



طرح ذخیره‌سازی گاز در میدان سراجه قم

◀ سید تقی ابطحی

۱۵

اكتشاف و تولید

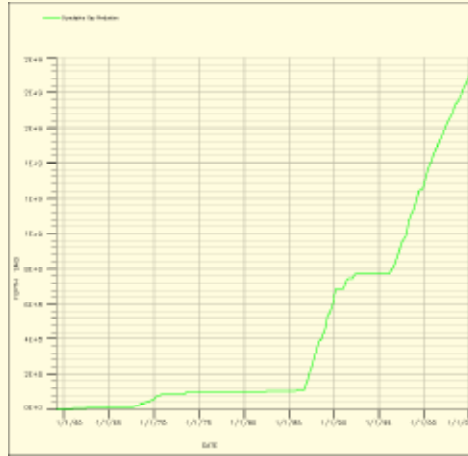
شماره ۵۴ / بهمن ماه ۸۷

۷ حلقه در فاصله سال‌های ۱۳۳۷ تا ۱۳۴۰ و چاه‌های ۸ و ۹ به ترتیب در سال‌های ۱۳۷۹ و ۱۳۸۴ حفر شد. از این بین، تنها ۴ حلقه از چاه‌های موجود (۲،۳،۵،۸) تولیدی بوده و بقیه آن متروکه، معلق و یا خارج از ساختمان (off structure) هستند. میزان تولید: تولید انباشتی گاز غنی میدان تا پایان آذر ماه ۱۳۸۵ معادل ۲/۳۴ میلیارد متر مکعب و تولید میعانات ۳/۷ میلیون متر مکعب بوده است. شکل‌های شماره ۱ و ۲ تولید انباشتی گاز غنی و میعانات میدان را نشان می‌دهد. اولین مطالعه میدان در سال ۲۰۰۰ میلادی با استفاده از تفسیر لرزه‌نگاری دوبعدی موجود با نظارت شرکت مهندسی و توسعه نفت انجام شد و متعاقب اعلام نتایج مطالعه مذکور، عملیات لرزه‌نگاری سه‌بعدی، حفاری دو حلقه چاه و همچنین آزمایش تست چاه (Interference Test) جهت اخذ اطلاعات بیشتر از ساختمان مخزن و ارتباط بین چاه‌ها انجام و مطالعه توسط شرکت فرانسوی سفره گاز و با نظارت شرکت نفت مناطق مرکزی بروز شد.

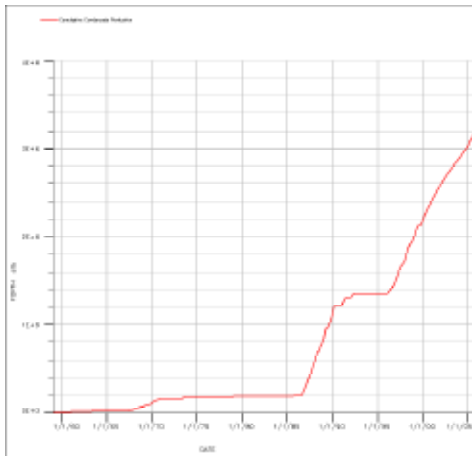
در سال‌های اخیر با افزایش روند مصرف انرژی در کشور، کمبود گاز به خصوص در ماه‌های سرد سال به‌خوبی محسوس بوده است. از این‌رو هرگونه اقدام و سیاست‌گذاری در جهت رفع این کمبود ضروری بوده و اقدامی مثبت تلقی می‌شود. از جمله این اقدامات، ذخیره‌سازی گاز در مخازن تخلیه شده در فصول گرم سال و برداشت از این مخازن در فصول سرد است. مخزن گازی سراجه به‌دلیل موقعیت جغرافیایی مناسب و نزدیکی آن به استان تهران یعنی نقطه حداکثر مصرف و همچنین مجاورت آن به خط لوله سراسری گاز، یکی از مناسب‌ترین گزینه‌ها برای انجام طرح ذخیره‌سازی است. ضرورت انجام این طرح از دیدگاه ملی و با توجه به نیاز شدید کشور به گاز به خصوص در فصول سرد سال، به خوبی احساس می‌شود.

