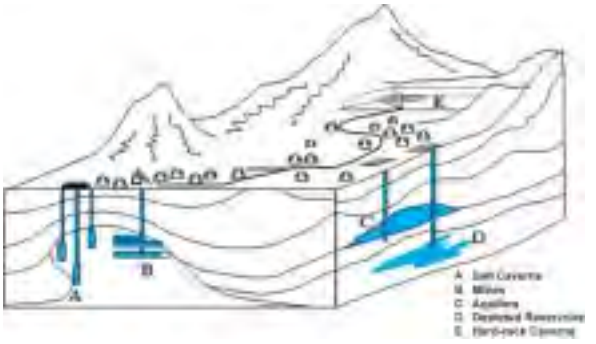
اقتصاد انرژی
شماره ۱۱۷-۱۱۶ - تیر و مرداد ماه ۱۳۸۸



گسترش ذخیره‌سازی گاز طبیعی در قرن بیستم

وحید خانی، ایمان فرزاد، سید تقی ابطحی

تاریخچه

پس از آن که در صده گذشته مصرف کنندگان سوخت‌های فسیلی به مزایای گاز طبیعی بعنوان حامل انرژی ارزان قیمت پی بردند، بتدریج بر کاربردهای گاز در بازار مصرف افزوده شد. شاید بتوان گفت که در این زمان بود که فکر استفاده از مخازن زیرزمینی و ذخیره‌سازی این منابع جهت عرضه در مواجهه با تقاضای رو به رشد بازار مصرف، مورد توجه تأمین کنندگان گاز قرار گرفت.

اولین تجربه موفق در ذخیره‌سازی گاز در سال ۱۹۱۵ از طریق استفاده از یک مخزن تخلیه شده گازی در انتاریو (کانادا) اجرا شد. پس از آن در سال ۱۹۱۶ میدان Zoar در ایالت نیویورک - که در سال ۱۸۸۸ کشف شده بود- با ظرفیت ذخیره سازی ۱۷ میلیون مترمکعب تبدیل به مخزن ذخیره گاز طبیعی شد که هم‌اکنون نیز مورد استفاده قرار می گیرد. توسعه مخازن ذخیره زیرزمینی گاز (Gas Storage Underground) از اواخر دهه ۳۰ قرن گذشته رشد پیوسته‌ای داشته است. گرچه تمامی پروژه‌ها بر روی میادین تخلیه شده قدیمی نفت و گاز اجرا می شد، ولی اولین پروژه استفاده از مخازن آبی[1] به عنوان نوع دوم UGS در ایالت ایلی نویز آمریکا در سال ۱۹۵۳ به ظرفیت ۳۰۰ میلیون مترمکعب مورد بهره‌برداری قرار گرفت.

در سال ۱۹۵۶ اولین تجربه استفاده از UGS در نیمکره شرقی در کشور فرانسه و در یک مخزن آبی به اجرا در آمد. نوع دیگری از مخازن ذخیره گاز در سال ۱۹۵۹ در یک معدن متروکه[2] در کلرادو آمریکا مورد استفاده قرار گرفت. از این سال به بعد کشور روسیه نیز به ذخیره‌سازی گاز در مخازن زیرزمینی روی آورد و بتدریج بر تعداد و ظرفیت آن‌ها افزود. اولین استفاده از گنبدهای نمکی[3] به عنوان مخازن زیرزمینی گاز در سال ۱۹۶۴ همزمان در کانادا و ارمنستان آغاز شد و تاکنون نیز ادامه دارد. (جدول ۱)

دهه ۷۰ میلادی رویکرد کشورهای مختلف به‌ویژه روسیه به این امر، باعث افزایش ظرفیت جهانی

