مقاله دوم: ضرورت تزریق گاز به میدانهای نفتی

تحلیلی بر بخش بالادستی گزارش وزارت نفت تحت عنوان «*نفت و توسعه ـ گزارش اهم فعالیت‌های وزارت نفت ۱۳۷۹ـ۱۳۷۶*»

۱. ضرورت تزریق گاز به میدان‌های نفتی

وزیر نفت در پیشگفتار این گزارش[۱] با اشاره به تزریق گاز به میدانهای نفتی، متذکر شده است که «کمبود گاز برای تزریق در میدانهای نفتی، ضایعاتی جبران‌ناپذیر به همراه داشته و دارد». براساس همین گزارش، تزریق گاز در طول مدت ٤ سال، از میزان متوسط روزانه ۵۸/۳ میلیون مترمکعب در سال ۱۳۷۵ به روزانه ۷۱/۱٤ میلیون مترمکعب در سال ۱۳۷۹ افزایش یافته است.

برنامه و پروژه‌های تزریق گاز در سالهای قبل از انقلاب، حدود ۲۵۰ میلیون مترمکعب در روز بوده است. قرار بر این بود که از سال ۱۳٦۰ ضمن تزریق حجم مذکور، گازی در نواحی خشکی سوزانده نشود. متأسفانه به علت شروع جنگ تحمیلی، انجام این پروژه عظیم میسر نگردید. لازم به یادآوری است که:

---

۱. *نفت و توسعه*، گزارش اهم فعالیت‌های وزارت نفت (۱۳۷۹-۱۳۷٦)، اداره کل روابط عمومی وزارت نفت، خرداد ۱۳۸۰، صفحه ۸. در این مقاله هرجا از «گزارش وزارت نفت» نامبرده شده منظور همین گزارش است.

۱. اختصاص این حجم گاز شامل کلیه گازهای موجود در ناحیه کنسرسیوم سابق و میدان گازی آغار می‌باشد. میدان آغار نیز که خارج از ناحیه کنسرسیوم سابق بود به پیشنهاد نگارنده در اختیار پروژه تزریق گذاشته شد.

۲. در آن زمان اطلاعی از وجود میدان پارس جنوبی در دست نبود.

۳. گاز میدان پازنان نیز در اختیار پروژه تزریق گاز گذاشته شد هرچند که این امر منجر به از دست دادن مقدار قابل ملاحظه‌ای نفت از ناحیه نفتی این میدان می‌شد.

٤. قرار بود بیش از ۲٤۰ میلیون متر مکعب از گازهای تزریقی تنها، به میدان‌های گچساران، مارون، آغاجاری، کرنج، پارسی و بی‌بی حکیمه اختصاص یابد.

اکنون پس از گذشت ۲۳ سال و کاهش حدود ۲۳ میلیارد بشکه از ذخایر نفتی، همچنین با کاهش قابل ملاحظه فشار مخازن اصلی کشور و اضافه شدن مخازن جدید به لیست قبلی، حجم گاز بیش‌تری جهت تزریق در این مخازن ، مورد نیاز است. با یک حساب ساده می‌توان نشان داد که برای جبران تأخیر تزریق گاز به مخازن اصلی و جدید، حداقل حدود ٦۰۰ میلیون مترمکعب گاز در روز مورد نیاز است. اکنون روزانه هنوز حدود ۵۰ میلیون مترمکعب از گازهای همراه میادین مختلف کشور می‌سوزد و پروژه خاصی جهت جمع‌آوری و تزریق آنها وجود ندارد. در مقابل، برای صدور گاز از طریق مایع نمودن گاز LNG و حمل آن به مسافت‌های دور، اجازه ٤/۵ میلیارد دلار از مجلس شورای اسلامی اخذ شده است. صدور گاز از این طریق، نیازمند سرمایه‌های کلان است و در مقایسه با تزریق به مخازن نفت، دارای درآمدهای بسیار پایین‌تری است.

نکته حائز اهمیت این است که قطر با هدف صدور سالانه ۳۰ میلیون تن گاز مایع (LNG)[1] ، اکنون به بیش‌تر مخازن کوچک نفتی خود گاز تزریق می‌کند و برای استفاده از کندانسه حاصل از استخراج گاز خود، چاره‌ای جز صدور گاز مایع ندارد؛ زیرا در غیر این صورت راهی بجز سوزاندن این گازها موجود نیست. در چنین وضعیتی، صدور گاز مایع قطر نمی‌تواند مبنای این استدلال قرار بگیرد که اگر ایران با قطر در صدور گاز رقابت نکند

1. Liquified Natural Gas

بازار جهانی را از دست خواهد داد. شایسته است کشور ما مانند قطر پس از تکمیل تزریق گاز در کلیه مخازن نفتی، اضافه بر آن را با لوله یا با کشتی (LNG) به کشورهای دیگر صادر نماید و مسئله از دست دادن بازار در آن سالها به هیچ وجه من‌الوجوه برای کشورمان وجود ندارد.

وزارت نفت، در جهت فروش گاز به کشورهای همسایه در سالهای اخیر سعی و کوشش فراوانی نموده است. البته ممکن است اظهار شود که کوشش برای صدور گاز به هند و پاکستان جهت جلوگیری از صدور گاز قطر به این کشورها انجام می‌گیرد. در این صورت راه حل پیشنهادی[1] این است که وزارت نفت به عنوان واسطه وارد عمل شود و ارسال گاز قطر را از طریق ایران به کشورهای هند و پاکستان پیگیری نماید. بدین ترتیب، ضمن دریافت حق ترانزیت، اختیار خط انتقال را در دست خواهد داشت و موقعیت خود را نیز به نحو مؤثرتری حفظ می‌نماید.

علاوه بر نکات بالا، باید توجه داشت که کلیه پروژه‌های بیع متقابل ـ که در سالهای اخیر امضا شده است عمدتاً براساس تزریق آب یا با سرعت دادن به آبرانی مخازن نفتی بوده که برای تولید صیانتی از میادین نفتی، بسیار مضر است.

در این زمینه، مسائل زیر مطرح می‌شود:

۱. آیا عملکرد وزارت نفت واقعاً در جهت تحقق هدف این وزارتخانه مبنی بر جلوگیری از «*خسارات جبران‌ناپذیر عدم تزریق گاز*» در میادین نفتی ایران بوده است یا برعکس، کوشش این وزارتخانه در جهت صدور گاز بیشتر به کشورهای همسایه متمرکز شده است؟ عرضه گاز به قیمت معادل حرارتی نفت کوره که حدود ۵ دلار پایین‌تر از قیمت نفت‌خام است در واقع، کمک و مساعدت به کشورهای مصرف‌کننده خواهد بود؛ زیرا در غیر این صورت کشور مصرف کننده باید از فرآورده‌های نفتی با قیمتی بالاتر از

۱. این پیشنهاد طی گزارشی در تاریخ ۱۳۷٤/۵/۳۰ خدمت آقای رفسنجانی رئیس جمهور وقت ارسال شد و ایشان طی یی‌نوشتی به وزیر نفت، آقای آقازاده نوشتند که «بررسی کنید و توضیح دهید».

قیمت نفت‌خام استفاده نماید. اگر مطرح شود که ارسال گاز به آن کشورها مستلزم سرمایه‌گذاری است باید گفت که تصفیه نفت خام نیز احتیاج به سرمایه‌گذاری اضافی دارد.

۲. آیا صدور گاز در مقایسه با تزریق آن در مخازن نفتی کشور، درآمد و مزیت بیش‌تری دارد؟

عدم تزریق گاز به میزان لازم و کافی به میدانهای نفتی کشور که «***با خسارات جبران ناپذیری همراه است***» به علت ***کمبود*** آن است و این کمبود به علت صدور آن است. به عبارت دیگر، سیاست گازی کشور براساس عدم استفاده لازم و کافی از آن برای بالفعل نمودن ذخایر نفتی بالقوه کشور و همچنین سعی در جهت ارسال گاز به همسایگان نزدیک و دور استوار است.

۳. با توجه به اظهارات وزیر نفت «***کمبود گاز برای تزریق در میدان‌های نفتی، خسارات جبران‌ناپذیری به همراه داشته و دارد***» آیا این کمبود، تنها در مورد تزریق گاز به مخازن نفتی کشورصادق است و ***کمبودی*** جهت ***صدور*** گاز به هند، پاکستان و اروپا وجود ندارد؟

٤. چرا به موازات سرمایه‌گذاری‌های عظیم مطالعاتی در مورد صدور گاز به هند و پاکستان و پروژه‌های LNG چنین سرمایه‌گذاری‌هایی در مورد تزریق گاز به مخازن نفتی ایران به میزان لازم انجام نگرفته است؟

۵. آیا با تخصیص دو فاز میدان پارس جنوبی جهت تزریق به میدان آغاجاری، دیگر نیازی به تزریق گاز در سایر مخازن نفتی ایران به میزان لازم و کافی نیست؟ البته نباید فراموش کرد که از نظر تزریق گاز، میدان آغاجاری در مقایسه با سایر میادین از اولویت پایین‌تری برخوردار است.

٦. آیا حدود یک میلیارد دلار سرمایه‌گذاری جهت توسعه میدان پارس شمالی و تزریق روزانه ۲/۵ میلیارد پای مکعب گاز به مخازن نفتی کشور و همچنین برداشت بیش از صد هزار بشکهٔ نفت اضافی در روز، مقرون به صرفه است یا با همان میزان سرمایه‌گذاری و برداشت احتمالی صد هزار بشکهٔ نفت سنگین میدان سروش با ارزش صادراتی بشکه‌ای ٦ دلار ارزان‌تر؟

۲. مبنای برنامه‌ریزی وزارت نفت

در مقدمه‌ای که در صفحه ۱۷ گزارش وزارت نفت آمده، چنین عنوان شده است:«نفت هنوز تأمین‌کننده حدود ۸۰ درصد درآمد ارزی... مورد نیاز کشور است... لازم است... از هم اکنون اقدام‌های جدی درخصوص افزایش توان تولید... صورت گیرد». همچنین در صفحه ۲۱ این گزارش چنین می‌خوانیم: «درسال ۲۰۲۰ و در محدودترین گزینه و برای این که کشور ما تنها سهم خود را در بازار جهانی نفت حفظ کند باید تولید کشور به حدود ۶/۵میلیون بشکه در روز افزایش یابد».

محاسبات وزارت نفت مبتنی بر آمارهای منتشرهٔ وزارت انرژی امریکا (DOE)[1]، مؤسسه EIA[2] و دبیرخانه اوپک است. دبیرخانه اوپک تقاضای جهانی نفت را در سال ۲۰۲۰ حدود ۱۰۰ میلیون بشکه در روز پیش‌بینی نموده است؛ در حالی که وزارت انرژی امریکا (DOE) این رقم را ۱۱۵میلیون بشکه در روز گزارش کرده است. این در حالی است که حتی پیش‌بینی‌های دبیرخانه اوپک در سالهای اخیر، نوعاً بالاتر از میزان واقعی بوده است. در صورت استفاده از پیش‌بینی دبیرخانه اوپک و در صورتی که اصل نگهداری سهمیه فعلی ایران (۵/۶درصد) در ۲۰ سال آینده، دارای منطق و اصول صحیحی باشد (که خود قابل تأمل است)، سقف تولید ایران حدود ۵/۶ میلیون بشکه در روز خواهد بود؛ در حالی که براساس پیش‌بینی وزارت انرژی امریکا این رقم به ۶/۵میلیون بشکه در روز بالغ می‌گردد.