موقعیت: میدان گازی سراجه در ۴۰ کیلومتری جنوب شرقی شهر قم و ۱۴۰ کیلومتری تهران قرار دارد. سال کشف و بهره‌برداری: این میدان در سال ۱۳۳۷ با حفر چاه شماره S-۲ کشف و در سال ۱۳۳۸ به بهره‌برداری رسید. چاه‌های میدان: تعداد چاه‌های میدان ۹ حلقه می‌باشد که

شکل ۱- تولید انباشتی گاز در میدان سراجه تا پایان آذرماه ۱۳۸۵



شکل ۲- تولید انباشتی میعانات گازی در میدان سراجه تا آذرماه ۱۳۸۵



مدل مخزن

مدل جدید زمین شناسی براساس نتایج تفسیر لرزه نگاری سه بعدی ساخته شد. تفسیر سه بعدی نشان می دهد که گسترش طولی ساختمان نسبت به لرزه نگاری دوبعدی کاهش یافته و در مجموع ساختمان مخزن کوچکتر از قبل شده است. شکل شماره-۳ نقشه خطوط هم تراز مخزن براساس تفسیر لرزه نگاری سه بعدی و موقعیت نسبی چاه ها را نشان می دهد. براساس مدل جدید مخزن، میزان گاز درجای اولیه با در نظر گرفتن برش (Cut-off) تخلخل و اشباع به ترتیب برابر ۲ و ۶۵ درصد، در سه حالت به شرح جدول زیر می باشد:

براساس مطالعه موازنه مواد، میزان گاز درجای مخزن ۸/۶۵ میلیارد متر مکعب برآورد شده که در مدل دینامیک مخزن نیز مورد استفاده قرار گرفته است. همانگونه که ملاحظه می شود

میزان گاز درجای اولیه محاسبه شده به روش حجمی در خوشبینانه ترین حالت حدود ۱۰ درصد کمتر از مقدار محاسبه شده از طریق موازنه مواد است. شکل ۴ تأثیر برش تخلخل و اشباع آب در میزان گاز درجای مخزن را نشان می دهد.

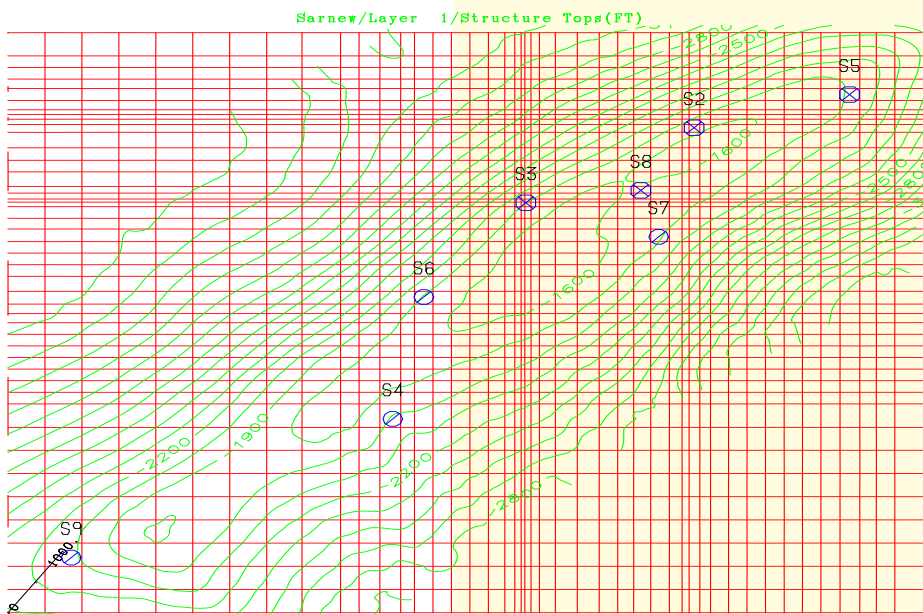
خواص سنگ مخزن

میزان تخلخل سنگ مخزن براساس نمودار چاه شماره ۸ محاسبه شده است. در این چاه حدود ۱۶۰ متر مغزه استحصال شده که براساس نمودار تراوانی- تخلخل، مقدار تراوانی افقی مدل مخزن از رابطه زیر محاسبه و تراوانی عمومی برابر مقدار ثابت ۱ md در نظر گرفته شده است.