ذخیره‌سازی گاز شد. در سال ۱۹۷۹ بزرگ‌ترین مخزنی که تاکنون به عنوان UGS مورد استفاده قرار گرفته، در میدان تخلیه شده هیدروکربوری «استاروپوسکف» روسیه به ظرفیت عملیاتی ۲۳/۸ میلیارد مترمکعب به بهره‌برداری رسید. در حدود ۸۲۰ حلقه چاه در این میدان وجود دارد و ۱/۸ میلیارد مترمکعب از ظرفیت این میدان هنوز بهره‌برداری نشده است. دومین مخزن ذخیره گاز در جهان در اکراین قرار دارد که به ظرفیت عملیاتی ۱۷ میلیارد مترمکعب در سال ۱۹۹۰ مورد بهره‌برداری قرار گرفت. با این همه در سال‌های پایانی دهه ۹۰ میلادی و پس از آن، روند توسعه UGS دچار کاهش محسوسی شده است. (شکل-۱)

نقش ذخیره‌سازی گاز در زنجیره تولید

در دهه‌های اخیر بر نقش ذخیره‌سازی گاز به منظور مقابله با نوسانات مصرف گاز طبیعی در فصول مختلف سال و همچنین جبران توقف‌های احتمالی تولید و یا حفظ ذخایر استراتژیک افزوده شده است. نقش ذخیره‌سازی در زنجیره تأمین گاز با توجه به موارد زیر مشخص می‌شود؛

۱- تراز نمودن و ایمن ساختن عرضه: مدیریت عوامل خارجی وارده بر تقاضا معمولاً از عهده تولیدکنندگان خارج می‌شود و همین امر امنیت عرضه را به مخاطره می‌اندازد. مخازن زیرزمینی گاز می‌توانند در صورت بروز بحران یا افزایش مصرف، امنیت بازار را با عرضه مناسب تأمین کنند.

۲- با توجه به وجود ظرفیت تولید در فصول گرم سال، لزوم بهره‌برداری از این منابع عرضه با توجه به مقرون به صرفه بودن خرید گاز (در بازارهای بین‌المللی) برجسته‌تر می‌شود.

به طور خلاصه می‌توان نقش UGS را در کوتاه مدت اطمینان از میزان گاز تولیدی جهت مواجهه به بروز مشکلات ناخواسته و در بلندمدت عرضه مطمئن جریان گاز و هدایت سرمایه‌گذاری جهت توسعه منابع مورد نیاز تولید برشمرد.

ارزیابی عملکرد مخازن ذخیره‌سازی گاز

ارزیابی عملکرد و کارایی انواع مخازن کاندیدای طرح ذخیره‌سازی گاز با توجه به سه پارامتر اصلی زیر صورت می‌گیرد:

۱- توانایی انباشت گاز

ذخیره گاز به حجمی از گاز گفته می‌شود که در لایه مخزنی به دو صورت گاز همزاد و غیرهمزاد موجود باشد. گاز همزاد که بخشی از آن غیرقابل بازیافت است، در مخزن ذخیره‌سازی گاز باقی می‌ماند و مورد نیاز جهت تخلیه و برداشت گاز غیرهمزاد را فراهم می‌کند. گاز غیر همزاد برداشت شده در ماه‌های سرد سال در هر سال توسط تزریق در فصول گرم جایگزین می‌شود.

