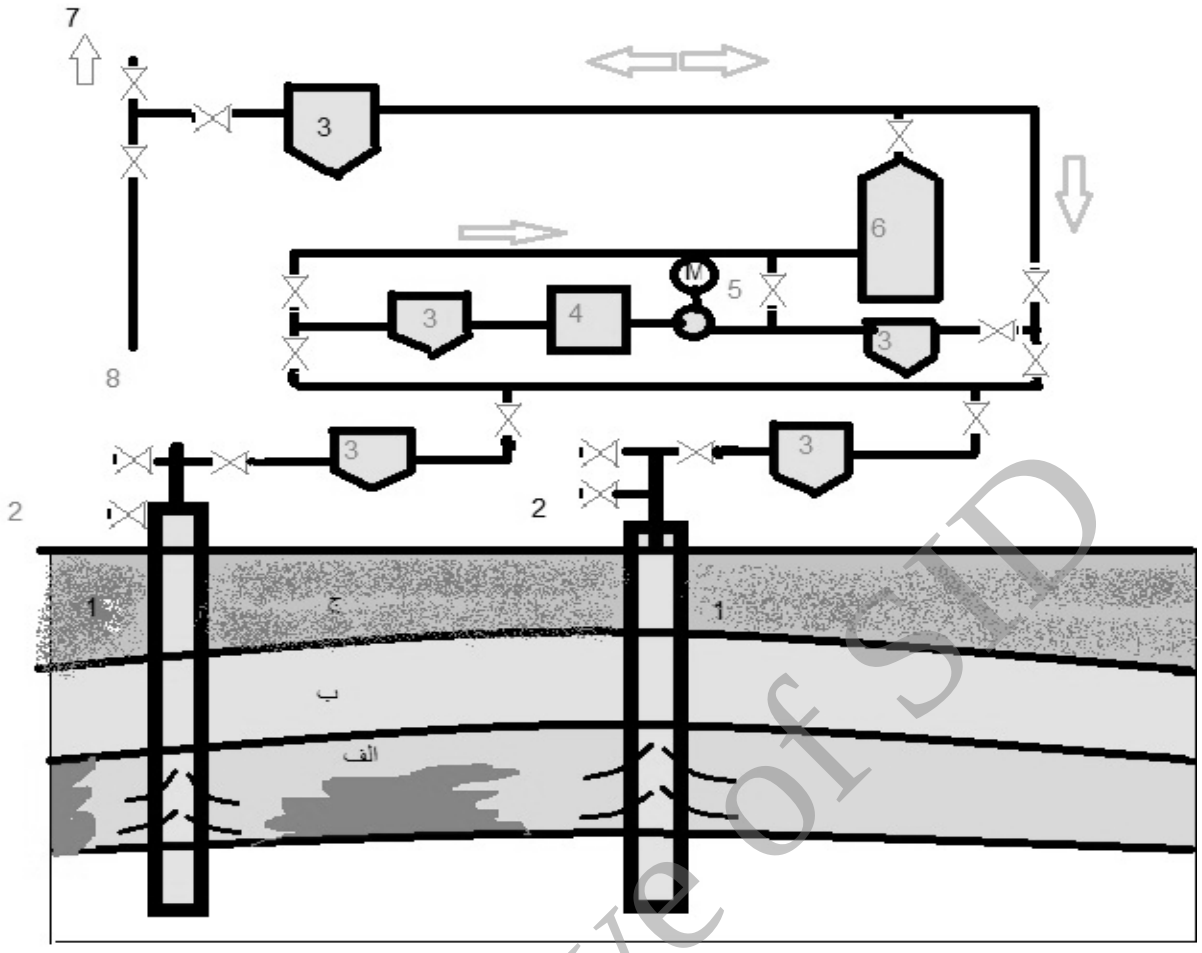
۶- معیارهای طراحی مخازن زیرزمینی ذخیره گاز طبیعی [۲]

۶-۱ رفتار گاز در مخزن

قبل از هر چیز می‌بایست رفتار گاز در مخزن، کاملا شناخته شود. برای این امر می‌بایست مشخصات فیزیکی مخزن از قبیل مساحت، ارتفاع، نفوذپذیری مطلق و نسبی، تخلخل موثر و خواص ترشوندگی مخزن توسط نمودارگیری چاه آزمایی و روش‌های لرزه‌نگاری به خوبی شناسایی گردد. همچنین می‌بایست تغییرات ظرفیت ذخیره گاز در مخزن نسبت به فشار مخزن به صورت نمودارهای (p/z) و محاسبات موازنه جرم کاملاً شناخته شود. شناسایی موارد بالا در مورد مخازن تخلیه شده نسبت به مخازن زیرزمینی آب به مراتب آسان‌تر است، زیرا بررسی‌های نمودارگیری و چاه‌آزمایی بر روی این مخازن قبلا انجام شده و رفتار گاز در این مخازن نسبت به فشار در هنگام بهره‌برداری مشاهده شده است.