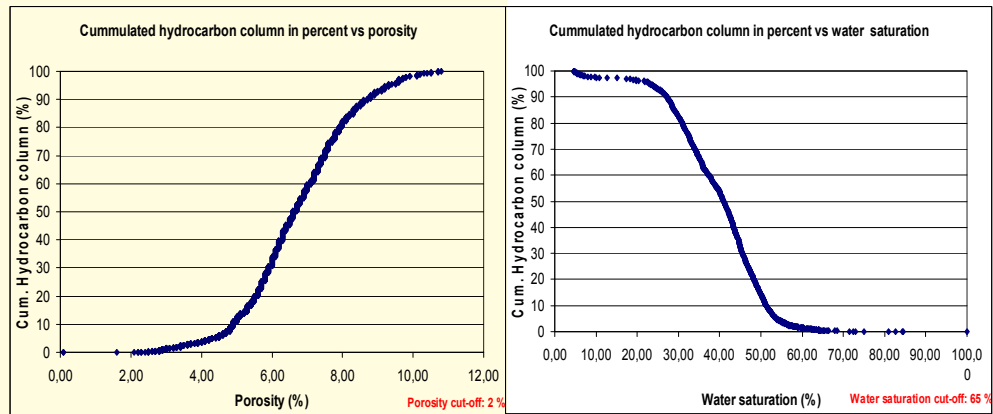
$$k_h = 0.0754 * e^{0.3011 * \phi}$$

| حالت | حالت خوش بینانه | حالت میانی | حالت بدبینانه |
|----------------------------|-----------------|------------|---------------|
| گاز درجا (m _p) | ۷/۸۵ E ۹ | ۷/۱۸ E ۹ | ۶ E ۹ |
| درصد تخلخل | ۵/۵ | ۴/۷ | ۳/۸ |

شکل ۳- موقعیت چاه های موجود در میدان



شکل-۴: نمودار تخمین حد برش تخلخل و اشباع آب (Cut Off)



خواص سیال مخزن

از آنجایی که فقط یک نمونه سیال در شرایط اولیه مخزن اخذ شده، نتایج PVT تنها نمونه موجود در شبیه‌سازی مخزن مورد استفاده قرار گرفته است. به‌منظور کاهش زمان اجرای شبیه‌سازی، تعداد اجزای سیال مخزن به ۵ گروه تقلیل داده شده است. (جدول-۲) ترکیب سیال مخزن را نشان می‌دهد: براین اساس فشار نقطه شبنم ۳۸۴/۵ بار در دمای مخزن ۱۰۴°C است.

شرایط اولیه مخزن

براساس مطالعه، سطح تماس گاز و آب ۱۸۲۵ متر زیر سطح دریا، فشار مخزن ۳۹۳ بار در عمق مبنای ۱۷۷۳ متر زیر سطح دریا و دمای مخزن ۱۰۴°C است.