پیش‌بینی وزارت انرژی امریکا در مورد سهمیه صادرات اوپک برای سال ۲۰۰۵، حدود ۳۵ میلیون بشکه در نظر گرفته شده است[3]؛ در حالی که مؤسسات دیگر، آن را حدود ۲۵/۹میلیون بشکه پیش‌بینی نموده‌اند.[4] اختلاف این دو پیش‌بینی، بیش از ۹ میلیون بشکه در روز است. در حال حاضر، میزان تولید توافق شده بین کشورهای اوپک، حدود ۲۲/۵میلیون

1. Department of Energy
2. Energy Information Administration

۳. صفحه ۲۰ گزارش وزارت نفت.

٤. گزارش IEA تحت عنوان سناریو با قیمت ۲۰-۱۵ دلار برای هر بشکه در ماه آوریل ۱۹۹۹ در لندن منتشر شد و نگارنده طی گزارش مورخ ۱۳۷۸/۵/۱۸ آن را خدمت آقای خاتمی رئیس جمهور محترم ارسال نموده است.

بشکه در روز است که براساس اطلاعات موجود احتمالاً تا آخر سال ۲۰۰۲ ادامه خواهد داشت. استفاده از چنین ارقام و آمارهای نامطمئن جهت برنامه‌ریزی کلان کشور با سرمایه‌گذاری‌های چندین میلیارد دلاری، می‌تواند گمراه‌کننده باشد؛ ضمن این‌که کشور ما دارای چنان توانایی مالی و اقتصادی نیست که بتواند این گونه خطرات مالی را بپذیرد. البته بخش عظیمی از این سرمایه‌گذاریها به اقتصاد کشورهای بزرگ صنعتی کمک کرده و با ایجاد ظرفیت بیش از نیاز، در پایین نگه داشتن قیمت نفت و یا برای تأمین امنیت عرضه نفت در سطح جهانی استفاده می‌شود.

در ابتدای سال ۲۰۰۲ شاهد چنین وضعیتی با مقیاسی کوچک‌تر بودیم. در حالی که حدود ۱۹۰ هزار بشکه در روز از تولیدات میدان‌های ابوذر (۱٤۰ هزار بشکه در روز) و هندیجان و بهرگانسر (۵۰ هزار بشکه در روز) کاهش یافته است، ولی به علت سرمایه‌گذاری حدود یک میلیارد دلاری در مخزن سروش، روزانه حدود ٦۰ هزار بشکه نفت سنگین با قیمت حدود ٦ دلار پایین‌تر از قیمت متوسط نفت کشور، صادر می‌شود. به عبارت ساده‌تر، در حالی که کلیه هزینه‌های تولید مخازن ابوذر، هندیجان، بهرگانسر و غیره پرداخت می‌شود با سرمایه‌گذاری کلان، از مخزن سروش که هزینه تولید آن بسیار بالاتر از سایر مخازن کشور است، بهره‌برداری می‌نمودند.

اهم نکات و فرضیات مطرح شده در گزارش وزارت نفت به قرار زیر است:

۱. برنامه‌ریزی ۲۰ سالهٔ نفتی کشور براساس اطلاعات آماری وزارت انرژی امریکا مبنی بر سهمیه کشورهای اوپک و تقاضای جهانی نفت، پایه‌گذاری شده است. در ادامه بحث به این نکته اشاره می‌کنیم که اولاً این آمارها از مبانی علمی کافی برخوردار نیست، ثانیاً در برنامه‌ریزی بخش عظیم نفت و گاز کشورمان نباید صرفاً به یک یا دو منبع آماری اکتفا کرد که دارای پایه و اساس صحیحی نیست.

۲. میزان سهمیه کشورهای اوپک[1] در سال‌های ۲۰۰۵، ۲۰۱۰، ۲۰۱۵ و ۲۰۲۰ به ترتیب ۳۵، ۳۸/۸، ٤۳/۵ و ۵۰/۹ میلیون بشکه در روز پیش بینی شده است؛ در حالی که در سال ۲۰۰۲ سهمیه اوپک حدود ۲۲/۵ میلیون بشکه در روز است.

۳. وزارت نفت مبنای برنامه‌ریزی تولیدات نفت را استمرار وابستگی به احتیاجات ارزی حاصل از صادرات نفت قرار داده است ، اما توجه کافی به نیاز بلند مدت اقتصاد کشور به درآمدهای ارزی نشده است. چنین نگرشی به تولید نفت، می‌تواند بسیاری از نقایص و کاستی‌های موجود را در پروژه‌های سرمایه‌گذاری نفتی مانند پروژه‌های سیری، درود، سروش و جز اینها توجیه کند؛ همچنین می‌تواند زمینه لازم را برای پذیرش ضرورت مازاد ظرفیت تولید فراهم آورد. بدیهی است در وضعیتی که تولیدکنندگان بزرگ در اوپک دارای مازاد ظرفیت‌های تولید هستند کشور ما فرصت مناسب را برای بهره‌برداری از مازاد ظرفیت تولید در کوتاه مدت و میان مدت نخواهد داشت.

جدول‌های مندرج در صفحات ۱۹ و ۲۰ و ۲۱ گزارش وزارت نفت، بیانگر نکات و فرضیات موجود در این گزارش است که در جدول شماره ۱ منعکس شده است.

جدول شماره ۱- دورنمای تولید، صادرات و مصرف نفت خام

سال	۲۰۰۲	۲۰۰۵	۲۰۱۰	۲۰۲۰	واحد
تقاضای جهانی	۷۵	۸۷/۷	۹۶/۹	۱۱۵/٤	میلیون بشکه درروز
سهمیه اوپک	۲۲/۵	۳۵	۳۸/۸	۵۰/۹	میلیون بشکه درروز
کل تولید ایران	۳/۲	٤/۵	۵/۲۵	٦/۵	میلیون بشکه در روز
صادرات ایران	۱/۶	۲/۹	۲/۹	۳/۶	میلیون بشکه در روز
مصرف داخلی	۱/۶	۱/٦	۲/۲۵	۲/۹	میلیون بشکه در روز
درآمد ارزی	۱۱/۰۰	۱۹/۱	۱۹/۱	۲۵/۸	میلیارد دلار
صادرات عربستان	۷/۵۳	۱۲/۵	۱۳/۵	۲۰/۷	میلیون بشکه در روز
صادرات ونزوئلا	۲/٤۹	٤/۲	٤/۷	۵/٦	میلیون بشکه در روز

لازم به تذکر است که ارقام مربوط به سال ۲۰۰۲ حدوداً واقعی است که نگارنده به این جدول اضافه کرده است. اختلاف شدید بین ارقام تولید سال ۲۰۰۲ (واقعی) و ۲۰۰۵

۱. صفحه ۲۰ گزارش وزارت نفت.

(پیش‌بینی شده) نشانگر احتمال بسیار ضعیف تحقق این پیش‌بینی‌هاست. به عنوان مثال، اختلاف سهمیه اوپک در سالهای ۲۰۰۲ و ۲۰۰۵ بالغ بر ۱۲/۵ میلیون بشکه در روز است. معنای این حرف این است که در ۳ سال آینده، سهمیه اوپک سالانه ٤میلیون بشکه در روز افزایش خواهد یافت. پیش‌بینی هایی که مؤسسات دیگر درهمین مورد انجام دادند[1] سهمیه اوپک را در سال ۲۰۰۵ حدود ۲۵/۹ میلیون بشکه در روز برآورد کردند که با میزان سهمیه اوپک در سال ۲۰۰۲ حدود ۳/٤ میلیون بشکه درروز اختلاف دارد. بنابراین، ناصحیح بودن آمار مورد استفاده وزارت نفت و بهره‌برداری از جهت برنامه‌ریزی ۲۰ ساله کشور، کاملاً مشهود است.

در جدول مندرج در صفحه ۲۰ گزارش وزارت نفت ملاحظه می‌شود که درسال ۲۰۲۰ صادرات کشورهای کویت، عربستان، امارات و ونزوئلا به ترتیب ٤/۸، ۲۰/۷، ٤/۹ و ۵/٦ میلیون بشکه در روز خواهد بود. این ارقام، تنها شامل صادرات بوده و مصارف داخلی آن کشورها منظور نشده است.

مروری بر این آمار و ارقام نشان می‌دهدکه تهیه کنندگان آن با اعمال دیدگاه سیاسی، اقتصادی و منطقه‌ای خاص خود، آن را تدوین نموده‌اند که تا حدی قابل درک نیز هست. مفید است که با صرف وقت و سرمایه‌گذاری لازم، امکانات و موقعیت ذخایر نفتی هر یک از کشورهای مذکور را تا حد لازم ، مطالعه نمود و پس از اطمینان از توانایی تولید نفت در این کشورها آن را به عنوان پایه و اساس کار خود قرار داد.

این حقیقت که سطح تولید چند سال پیش عربستان، روزانه حدود ۱۱/۵ میلیون بشکه بوده است و این کشور تصمیم گرفته سطح تولید را به ۸/۵ میلیون بشکه در روز کاهش دهد، این نکته را روشن می‌کند که مخازن عربستان با اشکالات فنی متعددی رو به رو گردیده است؛ به خصوص میدان قوار که بخش اعظم تولید رابر عهده دارد دچار آبزدگی شدید شده بود. مطالعاتی که مهندسان مشاور امریکایی درآن زمان انجام دادند نشان داد که سطح تولید مخازن آن کشور به خصوص مخزن قوار، باید به میزان قابل ملاحظه‌ای کاهش

---

۱. گزارش IEA تحت عنوان سناریو با قیمت ۲۰-۱۵ دلار برای هر بشکه، آوریل ۱۹۹۹ - لندن.

یابد. به همین دلیل عربستان به تدریج میزان تولید را کاهش داد به نحوی که اکنون سالهاست از سطح تولید ۱۱/۵ میلیون بشکه در روز فاصله گرفته است.

اکتشافات جدید عربستان، هشت مخزن جدید را شامل می‌شود و کلاً دارای قدرت تولید پایینی است. از طرف دیگر براساس پیش بینی وزارت انرژی امریکا با تولید متوسط ۱۳/۵ میلیون بشکه نفت در روز در مدت ۲۰ سال آینده - که معادل ٤/۹ میلیارد بشکه در سال است - ذخایر نفتی عربستان بیش از ۹۸ میلیارد بشکه کاهش خواهد داشت. بنابراین ذخایر نفتی این کشور از رقم واقعی حدوداً ۲۰۰ میلیارد بشکه، به حدود ۱۰۰ میلیارد بشکه تنزل خواهد کرد. اگر این ذخایر بر مبنای ٤ درصد در سال مورد بهره‌برداری قرار گیرد حداکثر تولید سالیانه عربستان به حدود ٤ میلیارد بشکه - یعنی معادل ۱۱ میلیون بشکه در روز - خواهد رسید. همان گونه که در بالا اشاره شد این کشور قادر به استمرار چنین‌سطح تولید و در عین حال تولید صیانتی نخواهد بود. لازم به تذکر است که نسبت تولید سالیانه به ذخایر واقعی این کشور هم‌اکنون حدود ۲ درصد در سال است.