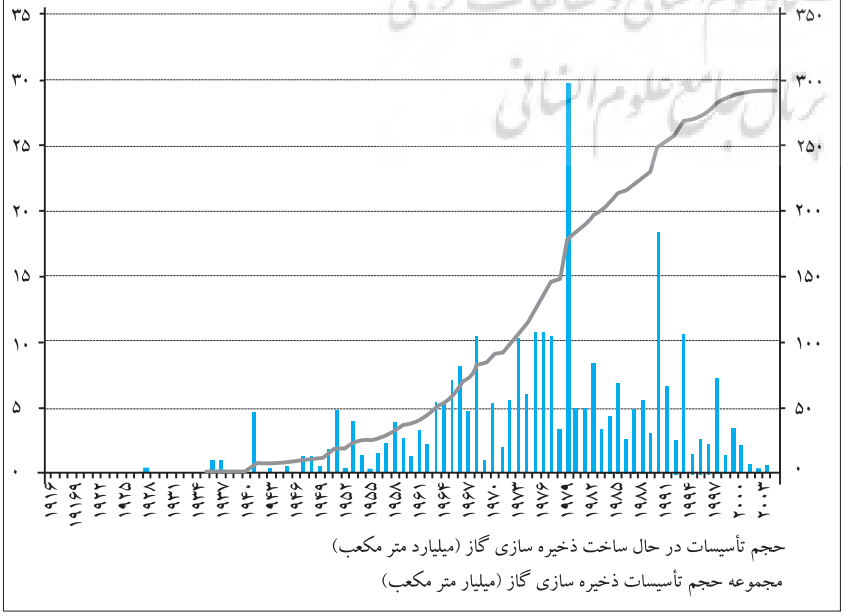
۲- عدم مهاجرت گاز

عوامل زیادی در مهاجرت گاز از مخزن ذخیره‌سازی گاز مؤثرند که از جمله آنان می‌توان به مواردی چون، گرادیان فشار، تراوایی سنگ مخزن، نوع پوشش سنگ، ساختار هندسی و زمین‌شناسی مخزن، وجود شکستگی‌ها و گسل‌های میدان و شرایط عملیاتی اشاره کرد.

۳- قابلیت تولید

این پارامتر که توانایی مخزن جهت تحویل و تولید گاز ذخیره شده را نشان می‌دهد، وابستگی زیادی به فشار مخزن

شکل۱: روند احداث تاسیسات ذخیره‌سازی گاز در جهان



حجم تأسیسات در حال ساخت ذخیره سازی گاز (میلیارد متر مکعب)

مجموعه حجم تأسیسات ذخیره سازی گاز (میلیارد متر مکعب)

جدول-۱: توزیع انواع مخازن زیرزمینی گاز در جهان

نوع	تعداد	حجم ذخیره عملیاتی (میلیاردمترمکعب)	حداکثر برداشت (میلیون مترمکعب در روز)	سهم برداشت
مخازن تخلیه شده نفتی/گازی	٤٥٢	٢٤٨.٢٧٦	٣٥٢٤.٢٠٨	٪٧١.٤
مخازن آبی	٨٦	٤١.٨٤١	٦٦٠.٠٩٦	٪١٣.٤
گنبد نمکی	٦٥	١٣.٠٥٨	٧٤٨.٤٨٨	٪١٥.٢
معادن متروکه	٢	٠.٠٦	٦.١٩٢	٪٠.١
مجموع	٦٠٥	٣٠٣.٢٣٥	٤٩٣٨.٩٨	٪١٠٠

دارد که خود نیز تابعی از میزان گاز ذخیره شده در مخزن (inventory) است.

ویژگی‌های مخازن زیرزمینی ذخیره‌سازی گاز

مخازن ذخیره‌سازی به طورعمده بر اساس نوع خدماتی که ارائه می‌دهند طبقه‌بندی می‌شوند. مخازن با حجم پایه (base load) گونه‌ای از این مخازن هستند که با نرخ تخلیه نسبتاً یکسان در تمام طول سال مورد بهره برداری قرار می‌گیرند. گونه دیگر این نوع مخازن که به منظور تأمین نیاز شدید مصرف گاز در زمان‌های کوتاه سال طراحی شده‌اند به مخازن پیک زدا معروف هستند.