مدل ترکیبی مخزن

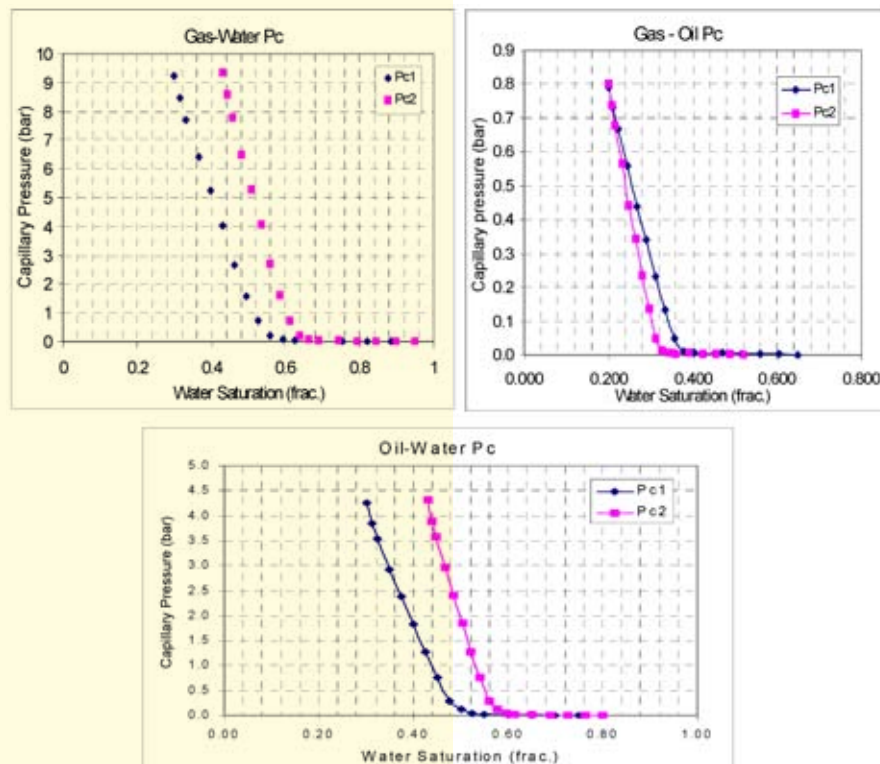
مدل ترکیبی مخزن با پنسج جزء به روش تخلخل و تراوایی دوگانه در نرم‌افزار COMPA5 و با شبکه‌بندی کل ۷*۴۴*۴۵ در سه جهت X*Y*Z طراحی شده است.

از لحاظ لایه‌بندی، مخزن به هفت لایه تقسیم شده است. از نظر سیستم شکستگی (fracture)، مخزن سراجیه متشکل از سنگ‌هایی با شکستگی زیاد در ۴۰ متر بالای مخزن و شکستگی کمتر در ۱۰۰ متر بعدی بوده و پایین‌تر از آن شکافی مشاهده نمی‌شود. بدین معنی که قسمت‌های بالایی با شکستگی زیاد مربوط به لایه‌های ۱ و ۲، شکستگی کمتر مربوط به لایه‌های ۳ تا ۵ بوده و لایه‌های ۶ و ۷ نیز فاقد شکستگی هستند.

دو نوع سنگ (Rock type) براساس نتایج اشباع آب حاصل از نمودار تعریف شده است: نوع سنگ اول با اشباع آب ذاتی ۳۰ درصد مربوط به لایه‌های ۱ و ۲ و نوع سنگ دوم با اشباع آب ذاتی ۴۳ درصد که در لایه‌های سوم و پایین‌تر قابل تشخیص است.

فشار مویینه در ۵ نمونه اندازه‌گیری شده است اما در مدل، فشار مویینه‌ای که براساس نمودار محاسبه شده مورد استفاده قرار گرفته است. بر این اساس بیش از ۷۰ درصد گاز در سه لایه اول قرار داشته و لایه ۷ به‌طور کامل اشباع از آب است. به‌دلیل آنکه هیچ‌گونه اندازه‌گیری تراوایی نسبی انجام نشده است، با استفاده از نرم‌افزار شبیه‌سازی و در نظر گرفتن نقاط انتهایی زیر (جدول-۱)، منحنی‌های تراوایی تعریف شده است.