در این مورد لازم است توجه داشت که بخش اعظم تولید عربستان از میدان قوار است که حدوداً نیمی از ذخایر عربستان را شامل می‌شود و دارای توانایی تولید صیانتی حدود ۳/۵ میلیون بشکه نفت در روز است. اگر قرار شود این سطح تولید به حدود دو برابر افزایش یابد، صدماتی شدیدتر از آن‌چه حدود ۲۰ سال پیش روی داد به وجود خواهد آمد. با اطمینان می‌توان ادعا نمود این امکان که عربستان بتواند به سقف تولید حدوداً ۲۲ میلیون بشکه در روز برسد نه تنها کاملاً غیرعملی است بلکه برنامه‌ریزان نفت آن کشور نیز چنین هدفی با مقیاس فوق را دنبال نمی‌کنند.

بالا بردن سطح تولید ونزوئلا به رقمی حدود ٦/۵ میلیون بشکه در روز در سال ۲۰۲۰ - شامل صادرات و مصرف داخلی آن کشور - نیز از محالات به نظر می‌رسد.

دولت کویت درسال گذشته - که دولت امریکا فشار زیادی به کشورهای عربی (به خصوص کویت) جهت بالا بردن سطح تولید وارد آورد - رسماً اعلام کرد که قادر به بالا بردن سطح تولید خود به بیش از ۲/۲ میلیون بشکه درروز نخواهد بود. معلوم نیست این

کشوربر چه پایه و اساسی می‌تواند با توجه به کاهش میزان ذخایر نفتی خود در ۲۰ سال آینده، سطح تولید را به بیش از دو برابرمیزان فعلی آن افزایش دهد.

به همین طریق کشور امارات متحده نیز دارای توان تولید ۵ میلیون بشکه در روز نخواهد بود. سایر کشورهای تولید کننده نفت مانند مکزیک، انگلستان و نروژ نه تنها نخواهند توانست در ۲۰ سال آینده تولید خود را در حدود سطح فعلی حفظ نمایند، بلکه امکان کاهش آن نیز بسیار محتمل است و کشورهای مذکور، چنین حقیقتی را انکار نمی‌کنند.[۱]

با آشنایی نزدیک نگارنده با موقعیت مخازن نفتی و گازی کشور مکزیک، با اطمینان می‌توان گفت که از حدود ۵ سال آینده، تولید نفت مکزیک نزدیک به یک میلیون بشکه در روز کاهش خواهد یافت.[۲] ملاحظه می‌شود که در پیش‌بینی‌های وزارت انرژی امریکا چنین کاهشی منظور نشده است؛ لذا آمار و ارقام ارائه شده در جدول مذکور (DOE) که مورد استفاده وزارت نفت قرار گرفته است دارای پایه و اساس صحیحی نیست.

از مطالب بالا می‌توان نتایج زیر را به دست آورد:

۱. احتمالاً از سالهای ۲۰۱۰ به بعد بحران کمبود عرضه نفت در جهان شروع شده و در نتیجه، قیمت نفت‌به میزان قابل ملاحظه‌ای افزایش یابد.

۲. بخش قابل ملاحظه‌ای از گازهای مصرفی کشورهای اروپایی از طریق گازهای همراه تأمین می‌شود؛ لذا با کاهش تولید نفت دریای شمال، کمبود عرضه گاز از حدود سال ۲۰۱۵ به بعد در اروپا اجتناب‌ناپذیر است. بنابراین به موازات افزایش قیمت نفت و کمبود عرضه گاز، قیمت گاز به میزان بیش‌تری افزایش خواهد یافت.

۳. پایین بودن ارزش فروش گاز در کشور که تاکنون براساس معادل حرارتی نفت کوره، قیمت‌گذاری شده است و همچنین نیاز شدید به تزریق گاز در مخازن کشور که از نظر اقتصادی و صیانتی، ارزش افزودهٔ غیرقابل انکاری دارد، دلالت بر این می‌کند که هرگونه صدور گاز به کشورهای همسایه یا دورتر از طریق خط لوله یا LNG که خلاف

---

۱. اطلاعات و مذاکرات نگارنده با کارشناسان نفتی نروژ، انگلستان و مکزیک.

۲. این مطلب به اطلاع مسئولان شرکت نفت آن کشور (PEMEX) با اعداد و ارقام کامل رسیده است.

اصول اقتصادی و منافع ملی است، نیاز به مطالعه مجدد دارد و شایسته است که از هرگونه اقدام در این جهت تا سال‌های ۲۰۱۵ یا بعد از آن خودداری شود.

٤. با توجه به ذخایر بالفعل کشور، امکان بالا بردن سقف تولید به بیش از ٤ میلیون بشکه در روز در بلندمدت، غیرعملی و حتی محال است؛ لذا هرگونه سرمایه‌گذاری در این مورد، بی‌فایده و باعث اتلاف سرمایه‌های ملی خواهد شد.

٥. در صورتی که وزارت نفت با برنامه‌ریزی صحیح بتواند ظرفیت تولید کشور را حدود ٤ میلیون بشکه در روز در میان مدت نگهداری نماید وظیفه اصلی خود را انجام داده و انتظار بیش‌تری از این دستگاه نباید داشت.

٦. برنامه‌ریزی ارزی کشور باید براساس متوسط تولید، حدود ۳/٥ میلیون بشکه در روز با توجه به‌مصرف داخلی و برآورد صحیح از قیمت نفت خام انجام گیرد تا با توجه به تعهدات ارزی که در سالهای آینده به شرکتهای سرمایه‌گذار در بیع متقابل پرداخت می‌شود میزان خالص ارز حاصل از صادرات نفت دچار اشکال نشود و به نحو شفاف‌تری در بودجه کشور منعکس گردد.

۷. براساس بند (٦) مذکور در بالا، این امکان وجود دارد که کشور با کمبود درآمدهای ارزی در سالهای آتی روبه‌رو شود؛ لذا به نظر می‌رسد چاره‌ای جز محدود نمودن بخشی از هر یک از پروژه‌های بیع متقابل در دست اجرا به جز پارس جنوبی وجود ندارد. با حذف بخشی از پروژه‌های کم اهمیت یا با بازده پایین و یا حتی ضرر ده حداقل می‌توان چند میلیارد دلاراز سرمایه‌گذاریها را کاهش داد.

در این مورد لازم است هر چه زودتر نسبت به مطالعه بخش‌هایی که با حذف موقتی یا دائمی آنها اشکالی برای پروژه‌ها ایجاد نمی‌شود، اقدام نمود و در مورد انجام آن، هر چه سریع‌تر عمل کرد.

۸ در برنامه‌ریزی توسعهٔ تولید نفت باید اطلاعات ذخایر نفت خام کشور رابه نحو صحیح و علمی مطالعه کرد و سپس براساس آن، امکان حفظ یا بالا بردن سقف تولید را بررسی نمود؛ نه آن که رسیدن به سقف تولید ٦/٥ میلیون بشکه در روز را بدون توجه به

امکانات واقعی و حقیقیِ ذخایر نفت خام کشور، هدف قرار داد و سپس طرق مختلف تحقق غیر علمی آن را به آینده سپرد.

متأسفانه در عمل، بدون توجه به میزان ذخایر واقعی و بالفعل کشور و بدون توجه به ابعاد فنی، صرفاً از مفروضات و آمار غیرحقیقی استفاده شده؛ به گونه‌ای که رقم تولید در سال ۲۰۲۰ به ٦/٥ میلیون بشکه در روز بالغ گردیده است.

۳. روش اجرایی سیاست افزایش تولید و توسعه ظرفیت

میزان ذخایر نفت خام بالفعل ایران با توجه به اکتشافات جدید، حدود ۳۷ میلیارد بشکه است.[1] اگر سقف تولید فعلی ـ که حدود ۳/٥ میلیون بشکه در روز است ـ تا سال ۲۰۲۰ ادامه یابد، حدود ۲٤ میلیارد بشکه ازذخایر نفت خام کشور استخراج خواهد شد. لذا نه تنها اجرای چنین برنامه‌ای غیر عملی است بلکه درصورت انجام آن، جهت نگهداری این سقف تولید، به بیش از ۳۰ میلیارد دلار سرمایه‌گذاری برای حفر چاههای جدید و تأسیس دستگاه‌های نمک زدایی و غیره نیاز خواهد بود؛ وانگهی این برنامه‌ریزی، صدمه بسیار شدید صیانتی نیز به مخازن ایران وارد خواهد کرد.

می‌دانیم نزدیک به ۹۰ درصد از مخازن نفت کشور از نوع مخازن شکاف دار است. مخازن شکاف‌دار، دو بخش شکافها و ماتریسها (سنگ‌هایی با نفوذپذیری بسیار پایین) را شامل می‌شود. شکافها حدود ۱۰ درصد و ماتریسها حدود ۹۰ درصد نفت قابل بهره‌برداری در این نوع مخازن را دربردارند. نفت موجود درشکاف‌ها را می‌توان تقریباً تا سقف ۱۰۰ درصد به وسیله تزریق آب یا گاز تخلیه نمود، اما با حفر چاههای جدید نمی‌توان به تولیدات بیش‌تری از ماتریسها دست یافت؛ هر چند ممکن است درصدی از نفت موجود در شکافها را سریع‌تر استحصال نمود.

ملاحظه می‌شود که نفت قابل استحصال از مخازن نفت کشور مانند انباری نیست که به هر میزانی بتوان از آن به وسیله پمپ یا وسایل دیگر استخراج نمود؛ بلکه تنها به نحو خاص

---

۱. گزارشهای ارائه شده مناطق خشکی و اطلاعات نگارنده از مناطق دریایی و تاقدیس‌های کوچک موجود در کشور.

که مبتنی بر ضوابط علمی حرکت سیالات است عمل تخلیه انجام می‌گیرد. باید وسیله‌ای ایجاد نمود که نفت موجود در ماتریسها به نحو راحت‌تر و آسان‌تری براساس قانونمندی حرکت سیالات، وارد شکافها شود تا بتوان آن را استخراج نمود. تنها راه حل بهینه آن، تزریق گاز و بالا بردن فشار مخازن به حداکثر ممکن است.

بالا بردن سطح تولید از مخازن شکاف‌دار کشور و بدون انجام صحیح تزریق گاز باعث خواهد شد بهره‌برداری از شکافها با سرعت بیش‌تری انجام بگیرد و سطح «نفت-گاز» در شکاف‌ها با فاصله بیش‌تری از سطح «نفت-گاز» موجود در سنگ‌های اصلی یا ماتریسها قرار بگیرند. بدین ترتیب نفت استحصالی از سنگ مخزن (ماتریسها) نیازمند زمان طولانی‌تری است تا به سطح «نفت-گاز» شکافها برسد تا آن گاه بتوان به وسیله چاههای حفر شده آن را استخراج نمود. ملاحظه می‌شود که نگهداری سقف تولید فعلی تا سال ۲۰۲۰ کاری بس دشوار است و به سرمایه‌گذاری بسیار بالایی نیاز خواهد داشت. به نظر نگارنده، امکان بالا بردن سقف تولید حتی به رقم ٤/٥میلیون بشکه در روز غیرممکن‌است.[۱]

تنها راه حل نگهداری سقف تولید در دراز مدت، تزریق گاز به مخازن نفتی خشکی و دریایی به‌میزان کافی و لازم است تا بتوان بخش عظیمی از ذخایر بالقوه کشور را به ذخایر بالفعل تبدیل نمود.