دو ویژگی اساسی یک UGS که معمولاً بر سایر مؤلفه‌های تصمیم گیری اثرگذار هستند، عبارتند از: حجم عملیاتی که می‌تواند بصورت درصدی از کل ظرفیت UGS ارائه شود و دیگری حداکثر ظرفیت برداشت که بصورت حجم گاز تولیدی در روز بیان می‌شود. نسبت این دو ویژگی بیانگر تعداد روزهایی است که می‌توان با حداکثر ظرفیت از مخزن گاز برداشت نمود. حجم گاز ذخیره در UGS بسیار متفاوت است. در حالی که مخزن آلمن هاسن در آلمان تنها ۳۰ هزار مترمکعب ظرفیت عملیاتی دارد، مخزن استاروپولسکف در روسیه با قابلیت ذخیره ۲۳/۸ میلیارد مترمکعب بزرگ‌ترین UGS در جهان شناخته شده است.

پراکندگی انواع مخازن زیرزمینی گاز در جهان

در حال حاضر ۶۰۵ مخزن ذخیره زیرزمینی گاز در ۳۳ کشور جهان با ظرفیت ذخیره سازی ۳۰۳ میلیارد مترمکعب در حال فعالیت هستند. به طور خوشبینانه می‌توان گفت که حداکثر میزان برداشت از این مخازن ۴/۹۸ میلیارد مترمکعب در روز است که جوابگوی ۶۷ درصد نیاز روزانه جهان به گاز است.(جدول-۲)

میادین تخلیه شده نفتی یا گازی گزینه‌های مناسب‌تری جهت اجرای طرح‌های ذخیره‌سازی شناخته شده‌اند. هزینه‌های توسعه کمتر (با توجه به چاه‌ها و تأسیسات و خطوط لوله موجود) زمان کوتاه‌تر جهت دستیابی به بهره‌برداری اولیه و واقع شدن میادین در نواحی توسعه‌یافته، سبب شده تا حدود ۸۲ درصد ذخیره جهانی در این نوع میادین باشد. پراکندگی این نوع مخازن مورد استفاده در مناطق مختلف جهان متفاوت است. آمریکای شمالی و اروپای شرقی به ترتیب با ۴۱ درصد و ۳۸ درصد بیشترین حجم گاز ذخیره شده در این مخازن را به خود اختصاص داده‌اند. بررسی حجم ذخیره عملیاتی این مخازن بیانگر حجم متوسط ۵۵۰ میلیون مترمکعب به ازای هر مخزن اجرا شده در میادین تخلیه شده هیدروکربوری است.

مخازن سفره‌های آب زیرزمینی نیز در صورتی وجود یک پوش سنگ نفوذناپذیر در بخش فوقانی آن، قابلیت تبدیل به مخزن ذخیره‌سازی گاز را خواهند داشت. علی‌رغم این که زمین‌شناسی انواع مخازن هیدروکربوری و سفره‌های آبی یکسان است، ولی کاربرد اینگونه مخازن جهت ذخیره‌سازی نیازمند حجم بیشتر گاز غیرهمزاد و نظارت و کنترل دقیق‌تری بر عملکرد مخازن در سیکل‌های برداشت و تزریق است. همچنین در اینگونه مخازن نرخ تخلیه وابستگی زیادی به فعالیت (سفره آبی) میدان خواهد داشت.

در گنبدهای نمکی بسته به حجم عملیاتی گاز می‌توان با حجم اندک گاز همزاد به نرخ‌های بالای تزریق و تخلیه دست یافت. سازنده‌های نمکی در مقایسه با مخازن هیدروکربوری تخلیه شده از هزینه بالاتری برخوردار هستند. به عبارت دیگر هزینه واحد تمام شده (دلار به ازای

هر فوت مکعب گاز ذخیره شده)این مخازن نسبت به هزینه واحد مخازن هیدروکربوری بالاتر است، هر چند قابلیت تخلیه متعدد در طول سال، نرخ هزینه واحد تمام شده این مخازن را کاهش می دهد.