شکل-۵: منحنی‌های فشار موئینگی (Pc)



جدول-۱: نقاط انتهایی تراوایی نسبی نوع - سنگ های مختلف

| نوع سنگ II | نوع سنگ I | پارامتر |
|------------|-----------|---------------------------------|
| ۰/۴۳ | ۰/۳ | اشباع آب ذاتی |
| ۰/۲ | ۰/۳ | اشباع نفت باقیمانده در حضور آب |
| ۰/۲ | ۰/۲ | اشباع نفت باقیمانده در حضور گاز |
| ۰/۰۵ | ۰/۰۵ | اشباع بحرانی گاز |
| ۰/۸ | ۰/۸ | $K_{rg@swc}$ |
| ۰/۵ | ۰/۵ | $K_{row@swc}$ |

جدول-۲: ترکیب سیال مخزن

| Pseudo- Component | M_{C1} | M_{C2} | M_{C3} | M_{C4} | M_{C5} |
|-------------------|------------|------------------|-------------------|--------------|--------------|
| Lumped Elements | C_1, N_2 | C_2, C_3, CO_2 | C_4 Up to C_6 | C_{7+} (1) | C_{7+} (2) |
| Mol% | 84.27 | 9.93 | 3.33 | 2.25 | ۰.22 |

پیشنهاد مشاور

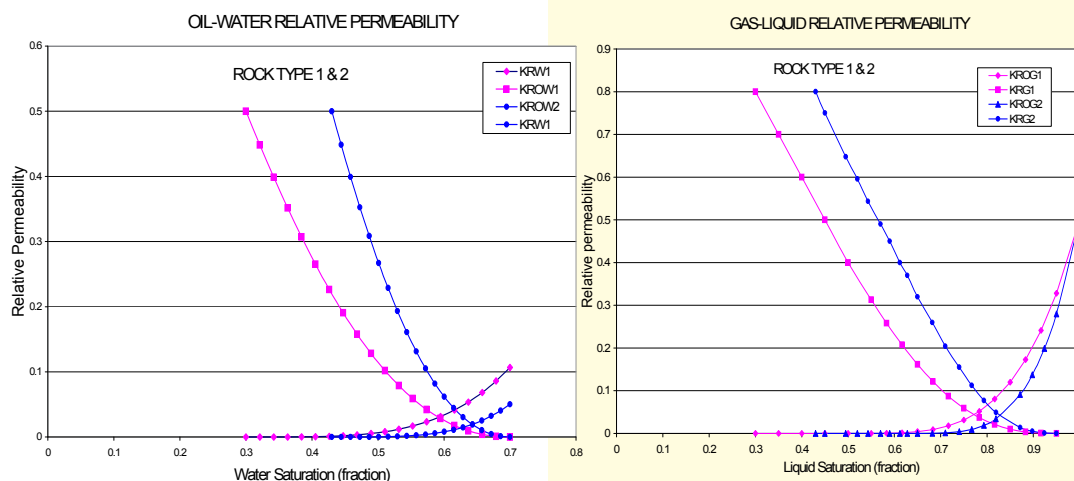
همان گونه که اشاره شد از میان سناریوهای مورد بررسی توسط مشاور، در نهایت سناریوی HLPS ۳/۳ پیشنهاد شد که بر پایه افزایش مرحله‌ای میزان ذخیره‌سازی تا ظرفیت نهایی ۳/۳ میلیارد متر مکعب در یک سیکل تزریق و تولید گاز می‌باشد. طرح توسعه پیشنهادی مشاور به‌طور کلی دارای دو فاز زیر است:

(۱) فاز اول: تخلیه اولیه و آماده‌سازی برای تزریق گاز هدف از انجام این فاز کاهش فشار کنونی مخزن و رسیدن به فشار مورد نظر جهت شروع تزریق است.
(۲) فاز دوم: سیکل‌های تزریق گاز سبک و برداشت مجدد گاز

دوره تزریق

پس از رسیدن فشار مخزن به فشار مورد نظر برای شروع تزریق، دوره تزریق گاز در مخزن آغاز می‌شود. هر سیکل تزریق در حدود ۷ ماه به‌طول می‌انجامد که البته بسته به نیاز کشور به گاز در ماه‌های سرد سال، این مدت می‌تواند کمتر و یا بیشتر شود. در سیکل‌های بعد، ظرفیت ذخیره‌سازی به‌طور مرحله‌ای افزایش می‌یابد، به‌طوری‌که در سیکل هفتم یعنی پس از گذشت هفت سال از زمان شروع اولین تزریق، ظرفیت ذخیره‌سازی به حداکثر میزان خود خواهد رسید.