تزریق گاز در مخازن با حجم فعلی، مشکلی را حل نمی‌کند و تنها می‌تواند تأثیر کمی در بالا بردن ذخایر بالفعل کشور داشته باشد. تنها با تزریق گاز به میزان لازم و کافی می‌توان ذخایر نفتی بالقوه کشور را به ذخایر بالفعل تبدیل نمود. نتیجه می گیریم با توجه به نیازی که به حجم عظیمی از گاز جهت تزریق در مخازن نفتی داریم حجم گاز ناچیزی جهت تزریق در نظر گرفته شده است.

جهت آشنایی بیش‌تر با مطالب فوق لازم است به چند نمونه اشاره کنیم. یکی ازطرح‌های چند صد میلیون دلاری شرکت ملی نفت ایران بالا بردن سطح تولیدِ مخازن

۱. این مطلب طی گزارشهای متعدد در سال ۱۳۷۱ خدمت آقای رفسنجانی رئیس جمهور وقت و سپس در تاریخ ۱۳۷۹/۸/۱ با تفصیل و بررسی کامل خدمت آقای خاتمی رئیس جمهور محترم ارسال شده است.

نفتی خشکی به میزان ۸۰۰ هزار بشکه در روز است. دراین زمینه طرحی ارائه شد مبنی براین که با بالابردن نرخ تخلیه چند میدان نفتی و حفر بیش از ۱۵۰ حلقه چاه جدید می‌توان به هدف فوق دست یافت. براساس پیشنهاد فوق، شرکت ملی نفت ایران با طرح پروژه ضربتی «۸ میدان» شروع به کار نمود. خصوصیات این مخازن ومیزان بالا بردن تولید از آنها در جدول شماره ۲ نشان داده شده است.

جدول ۲- تولیدات فعلی و پیشنهادی ۸ مخزن نفتی

نام میدان	تولید فعلی به‌هزار بشکه در روز	تولید پیشنهادی به هزار بشکه در روز	اختلاف‌تولید پیشنهادی با فعلی به هزار بشکه در روز	نسبت تخلیه پیشنهادی به فعلی
۱- شادگان	٤٥	۷۵	۳۰	۱/٦۷
۲- منصوری(آسماری)	٤٥	۱۰۰	۵۵	۲/۲۲
۳- مارون(بنگستان)	۸	۵۰	٤۲	٦/۲۵
٤- کرنج	۲۰۰	٤۵۰	۲۵۰	۲/۲۵
۵- پارسی	۵۰	۲۰۰	۱۵۰	٤
٦- گچساران	٤۸۰	٦۰۰	۱۲۰	۱/۲۵
۷- پازنان	٤۸	۸۰	۳۲	۱/٦۷
۸- رگ سفید	۱۷۰	۳۰۰	۱۳۰	۱/۷٦
مجموع	۱۰٤٦	۱۸۵۵	۸۰۹	

منبع: *گزارش عملکرد وزارت نفت ۱۳۸۰.*

نگارنده به محض ملاحظه جدول فوق (حدود دو سال پیش) عدم توفیق صددرصد طرح میدانهای٤ تا ۸ را به متصدیان پروژه متذکر شد[۱].

نگارنده با آشنایی واحاطه وسیع به مخازن نفتی ایران، در سال ۱۳۵۸ طی دستوری به مناطق جنوب، هر گونه بهره‌برداری ازمیدان کرنج را تا زمان تزریق گاز به حجم کافی و لازم ممنوع نمود. حجم گازموردنیاز برای تزریق بر اساس ۱۰۰ هزار بشکه تولید در روز،

۱. این موضوع را ضمن مشاهده برنامه طرح و مذاکره با مسئولان پروژهٔ بالا بردن سقف تولید، حضوراً به استحضار متصدیان رساندم.

حدود ۲۰۰ میلیون پای مکعب در روز است. با وجود این، مخزن مزبور به علت احتیاجات زمان جنگ ایران وعراق، شروع به تولید نمود ولی بعد از جنگ نیز تولید این مخزن، بیش از حد توانایی آن ادامه یافت؛ به نحوی که اکنون ــ همان‌گونه که در جدول فوق آمده است ـ روزانه حدود ۲۰۰ هزار بشکه از آن تولید می‌شود. در چند سال اخیر نیز به نحو غیرمستمر، روزانه به طور متوسط حدود ۷۵ میلیون پای مکعب گاز در این مخزن تزریق می‌گردد. این حجم گاز تزریقی، تقریباً معادل ۲۰ درصد حجم نفت خامی است که از این مخزن تولید می‌شود. استمرار تولید و عدم تزریق گاز با حجم کافی و لازم و عدم جبران معادل نفت و گاز بهره‌برداری شده در گذشته به وسیله گاز موجب شده است که این میدان اخیراً باکاهش فشارِ قابل ملاحظه‌ای رو به رو شود؛ به نحوی که در پی کاهش سقف تولید اوپک بهره‌برداری از این میدان موقتاً تعطیل شده است.

در نتیجه اگرسطح تولید میدان کرنج از ۲۰۰ هزار بشکه به ٤٥٠ هزار بشکه با هزینه گزاف حفر بیش از ۲۰ حلقه چاه جدید و سایر احتیاجات سطح الارضی آن، افزایش می‌یافت، با چه وضع ناهنجارتری در مقایسه با وضع موجود رو به رو می‌شدیم. سایر مخازن ٤ تا ۸ نیز درصورت عدم تزریق گاز به حجم کافی و لازم وافزایش تولید آن، به چنین سرنوشتی دچار خواهند شد.

از طرف دیگر نکته‌ای که مسئولان شرکت ملی نفت ایران از آن غافل هستند میزان و نرخ تولید از چهار مخزن اصلی آغاجاری، گچساران، مارون، اهواز و احتمالاً بی‌بی حکیمه می‌باشد. این مخازن هم‌اکنون با نرخ تولیدی بیش از ۲ برابر قبل از انقلاب از این مخازن بهره‌برداری می‌شود. این فشار بیش از حد به این مخازن باعث خواهد شد در مدت زمان کوتاهی (در حدود ٥ سال آینده) میزان تولید از آن‌ها به میزان وسیعی کاهش یافته به نحوی که با یک کاهش یک میلیون بشکه در روز روبه‌رو گردیم.

تنها با تزریق گاز به میزان لازم و کافی در مخازن نفتی کشور می‌توان سطح تولید فعلی را به نحوصحیح و سالمی برای نسلهای آینده ثابت نگه داشت. شواهد و دلایل مطمئنی

وجود دارد که تبدیل کردن ایران به صادر کننده گاز به نفع رقبای ماست.[1] بنابر این با توجه به این نکته، سیاست عرضه گاز به کشورهای مختلف ـ که اخیراً وزارت نفت آن را به شدت پیگیری می‌کند ـ قابل تأمل است. در واقع با تزریق هر چه بیش‌تر گاز به مخازن نفت کشور تا سال ۲۰۱۵، این اروپاییان هستند که جهت خرید گاز به‌طرف ما دست دراز خواهند کرد و مصرانه متقاضی خرید بوده و حتی حاضر به سرمایه گذاری با شرایط مناسب‌تری در کشور ما خواهند بود.

از طرف دیگر تزریق گاز استحصالی ازپارس جنوبی یا منابع دیگر در مقایسه با صادرات آن دارای فواید و مزایای زیر است:

۱. با تزریق ٤-۲/۵ هزار پای مکعب گاز می‌توان یک بشکه نفت اضافی از میدانهای نفتی کشور به دست آورد. ارقام فوق بستگی به موقعیت و فشار هر یک از مخازن دارد؛ به نحوی که در حدود ۲۰ مخزن از مخازن نفت کشور می‌توان با تزریق حدود ۲/۵ هزار پای مکعب گاز یک بشکه نفت اضافی سریعاً استحصال نمود.

۲. درآمد حاصل از نفت اضافیِ قابل استحصال، معادل چندین برابر درآمد حاصل از صادرات همان حجم گاز به کشورهای همسایه است. این مطلب در مقاله قبلی با مثال بحث شده است.

۳. تنها راه جلوگیری از کاهش شدید میزان تولید از چهار مخازن اصلی با بیش از نیمی از تولید فعلی کشور تزریق گاز به میزان کافی و لازم در آن‌ها می‌باشد. در غیر این صورت باید انتظار کاهش شدید تولید از این مخازن را در سال‌های نزدیک داشته باشیم.

٤. تزریق گاز در مخازن نفتی کشور ضمن دارا بودن ارزش افزوده، برای نسل‌های آینده نیز نگهداری خواهد شد؛ در حالی که صدور گاز صرفاً کمکی به اقتصاد کشورهای همسایه است.

---

۱. این نکته طی نشست‌هایی در سالهای ۱۳۷٦ در بخش مطالعات بین‌المللی وزارت امور خارجه و سپس در سال ۱۳۸۰ در مؤسسه مطالعات بین‌المللی انرژی ارائه شده است.

۵. تزریق گاز در مخازن نفتی کشور موجب استحصال نفتِ بیش‌تر از میادین کشور خواهد شد. در غیر این صورت این ذخایرِ خدادادی برای همیشه در اعماق زمین باقی خواهد ماند.

٦. با سرمایه‌گذاری جهت تزریق گاز به مخازن کشور، همراه با صرفه‌جویی وسیع در حفر چاه‌های جدید جهت تأمین سقف تولید و عدم نیاز به نصب دستگاه‌های نمک‌زدائی «فرازآوری گاز»[1] خواهد شد.

٤. نگاهی به پروژه‌های انجام شده یا در دست انجام

پروژه‌های بیع متقابل انجام شده مانند سیری «A»و «E» و یا پروژه‌های در دست انجام مانند پروژه‌های درود، سروش- نوروز، فروزان، سلمان و موارد دیگر، بدون توجه کافی به اصول مهندسی مخازن انجام گرفته است و در صورتی که هر چه زودتر نسبت به تصحیح آن‌ها اقدامی به عمل نیاید خسارات جبران‌ناپذیری به این مخازن وارد خواهد آمد.

در حال حاضر به علت کاهش سقف تولید ایران در اوپک به میزان حدود ٦۰۰ هزار بشکه در روز و یا به هر دلیل دیگر می‌توان بخشی از پروژه‌هایی را که در جهت صیانت از این مخازن نیست حذف نمود. ضمن این که با این عمل، میزان تعهدات وزارت نفت نیز در سالهای آینده به میزان قابل ملاحظه‌ای کاهش خواهد یافت.

در این زمینه آن بخش از فعالیتی که می‌توان حذف کرد یا تغییرات منطقی در آنها داد به قرار زیر پیشنهاد می‌شود.