وضعیت ذخیره‌سازی گاز در مخازن زیرزمینی

ظرفیت تولید گاز در هر کشور به وضعیت منابع تولید گاز بستگی دارد و از سوی دیگر نیاز مصرف گاز به میزان جمعیت، درجه توسعه اقتصادی کشور و نیاز صنایع به انرژی وابسته است. از آنجایی که نقش ذخیره سازی، تنظیم تقاضای مصرف گاز ماورای توان تولید است، در این بررسی حداکثر ظرفیت برداشت از UGS با مصرف گاز هر کشور مقایسه شده است. در اینجا با فرض وجود تأسیسات ذخیره‌سازی در میدان گازی سراجه موقعیت ایران در بین سایر کشورها مقایسه شده است. همانطور که در شکل ۲ - نشان داده شده کشورهایی که در سمت چپ محور مرکزی نمودار (که بصورت خط چین نشان داده شده) واقع شده‌اند، میزان ظرفیت برداشت آن‌ها از منابع UGS بیشتر از متوسط مصرف روزانه آن‌هاست. به همین نوبه کشورهایی که در سمت راست واقع شده‌اند، متوسط مصرف روزانه آن‌ها بالاتر از ظرفیت برداشت آن کشورها از منابع UGS است.

باید توجه داشت که ظرفیت برداشت گاز از منابع UGS با توجه به سیکل های تزریق و برداشت تعیین می شود و بصورت رایج در نیمی از سال این تأسیسات قادر به تأمین گاز مورد نیاز بازار خواهند بود. بنابراین برای مقایسه صحیح، بطور قراردادی نیمی از حداکثر ظرفیت برداشت از UGS را بعنوان منبع تأمین کننده گاز در نظر گرفته‌ایم تا براساس متوسط مصرف روزانه گاز هر کشور، سهم UGS در عرضه گاز مشخص شود.

همان گونه که در شکل-۳ مشخص است، متوسط این پارامتر در بین کشورهای جهان عدد ۰/۳۳ است. اگر براساس آمار مصرف در سال ۲۰۰۴ و پارامتر استخراج شده قضاوت کنیم، بایستی ظرفیت برداشت از منابع UGS برای ایران ۱۷۰ میلیون مترمکعب در روز تعیین شود. حال آن که مصارف گاز طبیعی در ایران در سال ۸۵ (به جز صادرات) رقم ۳۱۱/۲ میلیون مترمکعب در روز بوده که نسبت به مصرف ۲۵۶

جدول-۲: حجم متوسط ذخیره عملیاتی گاز در مخازن زیرزمینی کشورهای جهان

کشور	تعداد UGS	متوسط حجم عملیاتی UGS (میلیون مترمکعب)
روسیه	۲۱	۳۰۲۵.٤
اکراین	۱۳	۲٤٥۲.۳
ایتالیا	۱۰	۱۷٤۱.٥
هلند	۳	۱٦٦٦.۷
بریتانیا	٤	۸۱٦.۸
فرانسه	۱٥	۷۷٦.۲
مجارستان	٥	۷۲۲.۰
اتریش	٤	۷۰٥.۰
رومانی	٥	٤٦۰.۰
آلمان	٤۲	٤٥٦.٦
جمهوری چک	۸	۳٦۱.٤
کانادا	٤۹	۳۰۲.٤
آمریکا	۳۷۸	۲٦٦.۸
لهستان	٦	۲٥۹.۳
استرالیا	٤	۲۳۳.٥
ژاپن	٤	۱۳٥.٥

میلیون مترمکعب در روز در سال ۸۳(۲۰۰۴ میلادی) رشد قابل ملاحظه ای (در حدود ۲۲ درصد) نشان می دهد.