Archive of SID

www.SID.ir



شکل ۲- قسمت‌های مختلف یک سایت ذخیره‌سازی زیرزمینی: ۱- چاه تزریق و تولید ۲- تجهیزات سرچاهی ۳- تجهیزات جداسازی ۴- خنک‌کننده ۵- کمپرسور ۶- تجهیزات نم‌زدایی ۷- مصرف‌کننده ۸- خطوط انتقال (الف) مخزن ذخیره (ب) سنگ پوشش (ج) لایه‌های رویی [۲]

۲-۶ اطمینان از عدم نشت گاز از مخزن

یکی از خطرات احتمالی تزریق گاز در مخازن زیرزمینی نشت گاز از مخزن و نفوذ آن به درون سفره‌های آب شیرین زیرزمینی است. در اثر افزایش حجم گاز تزریقی و به دنبال آن افزایش فشار مخزن احتمال فرار گاز از طریق لوله جداری (سیمانکاری ناقص) یا از شکاف‌های ایجاد شده در سنگ پوشش وجود دارد. تعدادی از پروژه-های ذخیره‌سازی به علت مهاجرت گاز و آلوده کردن سفره آب زیرزمینی متوقف شده‌اند. بنابراین قبل از تزریق گاز به درون مخزن می‌بایست حداکثر فشار قابل تحمل مخزن تعیین گردد. لذا می-بایست استحکام سنگ پوشش با استفاده از روش‌های لرزه‌نگاری و آزمایش‌های مکانیکی سنگ تعیین گردد. پس از محاسبه فشار تحمل سنگ مخزن و سنگ پوشش باید توجه شود که فشار میانگین مخزن حتی برای مدت کوتاهی از ۹۰ ٪ این فشار بیشتر نشود. بنابراین برای کسب مجوز حفرچاه و تزریق گاز در مخزن لازم است ابتدا با استفاده از نمودارگیری موقعیت دقیق عمیق‌ترین سفره آب زیرزمینی را مشخص کرده گزارشی کامل از مجموعه آزمایش‌های انجام شده برروی لوله‌های جداری و وضعیت سیمان پشت لوله جداری ارائه شود.

در مخازن تخلیه‌شده این نمودارها و اطلاعات، کمابیش در دسترس می‌باشند ولی در مورد مخازن آبی این اطلاعات از چاه حفرشده برای تزریق به‌دست می‌آید که این امر یکی از محدودیت‌های ذخیره گاز در مخازن آبی می‌باشد.

Archive of SID
www.SID.ir

۶-۳ اطمینان از تحویل‌دهی

قبل از اجرای یک پروژه ذخیره‌گاز و صرف هزینه برای احداث تجهیزات سطحی و متراکم کردن گاز باید از توانایی تولید مخزن در مواقع حداکثر مصرف اطمینان حاصل شود، زیرا هزینه‌های فاز تزریق می‌بایست با درآمد حاصل از فروش گاز در مواقع افزایش قیمت و تقاضا متعادل گردد.

- مسئله مهم دیگر در هنگام تولید، مشکل آب همراه است که موجب مشکلات زیر می‌شود:
  - افت فشار در لوله‌ها
  - خوردگی قسمت‌های فلزی
  - تشکیل ذرات یخ در مسیر
  - نیاز به تجهیزات نم‌زدایی پیچیده

لذا این امر یکی دیگر از محدودیت‌های ذخیره گاز در مخازن زیرزمینی آبی می‌باشد درحالی که در مخازن گاز تخلیه‌شده مشکل آب همراه وجود نداشته و تا حد زیادی از قابلیت تولید مخزن در هنگام تحویل‌دهی اطمینان وجود دارد. لذا ذخیره گاز در مخازن زیرزمینی آب در صورتی مقرون‌به‌صرفه می‌باشد که از یک طرف بازار مناسب در هنگام تولید وجود داشته باشد و از طرف دیگر مخزن گاز تخلیه شده در منطقه وجود نداشته باشد.

۷- نظارت بر عملکرد مخازن زیرزمینی

اهداف نظارت بر ذخیره‌سازی را می‌توان به موارد زیر خلاصه کرد:

- اطمینان از همگامی رفتار مخزن با مدل پیش‌بینی شده،
- کاهش عدم قطعیت‌های همراه با پارامترهای مخزن،
- کنترل رفتار سنگ‌پوش مخزن،
- بررسی امکان افزایش ظرفیت عملیاتی مخزن.

به طور معمول پارامترهای اندک مورد بررسی در بخش نظارت بر تولید و رفتار مخزن عبارتند از: حجم روزانه تزریق، حجم موجود گاز همزاد در مخزن، خصوصیات سیال برداشت شده و تزریقی، فشار و دمای تزریق، سطح تماس گاز، آب و نحوه توزیع گاز در جای مخزن.