٤-۱. پروژه سیری «A» و «E»

در حال حاضر تعدادی از چاههای میدان سیری با GOR (نسبت گاز به نفت) بسیار بالا استخراج می‌شود که صدمهٔ قابل ملاحظه‌ای به مخزن وارد می‌آورد و کاملاً مغایر با

1. Gaslift

بهره‌برداری صیانتی از این مخزن یا هر مخزن دیگر است.[۱] به عبارت دیگر، از یک طرف روزانه حدود ۱۵۰ هزار بشکه آب در این میدان تزریق می‌شود و از طرف دیگر حجم عظیمی گاز اضافی از آن بهره‌برداری می گردد که مغایر اصل تزریق و بالا نگه داشتن فشار مخزن است[۲]. لذا پیشنهاد می‌شود با بستن و یا پائین آوردن میزان تولید از چاه‌هایی که با GOR بالا بهره‌برداری می شود از سوزاندن و به هدر دادن گازها جلوگیری به عمل آید.

۲-٤. میدان درود

طی گزارشهای مختلفی در مورد زیان آور بودن تزریق آب در این میدان،[۳] پیشنهاد شده است که جهت اثبات این امر می‌توان به تجربه آزمایشگاهی روی آورد. بدین ترتیب که با استفاده از نمونه‌های سنگ مخزن و نمونه هایی از نفت و گاز موجود در مخزن، آثار تزریق آب و گاز را در استحصال نفت بایکدیگر مقایسه نمود. نتایج آزمایشگاهیِ آثار تزریق گاز در حدود ٦ سال قبل با نتایج بسیار مثبت (ضریب بهره‌دهی بیش از ٦٥ درصد) به اتمام رسید، اما متأسفانه در مورد انجام نتایج آزمایشگاهیِ آثار تزریق آب درهمان سنگ و مخزن - که کلیه تجهیزات آن نیز فراهم‌است - تاکنون توجهی نشده است.

توجه به این نکته نیز حائز اهمیت است که در فاصله مذاکرات و امضاء قرارداد با شرکت «الف» در مورد میدان درود، شرکت ملی نفت ایران با حفر ٤ حلقه چاه جدید و تعمیر ۱۲ حلقه دیگر توانست سطح تولید این میدان را از ۱٤۰ هزار بشکه در روز به بیش از ۱۸۰ هزار بشکه با هزینه‌ای حدود ۵۰ میلیون دلار افزایش دهد. این امر، بی پایه بودن نحوه توسعه و چگونگی تعیین سطح تولیدِ پایه را در این میدان که شرکت «الف» با هزینه‌ای بالغ بر ٥٤۰

۱. این موضوع طی گزارش مورخ ۱۳۷٤/٥/۳۰ خدمت آقای رفسنجانی رئیس‌جمهور وقت ارسال شد. در این گزارش عدم توانایی مخازن سیری E و A به میزانی که شرکت نفت توتال ادعا کرده بود نیز با استدلال فنی بحث شده است.

۲. در حال حاضر که قرار است موضوع پایین‌تر بودن سطح تولید از میزان مقرر در قرارداد به حَکَم ارجاع شود، آیا معقول‌تر نیست که با سطح تولید پایین‌تری به حَکَم مراجعه نماییم؟ ضمن این که در این صورت صدمه کم‌تری نیز به مخزن وارد می‌شود.

۳. این موضوع طی گزارشهای متعدد مورخ ۱۳۷۷/٤/۱ و ۱۳۷۸/۸/۱۹ و ۱۳۷۸/۲/۲٥ خدمت آقای زنگنه وزیر نفت ارسال شده است.

میلیون دلار انجام داده است نشان می‌دهد. پس از افشاء و اثبات این که برنامه اولیه پیشنهادی شرکت «الف» بر پایه ناصحیحی بنا شده بود، علت اصلی این موضوع که چرا این میدان، قادر به بهره برداری طبیعی بیش از میزانی است که شرکت «الف» آن را محاسبه کرده، آشکار شد. بالاتر بودن سقف تولید این میدان، تنها به علت بالاتر بودن ضریب بهره‌دهی از ناحیه گازی در مقایسه با ضریب بهره‌دهی ناحیه آبی این میدان بوده است که باید با توجه به این موضوع درجهت تزریق گاز بیش‌تر به این میدان اقدام می‌شد.[1]

در حال حاضر لازم است بخش تزریق آبِ این میدان که نزدیک به نیمی از سرمایه‌گذاری ۵۴۰میلیون دلاری است‌به طور کامل متوقف گردد. در اثر این عمل، ضمن صرفه‌جویی قابل ملاحظه‌ای در پرداخت آتی دولت، از وارد آمدن خسارات شدید صیانتی به این میدان نیز جلوگیری خواهد شد. در صورتی که نتوان از سرمایه‌گذاری‌های انجام شده مربوط به تزریق آب جلوگیری نمود با عدم تزریق آب در این میدان میلیاردها دلار به علت از دست دادن ذخایر نفتی این میدان صرفه‌جویی خواهد شد.

۳-٤. میدان سروش - نوروز

این پروژه شامل سه بخش به قرار زیر است:

الف) توسعه میدان سروش به میزان ۱۰۰ هزار بشکه در روز.

این میدان مشترک نیست و حاوی نفت خام سنگین است. قیمت تمام شدهٔ نفت آن، حدود ٦ دلار پایین‌تر از قیمت متوسط نفت خام کشور است. شرکت شل متعهد شده است با تزریق آب و شدت دادن به آبرانیِ مخزن در این میدان، روزانه نزدیک به ۱۰۰ هزار بشکه نفت برای مدت حدود ۱۰ سال - یعنی بیش از ۳۰۰ میلیون بشکه نفت - از این میدان استخراج نماید. ضمن این‌که پس از ۲۱ روز که سطح تولید به رقم ۱۰۰ هزار بشکه رسید (این‌در مقایسه با مدت ۱۰ سال استمرار تولید، زمان بسیار کوتاهی است) کلیه تأسیسات جهت ادامه تولید به شرکت ملی نفت ایران تحویل خواهد شد.

---

۱. به نمودار شماره ۲ در پایان مقاله مراجعه شود.

نگارنده براساس رفتار قبلیِ این میدان، هنگامی که روزانه حدود ۳۰ هزار بشکه از آن بهره‌برداری می‌شد، اطمینان دارد که بهره‌برداری از این میدان براساس روزانه ۱۰۰ هزار بشکه و تزریق آب ـ که شرکت نفت شل امید آن را داده است ـ میسر نخواهد شد. این پروژهٔ بیع متقابل از پروژه‌هایی است که ممکن است حتی نتواند سرمایه و سود مربوط را که حدود یک میلیارد دلار می‌باشد، بپردازد.

به بیان دیگر، پس از تولید حدود ۱۰۰ میلیون بشکه نفت در طول ۳ تا ٤ سال آینده، بهره‌برداری نفت‌از این میدان با اشکالات فراوان ، از جمله تولید حجم زیادی آب صورت خواهد گرفت که عملاً امکان استمرار تولید را مشکل خواهد ساخت. ضمن این که آب استخراجی از این میدان باید دوباره به مخزن تزریق شود؛ زیرا وارد نمودن آن به دریا با اشکالات زیست محیطی همراه خواهد بود.

نکته قابل توجه و تأمل در این پروژه این است هنگامی که شرکت توتال قرارداد سیری و شرکت آجیپ قرارداد پارس جنوبی را امضاء کردند، دولت وقت امریکا (دولت آقای کلینتون) شرکتهای مزبور را تحت فشار قرار داد و آنها را به طرق مختلف تهدید کرد. با وجود این، شرکت نفت شل که فعالیتهای وسیع‌تر و سرمایه‌گذاریهایی بیش از شرکتهای توتال و آجیپ در امریکا دارد، مورد حمله و تهدیدات گوناگون دولت آقای بوش ـ که به مراتب سختگیرتر از دولت قبلی است ـ قرار نگرفته است.

لذا می‌توان این «فرضیه» را مطرح کرد که مسئولان نفتی امریکایی که به این پروژه آشنا هستند می‌دانستند که انجام این پروژه اولاً باعث از بین رفتن میلیاردها بشکه نفت این میدان خواهد شد و ثانیاً سود قابل توجهی از بابت این پروژه عاید کشورما نمی‌شود؛ لذا اقدامی علیه شرکت نفت شل صورت نگرفته است.

ب) توسعه میدان نوروز به میزان ۹۰ هزار بشکه در روز.

این میدان نیز مشترک نیست و دارای نفت نیمه سنگین و آبرانی نسبتاً قوی است. سنگ مخزن این میدان «نفت دوست» بوده و دارای فشاری بالاتر از «نقطه حباب[1]» است. بهره برداری ۹۰ هزار بشکه در روز از این میدان باعث خواهد شد سطح آب در این میدان به سرعت به طبقات بالایی مخزن نفوذ کند و از همان سالهای اولیه، نفت همراه با آب، بهره‌برداری شود که در نتیجه، باعث کاهش تولید از میدان می‌گردد. در حالی که اگر گازهای همراهِ این مخزن و مخازن مجاور در آن تزریق شود ضمن انبساط حجم نفت این مخزن، ضریب بازدهی آن نیز به نحو محسوسی بالا می‌رود. این عمل باعث کاهش گرانروی (ویسکوزیته) نفت این میدان می‌شود که کمک زیادی به بالا بردن بهره‌دهی چاههای این میدان است.

برای جلوگیری از زیانهای ناشی از بهره‌برداری بیش از حد این میدان، پیشنهاد می‌شود که با کاهش تولید این میدان تا حدود ۵۰ هزار بشکه در روز و تزریق گازهای همراهِ این مخزن و مخازن مجاور در آن، برنامه توسعه این میدان ، مورد تجدید نظر قرار گیرد. ضمن این که سرمایه گذاری در این بخش نیز به میزان قابل ملاحظه‌ای کاهش خواهد یافت.

ج) انتقال گاز همراهِ میدانهای سروش و نوروز به جزیره خارک.

انتقال روزانه حدود ۳۰۰ میلیون پای مکعب گازهای همراهِ میدانهای مذکور برای مدت زمان کوتاه چند ساله، هدف روشنی ندارد؛ در صورتی که اگر این حجم گاز در مخزن نوروز ـ با هزینه بسیار کم‌تری ـ تزریق گردد باعث افزایش ضریب بازدهی این میدان خواهد شد.

به نظر می‌رسد هدف از جمع‌آوری گازهای این دو مخزن، احتمالاً بالا بردن سطح سرمایه‌گذاری و دریافت پاداش و جوایز بیش‌تر بوده که نصیب شرکت نفت شل می‌شود. استفاده از این گازها جهت پروژه معقولی در جزیره خارک توجیه اقتصادی ندارد؛ زیرا در صورت نیاز به گاز در این جزیره، راه بهتر، ارزان‌تر و با نسبت کندانسه بیشتر، استفاده از

---

۱. نفت استخراجی معمولاً دارای مقداری گاز محلول است. نقطه حباب (Bubble Point) فشاری است که کم‌تر از آن، اولین حباب گاز از نفت خارج می‌شود.

گازهای میدان فروزان است که هم اکنون روزانه حدود ۱۵۰ میلیون پای مکعب آن سوزانده می‌شود. همچنین خط لوله ۲۰ اینچی بین میدان فروزان و خارک که جهت انتقال ۲۰۰ هزار بشکه نفت در روز طراحی شده و سالها از آن استفاده می‌شده است، هم اکنون تنها حدود ٤۰ هزار بشکه نفت در روز را عبور می‌دهد. لذا با استفاده از پمپ‌های دو فازی می‌توان حجم قابل ملاحظه‌ای از گاز این میدان را به وسیله این خط لوله با هزینه بسیار پایینی به خارک انتقال داد. پیشنهاد می‌شود کلیه گازهای همراهِ میدانهای هندیجان- بهرگانسر ونوروز در مخزن نوروز تزریق گردد و در نتیجه، نیازی به خط لوله گاز به خارک نخواهد بود.