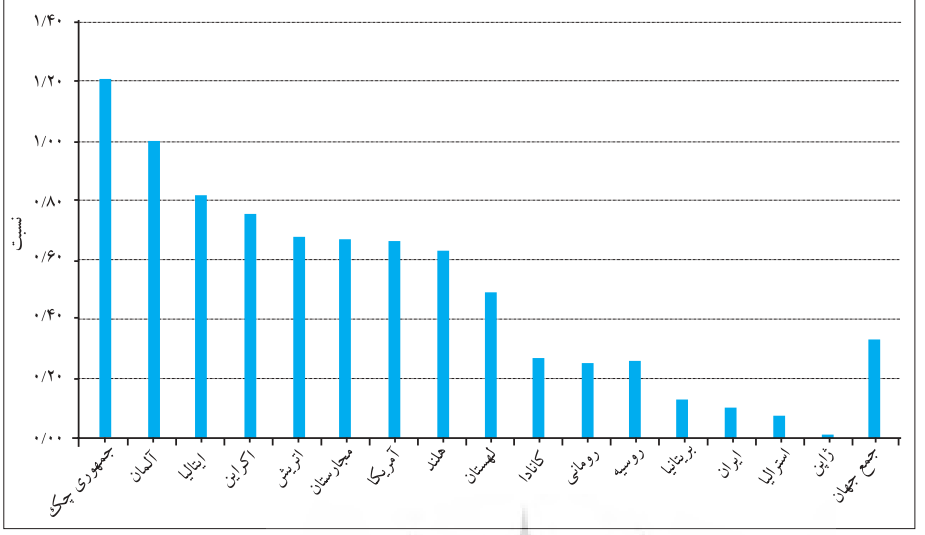
توسعه مخازن زیرزمینی گاز در جهان

با توجه به نقشی که گاز طبیعی در بازار انرژی پیدا کرده و نیز رشد ۴ درصدی سالانه مصرف گاز در جهان، توسعه منابع فعلی و ایجاد مراکز جدید UGS امری اجتناب ناپذیر است. در این بخش به بررسی اجمالی طرح های توسعه مخازن زیرزمینی گاز در جهان می پردازیم. ظرفیت عملیاتی ذخیره گاز در انواع UGS در حال حاضر و تأسیسات در حال اجرا در شکل-۴ آورده شده است. به جز چند مخزن در حال اجرا در ایران، ترکیه و چین بقیه موارد در اروپا واقع شده‌اند.

ازجمله پروژه‌های مهم و استراتژیک ذخیره‌سازی گاز در ایران می توان به موارد زیر اشاره کرد:

۱- طرح ذخیره سازی گاز در مخزن سراجه میدان قم
۲- طرح ذخیره سازی گاز در مخزن شوریجه D میدان خانگیران
۳- امکان سنجی ذخیره سازی گاز درمیادین باباقیر، بانکول، مختار، البرز، یورتشا و آران
۴- امکان سنجی ذخیره سازی گاز در گنبدهای نمکی کاشان

شکل-۳: مقایسه سهم UGS در تأمین گاز در برخی کشورهای جهان



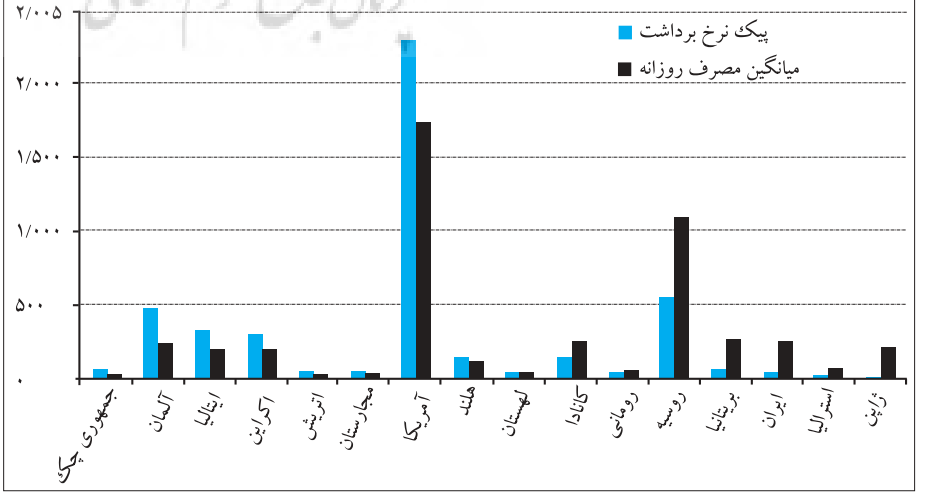
مراحل مختلف انتخاب و طراحی پروژه ذخیره‌سازی گاز طبیعی