شکل-۶: نمودارهای تراوایی نسبی سیستم گاز- مایع و نفت - آب



سناریوهای ارائه شده توسط مشاور

سناریوهای مختلف تخلیه و ذخیره‌سازی در دو دسته کلی (LPS) Low Pressure Scenario و (HPS) High Pressure Scenario (Scenario) بررسی و اجرا شده است که این دسته‌بندی مربوط به حداقل فشار مخزن در پایان فاز تخلیه اضطراری است. (جدول ۳) مجموعاً ۶ سناریوی حساسیت‌سنجی ذخیره‌سازی گاز به شرح جدول زیر ارائه شده که نهایتاً سناریوی HLPS ۳,۳ توسط مشاور به‌عنوان سناریوی برتر پیشنهاد شده است.

میزان تولید آب، گاز و میعانات در سناریوهای مختلف

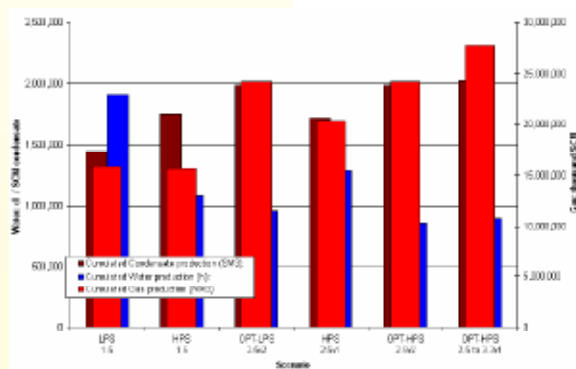
براساس نتایج مطالعه، میزان تولید آب در حالت LPS بیش از حالت HPS است. این مطلب نشان می‌دهد که در صورت ایجاد افت فشار زیاد در مخزن (اوج آن در پایان سیکل تخلیه می‌باشد)، خطر نفوذ آب به داخل چاه و افزایش نرخ تولید آن دور از انتظار نخواهد بود. بنابراین حالت HPS از حیث عدم تولید آب مطمئن‌تر است.

جدول زیر میزان تولید انباشتی میعانات، آب و گاز را پس از ۸ سیکل تزریق و برداشت در سناریوهای مختلف نشان می‌دهد. البته برای آنکه میزان تولید آب قابل رؤیت در نمودار باشد از واحد دکالیتتر استفاده شده است (هر دکالیتتر برابر یک صدم متر مکعب است).

جدول-۳: سناریوهای مختلف پیشنهادی مشاور

| سناریو | 1.5 LPS | 1.5 HPS | LPS 2.5 to 1.5to Opt | 2.5 HPS | HPS 1.5to2.5 Opt | HLPS 1.5to3.3 Opt |
|----------------------------|---------|---------|----------------------|---------|------------------|-------------------|
| حجم گاز تزریقی (BCM) | ۱/۵ | ۱/۵ | ۱/۵ تا ۲/۵ | ۲/۵ | ۱/۵ تا ۲/۵ | ۱/۵ تا ۳/۳ |
| حداقل فشار مخزن (بار) | ۱۲۳/۰۳ | ۱۹۶/۱۲ | ۱۱۵/۱۹ | ۱۷۲/۰۸ | ۱۷۱/۱۳ | ۱۳۳/۶۵ |
| حداکثر فشار مخزن (بار) | ۱۸۷/۴۹ | ۲۶۴/۸۵ | ۲۲۴/۰۸ | ۲۷۲/۷ | ۲۷۲/۳۴ | ۲۸۵ |
| حداکثر نرخ تزریق (م م م ر) | ۱۰ | ۱۰ | ۱۶/۷ | ۱۶/۷ | ۱۶/۷ | ۲۱ |
| حداکثر نرخ تولید (م م م ر) | ۲۰ | ۲۰ | ۳۵ | ۳۵ | ۳۵ | ۴۹ |