٤-٤. پروژه فروزان - اسفندیار

قرارداد این پروژه با شرکت پترو ایران امضاء شده و قرار است سطح تولید این میدان از میزان فعلیِ ٤۰ هزار بشکه در روز به حدود ۹۰ هزار بشکه افزایش یابد. بالا بردن سطح تولید این میدان به ۹۰ هزار بشکه در روز با هزینه بسیار بالا و برای مدت بسیار کوتاه و با بهره‌برداری گاز با حجم بسیار بالا همراه خواهد بود. بنابراین، قبل از هر موضوع لازم است به نکات زیر توجه شود:

۱. با تعیین میزان بهینه تولید و سرمایه‌گذاریهای مربوط به آن که قطعاً کمتر از ۹۰ هزار بشکه در روز است و لذا نیاز به سرمایه‌گذاری پائین‌تری دارد، از سرمایه‌گذاری بی هدف جلوگیری شود.

۲. بر اساس چنین برنامه‌ای می‌توان از گاز تولیدی جهت تزریق در میدان‌های سروش و درود استفاده کرد.

از آنجائیکه سنگ مخزن تاقدیس اسفندیار دارای نفوذپذیری بسیار پائین می‌باشد. امکان اقتصادی بودن این پروژه بسیار ضعیف می‌باشد. لذا حفر تعداد زیادی حلقه چاه بدون برنامه‌ریزی صحیح باعث از بین رفتن سرمایه‌ای که می‌تواند در مخازن دیگر با اطمینان و برگشت بسیار بالاتری همراه باشد، خواهد شد. آثار اولیه این پروژه مبنی بر خشک بودن

چاههای حفر شده دال بر عدم اقتصادی بودن این پروژه می‌باشد. لذا لازم است نسبت به ادامه این پروژه تجدید نظر کامل شود.

از آنجا که اولاً امکان رسیدن به سطح تولید ۹۰ هزار بشکه در روز از میدان فروزان و اقتصادی بودن توسعه میدان اسفندیار در حال حاضر بسیار بعید به نظر می‌رسد و ثانیاً این که شرکت ملی نفت ایران در واقع سرمایه‌گذار اصلی شرکت پترو ایران است؛ بنابراین عدم توانایی بسیار محتمل این شرکت در اجرای موفقیت‌آمیز این پروژه و برگرداندن سرمایه‌گذاری سؤالات زیر را مطرح می‌کند:

• چه شخص یا دستگاهی مسئول پرداخت غرامتِ حاصل از عدم توفیق این پروژه در رسیدن به سطح تولید مورد نظر برای مدت تعیین شده خواهد بود؟

• معنی و مفهوم بیع متقابل و فلسفه آن را در این گونه قراردادها (با شرکتهای دولتی - ایرانی) چگونه می‌توان تفسیر نمود؟

• آیا هزینه - فایده محول کردن پروژه‌هایی را که مجلس شورای اسلامی در قالب بیع متقابل تصویب نموده است، به شرکتهای دولتی - ایرانی به دقت مطالعه و بررسی شده است؟ فراموش نکنیم که فلسفه طراحی رژیم حقوقی «بیع متقابل» استفاده از سرمایه‌های خارجی بوده است.

۵-٤. پروژه سلمان

میدان سلمان با میدان ابوالبخوش - واقع در آب‌های امارت ابوظبی - مشترک بوده و بهره‌برداری از بخش متعلق به ابوظبی را شرکت نفت توتال انجام می‌دهد. این پروژه شامل دو بخش است:

الف) بالا بردن سقف تولیدِ نفتِ لایه‌های عرب با انجام تزریق آب. البته مبنای برنامه تزریق آب در این میدان چندان روشن نیست. شرکت نفت توتال مدت ۱۰ سال است که بیش از ۱۰۰ میلیون پای مکعب گاز را در روز با نتیجه‌ای بسیار خوب به بخش جنوبی این

میدان تزریق می‌نماید. تزریق گاز در این میدان، ارجحیت بارزی در مقایسه با تزریق آب داشته است. در این مورد به مقاله سوم نگارنده مراجعه شود.

ب) سرمایه‌گذاری جهت تزریق گاز در این میدان بسیار پایین‌تر از تزریق آب است؛ زیرا گاز موجود در طبقات «خوف» همین میدان، به میزان کافی وجود دارد. تزریق روزانه ۱۵۰ میلیون پای مکعب، تنها احتیاج به حفر۲ تا ۳ حلقه چاه تا عمق طبقه‌گازی مذکور و اتصال آن به لایهٔ عرب میدان سلمان دارد؛ لذا احتیاجی به فیلترِگرانقیمت آب و پمپ و سایر تجهیزات جانبی جهت تزریق آب نیست، ضمن این که تعداد حلقه چاههای مورد نیاز جهت تزریق گاز نسبت به تعداد حلقه چاههای تزریق آب کمتر است و در نتیجه به سرمایه‌گذاری کم‌تری نیاز دارد.

ج) گاز آثار بسیار مؤثرتری در جابه‌جایی نفت در مقایسه با جابه‌جایی نفت به وسیله آب دارد؛ لذا از نظر صیانتی، تزریق گاز بسیار مفیدتر از تزریق آب است.

د) گاز تزریقی که حاوی حجم کمی کندانسه است به میزان قابل ملاحظه‌ای غنی شده؛ به نحوی که میزان کندانسه آن تا چند برابر حجم فعلی، هنگام بهره‌برداری آن افزایش خواهد یافت.

بنابراین پیشنهاد می‌شود برنامه تزریق آب در این میدان هر چه زودتر قطع شود و برنامه‌ریزی جهت تزریق گاز، جانشین آن گردد.

٦-٤. پروژه پارس جنوبی

قبلاً اهمیت و لزوم توسعه هر چه سریع‌تر و وسیع‌تر میدان مشترک پارس جنوبی مطرح شده است.[1] پیشنهاد اینجانب با توجه به برآورد اولیه حجم این میدان، روزانه۷ تا ۸ میلیارد پای مکعب گاز جهت تزریق به میدان‌های نفتی واقع در خشکی بود.

---

۱. این مطلب برای اولین بار طی گزارش مورخ ۱۳۷۳/٤/۲ خدمت آقای رفسنجانی رئیس جمهور وقت ارسال شد و ایشان طی پی‌نوشتی چنین اظهارنظر کردند: «نکات قابل توجهی دارد. گرچه تازه نیست و قبلاً مطرح بوده و به خصوص در مورد سرعت عمل تزریق و اولویت استخراج پارس جنوبی و عدم عجله در فروش گاز به مسافت دور دست و اولویت مصرف داخلی در شرایط فعلی قیمت گاز، توجه ویژه لازم است.»

متأسفانه به جای اقدام عاجل در جهت توسعه هر چه بیش‌تر و سریع‌تر این میدان مشترک، تصویب‌نامه‌ای صادر شد[۱] که براساس آن، یک میلیارد پای مکعب در روز در فاز اول، جهت مصارف داخلی به عهده شرکت جدیدالتأسیس پترو ایران گذاشته شد. قرار شد فازهای بعدی آن بدون ذکر حجم گازِ روزانه و زمان‌بندی، تحت عنوان «طرح جامع توسعه میدان پارس جنوبی» از طریق «به کارگیری یک شرکت نفتی ذی‌صلاح خارجی» مطالعه شود.

در مراحل بعد، قرارداد ۷ فاز بعدی این میدان براساس بیع متقابل امضاء گردید. متأسفانه نحوه تقسیم‌بندی و سطوح اختصاصی هر یک از فازهای پارس جنوبی کارشناسی نبوده و بر اساس اصول مهندسی مخازن و نیاز هر یک از فازها پایه‌ریزی و محاسبه نشده است.[۲]

با همکاری مسئولین شرکت ملی نفت ایران عملکرد شرکت نفت توتال ـ که بهترین ناحیه این میدان را به خود اختصاص داده است ـ این فرضیه را تقویت می‌کند که یکی از اهداف اصلی این شرکت، جلوگیری از آثار ناشی از بهره‌برداری ناحیه ایران بر روی چاه‌های گاز ناحیه قطر است که خود این شرکت در آن فعالیت دارد. از این رو احتمالاً شرکت توتال، سطوح فازهای ۲ و ۳ را حدود ۱۴۰ کیلومترمربع تعیین کرده و شرکت ملی نفت ایران آن را قبول نموده است. این مساحت به عنوان الگو در فازهای بعدی نیز مورد استفاده قرار گرفت. این در حالی است که سطح مورد نیاز فازها به منظور بهره‌برداری روزانه یک میلیارد پای مکعب، در حدود ۷۰ کیلومترمربع کافی است. اکنون لازم است برنامه‌ریزی صحیحی جهت بالا بردن سطح تولید گاز از کلیه فازها انجام شود. جهت جلوگیری از مهاجرت گاز از ناحیه ایران به قطر، لازم است میزان تولید از کلیه فازها تا دو برابر حجم فعلی آن‌ها افزایش یابد. با این روش نیازی به استفاده از فازهای ۱۳ به بعد نخواهد بود، چه این فازها به علت نزدیکی آن‌ها به سطح گاز و آب و به علت تولید گاز از

۱. این مطلب نیز طی گزارش مورخ ۱۳۷۳/۱۰/۱۲ خدمت آقای رفسنجانی رئیس جمهور وقت ارسال گردید.

۲. این مطلب طی نشستی که در تابستان ۱۳۷۹ در مؤسسه مطالعات بین‌المللی انرژی برگزار گردید مطرح شد و گزارش مربوط به چاپ رسید.

فازهای ۱ تا ۱۲ در مدت زمان کوتاهی شروع به تولید آب نموده باعث اشکالات فراوانی خواهد شد.

۷-٤. پروژه مسجد سلیمان

این پروژه شامل حفاری چند حلقه چاه افقی، تعمیر چند حلقه چاه قدیمی، حفر دو حلقه چاه برای تزریق پساب، نصب دستگاه جدید تفکیک با ظرفیت مناسب، نصب دستگاه نمک‌زدائی و لوازم داخل چاهها و مانند آن است. میزان سرمایه‌گذاری در این پروژه حدود ۷۰ میلیون دلار است که جمعاً مبلغ ۱۲۱ میلیون دلار بابت اصل و فرع سرمایه و حق‌الزحمه و سایر هزینه‌ها به طرف قرارداد پرداخت خواهد شد.

نفت درجای این میدان نزدیک به ٦/٥ میلیارد بشکه و ضخامت نفت اولیه آن حدود ۲۵۰۰ پا بوده است. تاکنون نزدیک به ۱/۱٤ میلیارد بشکه نفت از این میدان استخراج شده است. ضخامت فعلی ستون نفتی در این مخزن حدود ۲۰۰ پا می‌باشد و ذخیره باقیمانده قابل استحصال حدود ۱۰۰ میلیون بشکه برآورد می‌شود.

طرف قرارداد در نظر دارد سطح تولید این مخزن را از حدود ٥ هزار بشکه در روز به ۲۵ هزار بشکه در روز افزایش دهد و در مقابل، ارزش ٤۱ درصد نفت بهره‌برداری شده را تا سقف ۱۲۱ میلیون دلار دریافت کند.