اولویت اول در ایجاد یک واحد جدید ذخیره سازی گاز و یا تبدیل ساختارهای مناسب زمین شناسی جهت ذخیره سازی، تأمین نیاز مصرف گاز (ضریب بار load factor که عبارتست از نسبت میزان گاز در اوج مصرف به متوسط سال) با کمترین هزینه است.

با مشخص بودن میزان گاز غیرهمزاد مورد نیاز طراحی پروژه (XMMSCFD)، ابتدا محاسبات مربوط به تعیین میزان گاز همزاد (CUSHION / BASE) مورد توجه قرار می گیرد. این میزان گاز به طور مستقیم به حداکثر فشار لایه مخزنی طی دوره ذخیره سازی مربوط می گردد. از آنجایی که در طراحی ها به طور معمول حجم گاز غیرهمزاد از ابتدا مشخص و یا تخمین زده شده است، با تعیین حجم گاز پایه هر دو فشار حداقلی و حداکثری افق مخزنی در طی هر دوره ذخیره سازی مشخص می شود. سپس می توان با تعیین فشارهای ته چاهی در دو حالت حداقل و حداکثر (زمان پایان دوره برداشت و پایان دوره تزریق) میانگین پتانسیل تولید چاه های میدان و در نهایت تعداد چاه های مورد نیاز جهت ذخیره سازی گاز به میزان XMMSCFD را برآورد کرد.

اخذ اطلاعات جدید در رابطه با توصیف مخزن، تعیین پارامترهای ویژه آن و همچنین نحوه نظارت بر عملکرد و بهبود رفتار مخزن در تمامی مراحل اجرا و بهره برداری از مخازن ذخیره سازی گاز مورد تأکید است. همانند مدیریت مخازن نفت و گاز، مدیریت صحیح UGS نیازمند مدل سازی دقیق مخزن است.

شکل-۲: مقایسه مصرف گاز و ظرفیت برداشت گاز از مخازن زیرزمینی در برخی کشورهای جهان (سال ۲۰۰۴)



نظارت بر عملکرد مخازن زیرزمینی گاز

اهداف نظارت بر UGS را می توان در موارد زیر خلاصه کرد:

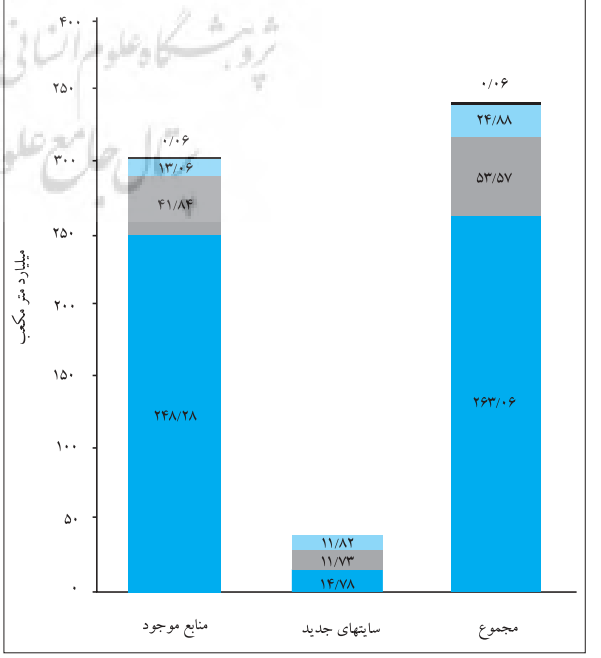
۱- اطمینان از همگامی رفتار مخزن با مدل پیش بینی شده،
۲- کاهش عدم قطعیت های همراه با پارامترهای مخزن،
۳- کنترل رفتار سنگ پوش مخزن
۴- بررسی امکان افزایش ظرفیت عملیاتی مخزن.