۸- موقعیت جغرافیایی مناسب سایت‌های ذخیره‌سازی

در صورت وجود مخازن مناسب زیرزمینی متعدد در منطقه برای انتخاب بهترین گزینه ملاک‌های مهمی وجود دارند که باید درنظر گرفته شوند. مسلماً انتخاب برمبنای حداقل هزینه مربوط به انتقال گاز و تجهیزات به سایت و از طرف دیگر نزدیکی به بازار مصرف می‌باشد. لذا برای انتخاب محل مناسب می‌بایست موقعیت سایت نسبت به موارد زیر درنظر گرفته شود [۲]:

- خطوط انتقال گاز
- بازارهای اصلی فروش
- نیروگاه‌های تولید برق
- مراکز مصرف داخلی (شهرها)
- ترمینال‌های ال ان جی

۹- نتیجه‌گیری

با توجه به فاصله زیاد مراکز تولید و مصرف گاز طبیعی در ایران و همچنین نوسانات فصلی شدید مصرف گاز، بکارگیری روشی جهت به حداقل رساندن مشکلات احتمالی ضروری به‌نظر می‌رسد. مخازن زیرزمینی ذخیره‌سازی گاز در ایران با توجه به موقعیت جغرافیایی خوبی که دارند می‌توانند مشکلات مصرف گاز در ایران را حل نمایند همچنین ایجاد مخازن زیرزمینی ذخیره‌سازی گاز طبیعی به عنوان بخشی از ذخایر استراتژیک به عنوان مساله روز کشور روند رو به رشدی خواهد داشت. این ذخایر در تأمین بار مازاد انرژی مورد نیاز کشور در فصول پرمصرف، عمل به تعهدات بین‌المللی مطابق برنامه، تأثیرگذاری بیشتر در بازارهای جهانی انرژی، نقش مهمی بازی می‌کنند.

تبدیل یک مخزن گاز یا نفت تخلیه شده به مخزن ذخیره‌سازی گاز طبیعی ساده‌تر و ارزان‌تر از سایر روش‌های مورد بررسی است و همچنین حجم ذخیره‌سازی بیشتری در اختیار دارد. حفره‌های نمکی، قابلیت تحویل‌دهی بالایی دارند و در زمان کم می‌توان گاز را از آنها خارج کرد. بعلاوه به‌راحتی می‌توان گاز را در آنها تزریق کرد. مخازن آب زیرزمینی گران‌ترین نوع مخزن ذخیره گاز طبیعی می‌باشند زیرا ویژگی‌های ژئوفیزیکی آنها به‌درستی شناخته‌شده نیست، لذا هزینه زیادی صرف امکان‌سنجی برای انجام پروژه می‌شود.

Archive of SID

www.SID.ir

مراجع

[۱] ترازنامه انرژی سال ۱۳۸۷، ایران، وزارت نیرو، معاونت امور برق و انرژی، صفحه ۲-۱۲، بهار (۱۳۸۷).

[۲] رضا شاعری، بهنام کوهستانی، حسن دهقان پور، "انواع مخازن زیرزمینی ذخیره گاز طبیعی و معیارهای طراحی آن"، دهمین کنگره ملی مهندسی شیمی ایران، دانشگاه سیستان وبلوچستان، ۲۴ الی ۲۶ آبان، صفحه ۲-۱۲، (۱۳۸۴).

[۳] سارا فرهنگی، بهارک مردانگاهی" ذخیره‌سازی گاز در مخازن زیرزمینی"، ندای گاز، ماهنامه داخلی شرکت ملی گاز ایران، شماره ۴۶و۴۷ (۱۳۸۹).

[۴] رضا آذین" ذخیره‌سازی گاز طبیعی در مخازن تخلیه شده نفت و گاز زیرزمینی"، مجله مهندسی شیمی ایران، صفحه ۴۶-۴۷، سال هشتم، شماره چهلم (۱۳۸۸).

[۵] حمید گنجی، حسین رحیمی‌فرد، کامبیز صدقیانی‌زاده، حسین بریجانیان" روش‌های مختلف ذخیره‌سازی گاز برای استفاده در زمان اوج مصرف"، اولین همایش ملی تخصصی گاز ایران، دانشگاه شیراز ۸ و۹، صفحه ۲-۶، آبان (۱۳۸۶).

[6] Statistical Review of World Energy, BP, London, UK, Avalible from http://www.bp.com, (2010).

[۷] ترازنامه هیدروکربوری کشور، بخش ۳-۷، صفحه ۴-۱۲، سال (۱۳۸۹).

[۸] ندای گاز، ماهنامه داخلی شرکت ملی گاز ایران، صفحه ۶-۷، شماره ۶۶، خرداد (۱۳۸۹).

Archive of SID

www.SID.ir