با توجه به مخازنی که ساختار آنها مشابه مخزن مسجد سلیمان است می‌توان گفت که از ۱۰۰ میلیون بشکه نفت باقیمانده قابل استحصال حدود ۱۵ میلیون بشکه از آن داخل شکافها و مابقی در سنگ مخزنی قرار دارد که تراوایی آن بسیار پائین است. بنابراین با استفاده از چاههای افقی به آسانی می‌توان ۱۲ میلیون بشکه از ۱۵ میلیون بشکه نفت موجود در داخل شکافها را در سال اول و بخشی از سال دوم تولید کرد. ضمناً در طول این مدت نزدیک به ٤ میلیون بشکه نفت از بخش ماتریسی سنگ مخزن، جا به جا شده و قابل استحصال خواهد شد. بنابراین جمعاً حدود ۱٦ میلیون بشکه از ذخایر این مخزن در خلال دو سال اول قابل بهره‌برداری است.

در صورتی که قیمت نفتِ سبک این میدان را در زمان تولید بشکه‌ای ۲٤ دلار فرض کنیم برای پرداخت ۱۲۱ میلیون دلار به طرفِ قراردارد باید ۱۲/۳ میلیون بشکه نفت استخراج شود که ٤۱ درصد آن یعنی معادل ۵ میلیون بشکه سهم طرف قرارداد خواهد بود، زیرا میلیون دلار ۱۲۱=۲٤ دلار ×٤۱٪×۱۲/۳ میلیون بشکه. قرار است روزانه ۲۵ هزار بشکه نفت تولید شود، لذا می‌توان در مدت کمتر از یک سال و چهارماه ۱۲/۳ میلیون بشکه نفت برداشت کرد و معادل ٤۱ درصد آن را به طرف قرارداد پرداخت نمود و تسویه حساب کرد.

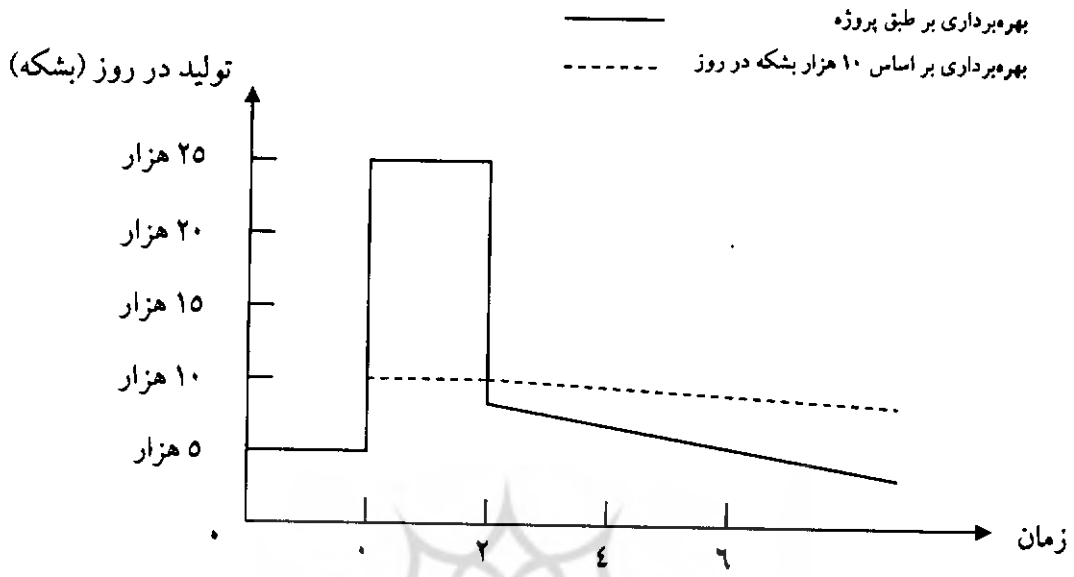
بنابراین نتیجه می گیریم که تولید روزانه ۲۵ هزار بشکه از این مخزن در خلال دو سال اول به آسانی امکان‌پذیر است و حتی در خلال یک سال و نیم اول، سهم طرف قرارداد به تمام و کمال پرداخت خواهد شد. مشکلات اصلی این پروژه بعد از دو سال اول ظاهر می‌شود زیرا که میزان انتقال نفتِ حاصل از ماتریسها به شکافها فقط حدود ۱۰ هزار بشکه در روز خواهد بود. به بیان دیگر، مشکلات اصلی این پروژه موقعی ظاهر می‌شود که طرف قرارداد سهم خود را دریافت کرده است و لذا در مشکلات بعدی تولید از این میدان سهیم نخواهد بود. بهره‌برداری از این مخزن بر طبق این پروژه و همچنین بهره‌برداری به روش صحیح از این مخزن را می‌توان در نمودار شماره ۱ ملاحظه کرد.

بهره‌برداری صحیح از این میدان باید به نحوی انجام شود که کاهش ضخامت ستون نفتی آن به آهستگی صورت گیرد تا بتوان با هزینه کمتر و سهولت بیشتر نفت حاصل از ماتریسها را برداشت کرد.

از مقایسه دو الگوی بهره‌برداری در نمودار صفحه بعد، نکات زیر را می‌توان استنتاج کرد.

الف - سرمایه گذاری لازم برای حفر چاههای افقی یا عمودی جهت تولید ۱۰ هزار بشکه نفت در روز حداکثر حدود ۱۰ میلیون دلار خواهد بود.

ب - ضخامت ستون نفتی در روش صحیح به آهستگی کاهش می‌یابد، لذا نیاز به دستگاه گرانقیمت نمک‌زدایی و چاههای مورد نیاز برای تزریق پساب و هزینه‌های جانبی آن نخواهد بود.



نمودار شماره ۱

ج - هنگامی که ستون نفتی به آهستگی کاهش یابد نسبت گاز به نفتی که بهره‌برداری می‌شود در حد طبیعیِ گاز محلول در نفت می‌باشد. اما اگر ستون نفتی به سرعت کاهش یابد - بهره‌برداری بر طبق پروژه - نسبت گاز به نفتی که بهره‌برداری می‌شود بسیار بالا می‌رود که دو نتیجه نامطلوب به دنبال خواهد داشت: اولاً فشار مخزن بیش از حد کاهش می‌یابد و ثانیاً همان‌گونه که قبلاً اشاره شد، گاز همراه یا باید سوزانده شود که مشکلات زیست محیطی به دنبال دارد یا اینکه باید تزریق شود که هزینه‌های اضافی به دنبال خواهد داشت. با توجه به حجم بالای گاز همراه، تزریق آن نیاز به کمپرسور مخصوصی دارد که هزینه آن ظاهراً در این پروژه منظور نشده است.

د - میزان بهره‌برداری از مخزن بر طبق این پروژه در مدت دو سال اول فقط ۱۰/۸ میلیون بشکه بیش از تولید به روش صحیح است در حالی که میزان سرمایه‌گذاری پیش بینی شده در این پروژه ۱۱۱ میلیون دلار بیش از سرمایهٔ مورد نیاز در الگوی صحیح می‌باشد. بنابراین

تولید ۱۰/۸ میلیون بشکه، ۱۱۱ میلیون دلار هزینه خواهد داشت که معادل ۱۰/۳ دلار برای تولید هر بشکه نفت خام است .

هـ - در الگوی صحیح، استمرار تولید به میزانِ ۱۰ هزار بشکه در روز با هزینه‌های متعارف به سهولت امکان پذیر است در حال که تولید در پروژه پیشنهادی نه تنها بعد از دو سال به شدت کاهش می یابد بلکه استمرار تولید در سطوح نازل نیز مستلزم هزینه های سنگینِ نمک‌زدایی و تزریق پساب و سوزاندن یا تزریق گاز و مانند آن خواهد بود .

با توجه به مطالبی که گفته شد ، سؤالات و نکات زیر مطرح می شود :

۱. بر اساس اطلاعات موجود ، هنوز نتایج نهایی مطالعه جامع این میدان منتشر نشده است. سؤال این است که در چنین وضعیتی چگونه قرارداد بهره‌برداری از این میدان به امضاء رسیده است ؟

۲. دلیل اصلی وزارت نفت برای امضای این قرارداد ، افزایش تولید از سطح کنونیِ تقریباً ۵ هزار بشکه در روز به ۲۵ هزار بشکه در روز می باشد ، اما اطلاعات موجود نشان نمی دهد که تولید در این سطح تا چند سال می تواند استمرار داشته باشد ؟ چرا نکته ای بدین درجه از اهمیت که از محورهای اساسی این پروژه محسوب می شود از شفافیت لازم برخوردار نیست ؟

۳. نکات سابق‌الذکر دلالت بر این می‌کند که عدد ٤١ درصد به عنوان سهم طرف قرارداد از نفتِ تولید شده، هماهنگی کاملی با حجم تولید نفت در خلال یکسال و چهار ماهِ اول دارد. بنابراین نمی‌توان به راحتی این فرضیه را رد کرد که طرف قرارداد به درستی از مشکلات بعدی تولید از این میدان آگاه است و لذا ترتیباتی اتخاذ کرده است تا سهم کامل خود را در همان ماههای نخستین دریافت کند و مشکلات حاصل از تولید در سالهای بعدی را برعهده شرکت ملی نفت ایران قرار دهد. ناگفته نماند که این دیدگاه، مشابهت‌های زیادی بین این پروژه و پروژه سیری A و E وجود دارد .

٤. آیا جوانب موضوع و کاستی های فوق الذکر به دقت بررسی شده است ؟ و همچنین در صورت عدم استمرار تولید از این میدان به میزان ۲۵ هزار بشکه در روز ، آیا جریمه های مناسبی در نظر گرفته شده است که بتواند زیانهای ناشی از آن را جبران کند ؟

با توجه به موارد بالا ، پیشنهاد می شود که :

۱. تا اتمام مطالعه جامع در باره این میدان و ارائه آن به مسئولین و بررسیهای فنی و اقتصادی دربارهٔ آن ، هرگونه سرمایه گذاری در این پروژه متوقف شود .

۲. با حفر چند حلقه چاه افقی و یا عمودی ، تولید از این میدان در سطح ۱۰ هزار بشکه در روز انجام شود زیرا به نظر می رسد که سطح بهینه تولید از این میدان با توجه به خصوصیات مخزن و ملاحظات اقتصادی ، در همین حدود است .

۳. در صورتی که شرکت ملی نفت به هر دلیلی مصمم به انجام این پروژه باشد، موکداً توصیه می‌شود که هر گونه پرداخت به طرف قرارداد صرفاً ، بعد از ملاحظهٔ استمرار تولید در سطح ۲۵ هزار بشکه در روز برای مدت حداقل دو سال انجام شود. به بیان دیگر، نخست باید اطمینان حاصل کرد که این میدان قادر است حداقل برای مدت دو سال روزانه ۲۵ هزار بشکه نفت تولید کند و سپس پرداختهای لازم به طرف قرارداد از سال سوم به بعد و بر مبنای تولید ۲۵ هزار بشکه در روز انجام شود .