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

نتیجه گیری و پیشنهاد

با توجه به سهم گاز در سبد تأمین انرژی کشور، لازم است در یک مطالعه اقتصادی - راهبردی نیاز کشور به منابع ذخیره گاز برآورد و جهت تصمیم گیری های کلان اعلام شود. براین اساس میادین مناسب ذخیره سازی گاز می بایست جهت سرمایه گذاری‌های جدید شناسایی و اعلام شوند. جهت پاسخ گویی مناسب به بازار داخلی، مشتریان بین المللی و تقویت جایگاه ایران در تأمین انرژی جهان، ایجاد مرکز منطقه ای عرضه گاز در ایران (New HUB) با استفاده از شبکه گسترده شمال-جنوب گاز در کشور و تکیه بر نقش مخازن ذخیره سازی گاز، سیاست گذاران بخش انرژی

شکل-۴: مقایسه ظرفیت منابع UGS موجود و در حال ساخت



توسعه این مراکز را با جدیت بیشتری ادامه دهند.

توسعه میادین نفتی و گازی که هنوز به مرحله تخلیه کامل نرسیده اند با برنامه ریزی دقیق و استفاده از مشاورین مجرب می تواند به پروژه همزمان تخلیه و ذخیره سازی تبدیل شود تا زمان لازم جهت تبدیل میدان به UGS کوتاه تر شده و منابع ارزشمندی هیدروکربوری نیز به طور صیانتی برداشت شود.

توجه به این نکته حائز اهمیت است که همانند سایر میادین هیدروکربوری کشور که به طور مرتب و مستمر نیاز به انجام تعمیرات، نگهداری و انجام آزمایش های بهره برداری مخزنی دارند، میادین ذخیره سازی گاز نیز در طول دوران تزریق و برداشت، نیازمند انجام کلیه اقدامات فوق الذکر هستند، زیرا به دلیل حرکت سطح آب و گاز در مخزن به هنگام تخلیه، تغییر ترکیب گاز تزریق شده در محیط متخلخل و اختلاط آن با گاز باقیمانده در مخزن، میدان را در شرایط و چالش هایی مشابه با قبل از تزریق قرار می دهد و ضروری است تا مهندسین مخازن، رفتار مخزن را تحت نظر داشته و کنترل کنند تا توزیع گاز تزریقی و متعاقب آن برداشت گاز و مایعات گازی بهینه صورت پذیرد.

جهت انجام هر طرح ذخیره سازی، اجرای بخش بالادستی و پایین دستی طرح باید در هماهنگی کامل با یکدیگر صورت پذیرد. به عبارتی در حین انجام عملیات لازم جهت تبدیل یک میدان هیدروکربوری به مخزن ذخیره سازی گاز، به هر دلیل شرایط مخزن دچار تغییرات قابل ملاحظه ای شود، مطالعه مجدد میدان باید در دستور کار قرار گیرد. بدیهی است هر گونه تغییر در بخش بالادستی طرح، طرح های انجام شده در بخش پایین دست را نیز تحت تأثیر قرار خواهد داد و لازم است در صورت تغییر طراحی در بخش بالادست طرح، اصلاحات لازم در بخش پایین دست نیز صورت پذیرد.

دست آخر این که نباید به بهانه ذخیره سازی گاز، مخازن هیدروکربوری کشور را به صورت غیرصیانتی تخلیه کرد، زیرا در صورت بروز چنین پدیده‌ای عوارض جبران ناپذیر فنی و اقتصادی متوجه مخزن و کشور خواهد شد.

پی نوشت:

۱- Aquifer
۲- Abandoned Mine
۳- Salt Cavern