شکل-۷: تولید انباشتی مایعات در سناریوهای مختلف



• دوره برداشت

پس از اتمام هر سیکل تزریق، ۱۵ روز جهت تغییرات لازم و آماده‌سازی تأسیسات سرچاهی از حالت تزریق به تولید در نظر گرفته شده است. برداشت مجدد از میدان جهت تولید مقدار گاز ذخیره شده با استفاده از همان چاه‌های به‌کار گرفته شده در دوره تزریق انجام می‌گیرد. به عبارت دیگر، چاه‌های میدان هم با قابلیت تولید و هم با قابلیت تزریق طراحی خواهند شد. دوره تولید به مدت ۵ ماه از اوایل آبان تا اوایل فروردین ماه در نظر گرفته شده است. میزان برداشت در سیکل‌های بعد به تدریج افزایش می‌یابد به طوری که در سیکل هفتم به ظرفیت تولید به حداکثر میزان خود خواهد رسید.

ابهامات موجود در مطالعه

مطالعه انجام شده توسط شرکت فرانسوی سفره گاز علی‌رغم نقاط مثبت قابل توجه، به دلیل کمبود اطلاعات خالی از اشکال نبوده و دارای ابهامات زیر است:
 الف- میزان بالای عدم قطعیت موجود به دلیل کافی نبودن اطلاعات استفاده شده در مدل‌سازی مخزن
 ب- عدم اطمینان در نتایج تفسیر لرزه‌نگاری سه بعدی میدان
 ج- وجود ابهام در میزان گاز در جای مخزن به نحوی که اعداد ارائه شده براساس محاسبات حجمی و موازنه مواد بیش از ۱۰ درصد با یکدیگر تفاوت دارند.
 د- وجود ابهام در فعال بودن یا میزان فعالیت آبد مخزن

مصوبه هیأت مدیره شرکت ملی نفت ایران

مطالعه صورت گرفته در اردیبهشت ماه سال ۱۳۸۶ در هیأت مدیره شرکت ملی نفت ایران مطرح و مصوب شد شرکت ملی

گاز کلیه فعالیت‌های پایین‌دستی مورد نیاز برای رسیدن به ظرفیت تزریق روزانه حداقل ۷ میلیون متر مکعب در و تأسیسات فرآورش گاز به ظرفیت ۹/۸ میلیون متر مکعب در روز را به انجام رساند. همچنین شرکت نفت مناطق مرکزی موظف به انجام کلیه فعالیت‌های بالادستی مرتبط از جمله تعمیر چاه‌های موجود و حفاری چاه‌های جدید مورد نیاز شد.

پس از ابلاغ مصوبه مذکور و با توجه به اهمیت و حساسیت طرح، کمیته‌ای مخصوص برای پیگیری روند اجرای طرح با ابلاغ مدیرعامل شرکت ملی نفت ایران و با ریاست مدیریت برنامه‌ریزی تلفیقی تشکیل شد.

شرکت نفت مناطق مرکزی، بخش اعظم عملیات تعمیر چاه‌های موجود و حفاری چاه‌های جدید را به اتمام رسانده و براساس برنامه، کلیه عملیات حفاری تا اردیبهشت ماه سال جاری به پایان خواهد رسید.

شرکت ذخیره‌سازی گاز طبیعی ایران نیز به نمایندگی از شرکت ملی گاز ایران، فعالیت‌های بخش پایین‌دستی را دنبال می‌کند و علی‌رغم مشکلات موجود از جمله: پاره‌ای تأخیرات که به طور کلی به دلیل عدم امکان تأمین به موقع کالاهای مورد نیاز طرح، صورت گرفته است، روند طرح را با جدیت دنبال می‌کند. امید است با اجرای طرح ذخیره‌سازی گاز در میدان سراج، گام مهمی در جهت رفع کمبود گاز کشور برداشته شود.