۸-٤. پروژه تبدیل میدان گازی سراجه جهت قله تراشی گاز تهران

این میدان دارای فشار بالا، حجم پایین شکاف وخلل و فرج، و آبرانی نسبتاً قوی است. به منظور تبدیل این میدان گازی به میدان گاز قابل استفاده در زمستان، لازم است با استخراج آب آن، فشار مخزن را کاهش داد. نگارنده این روش عملی و کم خرج را حدود ۳۰ سال پیش به شرکت ملی گاز پیشنهاد نموده است.

مهندس مشاور فرانسوی این پروژه (سفر گاز)[1] روشی کاملاً در جهت عکس روش فوق ارائه نموده است؛ بدین معنی که قرار است با بهره‌برداری از گاز مخزن، فشار آن را کاهش

1. Sofré Gas

دهد. با این عمل سطح «گاز - آب» این مخزن بالا آمده که در نتیجه از حجم قابل استفاده این میدان در زمان قله تراشی به میزان وسیعی کاسته می‌شود. در این صورت، بهره‌وری روزانهٔ میدان نیز به همان نسبت پایین خواهد آمد. این مطلب از مهم‌ترین و اساسی‌ترین بخش موضوع قله تراشی است. روش پیشنهادی مهندس مشاور فرانسوی باعث خواهد شد که نتوان در فصل زمستان روزانه حداقل حتی ۱۰۰ میلیون پای مکعب از این میدان استخراج نمود. در نتیجه بخش اعظم سرمایه‌گذاری پیشنهادی مهندس مشاور فرانسوی عملاً به هدر خواهد رفت.

۵. جمع‌بندی و نتیجه‌گیری

از مطالب ارائه شده می‌توان چنین نتیجه‌گیری نمود:

۱. استفاده وزارت نفت از آمار ساختگی و ناصحیح وزارت انرژی امریکا (DOE)، آینده بسیار مثبت و پرباری را برای ملت و دولت ترسیم نموده است. دستیابی به هدف ۶/۵ میلیون بشکه تولید نفت خام در روز محال و غیرممکن است. وضعیت فنی مخازن و برنامه‌های موجود اجازه نمی‌دهد سقف تولید حتی به بیش از میزان ٤ میلیون بشکه در روز و در طول مدت زمان قابل ملاحظه‌ای استمرار یابد.

۲. سرمایه گذاری در برنامه پیشنهادی ۲۰ ساله وزارت نفت در جهت افزایش سقف تولید باعث بحرانهای شدید ارزی در کشور خواهد شد که عدم تعادل اقتصادی قابل ملاحظه‌ای به همراه خواهد داشت.

۳. قیمت نفت خام از سالهای ۲۰۱۵ به بعد به علت عدم تناسب عرضه در برابر تقاضا به نحو محسوسی افزایش خواهد یافت.

٤. در پروژه‌های نفتی بیع متقابل، مسأله بسیار مهمِ صیانت ازمنابع نفتی کشور به طور جدی ملاحظه نشده است؛ لذا با برنامه‌ریزی فعلی وزارت نفت میلیاردها بشکه از ذخایر نفت کشور به هدر خواهد رفت.

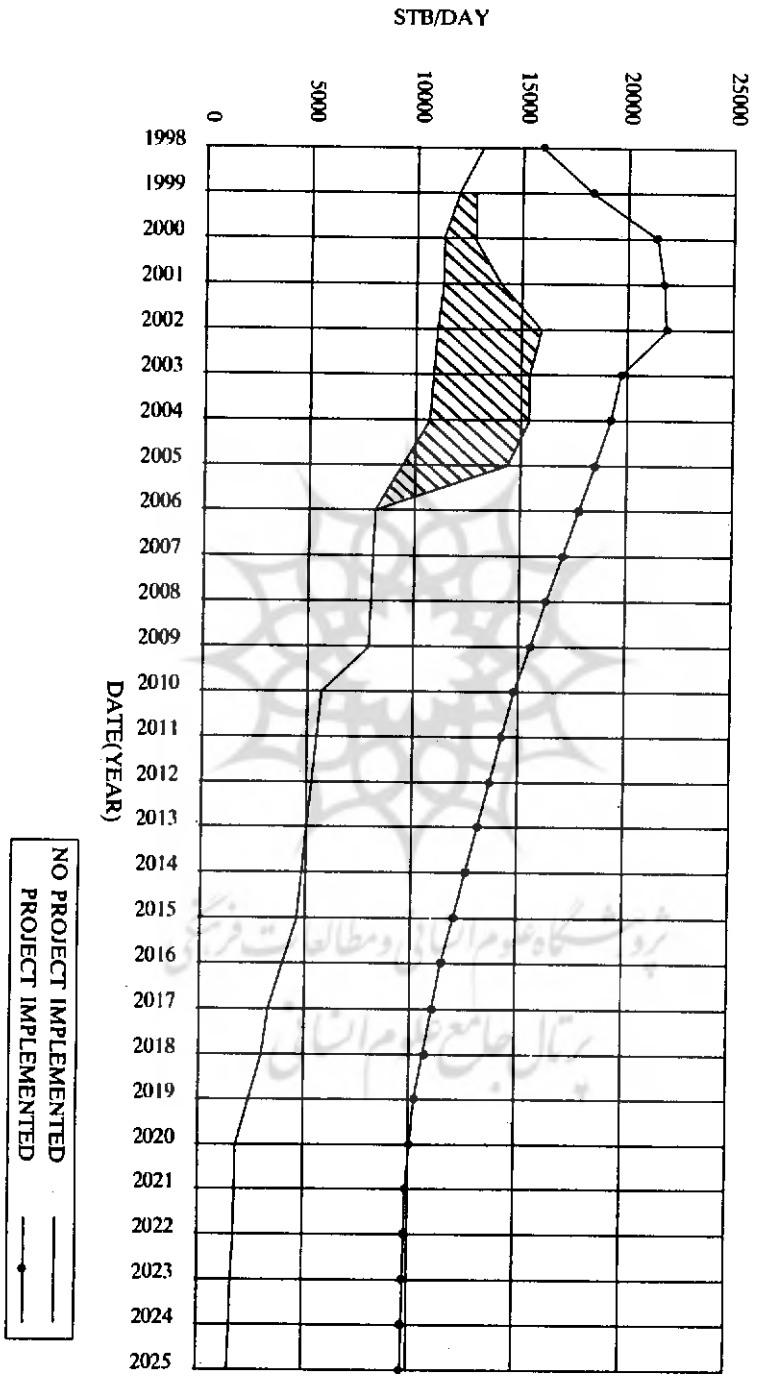
۵. در گزارش وزارت نفت، «*خسارات غیرقابل جبران*» به مخازن نفتی کشور با ذکر «*کمبود گاز*» توجیه شده است؛ در حالی که ذکری از این «*کمبود*» در جهت صادرات به کشورهای همسایه یا اروپا به میان نمی‌آید.

٦. متأسفانه مطالعه آثار مثبت تزریق گاز به میزان لازم و کافی در مخازن نفت تا حد زیادی فراموش شده است و در عوض، مرتباً از عقب ماندگی کشورمان در بازارهای بین‌المللی گاز (با توجه به حجم عظیم ذخایر گازی ایران) صحبت می‌شود؛ در حالی که درآمد حاصل از تزریق گاز در مخازن نفتی کشور، ضمن تأمین بلند مدت منابع مورد نیاز ارزی، به مراتب بیش از صدور گاز است.

۷. برخی از پروژه‌های بیع متقابل بدون توجه به اولویت و نیاز کشور در دست انجام است که احتمالاً در بازپرداخت سرمایه و جوایز مربوطه، به ویژه در صورت افت قیمت جهانیِ نفت‌خام، با اشکالات متعددی روبه‌رو خواهد شد.

۸. با توجه به فازبندی‌های غیراصولی و تخصیص بیش از نیاز سطح فازها در پروژه پارس جنوبی، لازم است به جای اضافه نمودن فازهای جدید، سطح تولید هر یک از فازهای فعلی ۱ تا ۱۲ را به دو برابر میزان فعلی آن افزایش داد. لازم به یادآوری است که فازهای ۱ تا ۳ دارای اولویت است.

۹. صادرات روزانه ۱۰ میلیارد پای مکعب گاز به بازارهای دور با سرمایه گذاریهای کلان می‌تواند درآمدی کم‌تر از ۳ میلیارد دلار در سال برای کشور داشته باشد؛ در حالی که با تزریق همان حجم گاز به مخازن نفتی کشور با سرمایه گذاری پایین‌تر، درآمدی به مراتب بیش‌تر عاید کشور می‌نماید، و در عین حال، گاز تزریق شده به میادین نفتی، برای نسلهای آینده ذخیره‌سازی خواهد شد. تنها از این راه می‌توان جایگاه جمهوری اسلامی ایران را در بازارهای منطقه‌ای و جهانی در دراز مدت تأمین و تثبیت نمود.



نمودار شماره ۲- تخصیص نفت خام تولیدی برای بازپرداخت پروژه بیع متقابل درود از محل افزایش تولید

توضیحات مربوط به نمودار شماره ۲

در بررسی نمودار شماره ۲ توجه به نکته زیر ضروری است:

لازم بود که شرکت «الف» با نشان دادن حداقل سه سناریوی مختلف ـ شامل الف) تنها حفر ۲۵ حلقه چاه، ب) حفر چاه و تزریق آب، ج) حفر چاه و تزریق گاز به میزان لازم و کافی ـ نشان می‌داد که کدام یک از این سناریوها با توجه به معیارهای تولید صیانتی و میزان سرمایه‌گذاریها، بهینه است. متأسفانه شرکت «الف» با یک کاسه کردن سه فرایند فوق ـ یعنی حفر ۲۵ حلقه چاه جدید و تزریق آب و گاز ـ تنها یک سناریو را نشان داده است. بنابراین آثار زیان بار تزریق آب به این میدان که کاملاً «نفت دوست» است تحت تأثیر آثار مثبت حفر ۲۵ حلقه چاه، و تزریق گاز، پنهان مانده است.

پژوهشگاه علوم انسانی و مطالعات فرهنگی
پرتال جامع علوم انسانی

منابع اصلی

خوانندگان محترم می‌توانند برای کسب اطلاعات بیشتر در مورد مسائل فنی مندرج در این دو مقاله به منابع زیر مراجعه نمایند.

1. Madaoui, K. and Sakthkumar, S., "Lean Gas Injection in Water Flooded Oil Reservoir, a Systematic Investigation for Field Application", Presented at 7th European IOR Symposium, Moscow, Oct. 1993.

2. Madaoui, K., Sakthikumar, S., Thiebot, L., and Bouvier, G., "Experimental and Numerical Investigation into the Feasibility of Gas Injection in Water Flooded Reservoirs", Presented at 21st Annual Convention of Indonesian Petroleum Association, Oct. 1992, Jakarta, Indonesia.

3. O'Neill, N., "Fahud Field Review: A Switch from Water to Gas Injection in Fahud Field (Oman)," SPE Paper 15 691 Presented at Fifth SPE in the Middle East Held in Bahrain", March 7-10, 1987.

4. Saidi, A. M., "Twenty Years of Gas Injection History into Well _ Fractured Haft Kel Field (Iran)," SPE paper 35 309, presented at SPE Meeting Held in Villahermosa, Mexico, March. 3-7, 1996.

پژوهشگاه علوم انسانی و مطالعات فرهنگی
پرتال جامع علوم انسانی