مقاله اول: موقعیت نفت و گاز کشور در بازارهای نفت و گاز جهان

۱. میزان ذخایر بالفعل و بالقوه نفت خام کشور و تأثیر تزریق گاز بر آنها

میزان ذخایر «نفت خامِ در جای» کشور حدود ٤٥٠ میلیارد بشکه تخمین زده می‌شود. از این میزان، تا پایان سال ۱۳۸۰ جمعاً حدود ٥٤ میلیارد بشکه از مناطق خشکی و دریایی برداشت شده است.

میزان ذخایر بالفعل نفت خام کشور با توجه به ذخایر کشف شده جدید، حدود ۳۷ میلیارد بشکه است. این رقم براساس گزارش‌های ارائه شده از مناطق خشکی و اطلاعات نگارنده از مناطق دریایی است. ارقام رسمی ارائه شده با توجه به حجم میعانات گازی و حجم نفت خام بالقوه ازحدود ۹۲میلیارد بشکه تا ۱۳۰میلیارد بشکه بوده است.

میزان ذخایر بالقوه نفت خام (برداشت ثانویه) کشور حدود ٥٠ میلیارد بشکه است. این رقم، حدود ٥ میلیارد بشکه نفت قابل بهره‌برداری - که در ٥٠ تاقدیس شناخته شده کوچک ، واقع شده است - را شامل می‌شود که هنوز حفاری اکتشافی در آنها شروع نشده است؛ ٤٥ میلیارد بشکه دیگر نیز درمخازن نفتی شناخته شده واقع شده است.

تنها راه بالفعل نمودن حدود ٤٥ میلیارد بشکه نفت موجود در مخازن ایران، تزریق گاز به میزان لازم و کافی در آنهاست. میزان گاز مورد نیاز جهت تزریق در این مخازن به منظور بالفعل نمودن این ذخایر، حدود ۲۰ میلیارد پای مکعب در روز است. چنین حجمی از گاز مورد نیاز را می‌توان از ذخایر پارس جنوبی، پارس شمالی (مخازن گاز کشف شده G و F واقع در خلیج‌فارس)، گازهای همراه که قسمت اعظم آن سوخته می‌شود و سایر مخازن گاز ایران تأمین نمود. براساس محاسبات مهندسیِ مخازن انجام شدهٔ قبل و بعد از انقلاب، به ازای تزریق هر ۲/۵ تا ٤ هزار پای مکعب گازمی‌توان یک بشکه نفت اضافی از مخازن نفتی ایران به دست آورد.[1]

بنابراین اگر قیمت نفت را حدود ۲٤ دلار برای هر بشکه فرض نماییم «قیمت سایه‌ای» هزار پای مکعب گاز، حدود ٦ تا ۱۰ دلار است. قیمت گاز صادراتی ایران به ترکیه براساس قیمت نفت ۲٤ دلار، کمتر از ۳ دلار برای هزار پای مکعب در نظر گرفته شده است، ضمن آن که فاصله آن حدود ۱۰۰۰ کیلومتر دورتر ازمحل تزریق است. علاوه بر این، باید به این نکته توجه کرد که گاز تزریقی برای نسل‌های آینده باقی خواهد ماند.

ملاحظه می‌شود که تزریق گازدر مخازن نفتی، با صرفه‌ترین نحوه استفاده از آن است. در عین حال، این روش ازنظر اصول، تنها راه صیانت ازمخازن نفتی و تبدیل نفت بالقوه به نفت بالفعل برای نسل‌های آینده کشور است.

۲. سیاستهای تزریق گاز و مقایسه‌ای از ذخایر نفت و گاز ایران با ذخایر نفت عربستان

ذخایر واقعی نفت عربستان حدود ۲۰۰ میلیارد بشکه است، در حالی که ذخایر نفت و گاز ایران ۳۷ میلیارد بشکه نفت بالفعل و ۵۰ میلیارد نفت بالقوه و حدود ۸۰۰ تریلیون پای مکعب گاز را شامل می‌شود. در نتیجه، مجموع حجم نفت و گاز ایران[2] حدود ۲۲۰=۱۳۳+۳۷+۵۰

۱. اختلاف بین ۲/۵ تا ٤ هزار پای مکعب مربوط به موقعیت هریک از این مخازن است.

۲. براساس ٦ هزار پای مکعب گاز معادل یک بشکه نفت.

میلیارد بشکه (معادل نفت خام) است. در صورتی که فرض شود ایران روزانه به‌طور متوسط ۳/۵ میلیون بشکه نفت و عربستان به‌طور متوسط روزانه حدود ۱۰ میلیون بشکه نفت بهره‌برداری می‌کند در نتیجه در ۱۵ سال آینده، ذخایر نفت ایران درحدود ۲۰۱=۱۹-۲۲۰ میلیارد بشکه و ذخایر نفت عربستان حدود ۱۴۵=۵۵-۲۰۰ میلیارد بشکه خواهد بود.

ملاحظه می‌شود که در ۱۵ سال آینده، ایران در مقام اول و عربستان در مقام دوم ازنظر ذخایر نفت و گاز در خاورمیانه خواهند بود. لازم به تذکر است ذخایر گازی که احتمالاً در عربستان در فرایند اکتشاف تولید خواهد شد، به مصارف داخلی، شامل تولید برق و تهیه آب آشامیدنی (شیرین‌سازی آب) خواهد رسید. ایران نیز امکان کشف ذخایر گازی جدید را داراست.

اعتبار سیاسی در منطقه بدون امکانات و توانایی اقتصادی ممکن نیست. ازطرف دیگر تقاضای گاز در جهان در ۱۵ سال آینده به نحو شدیدی افزایش خواهد یافت علت این امر کمبود عرضه نفت در برابر تقاضا از یک طرف و بالا رفتن روند مصرف گاز در سال‌های آینده می‌باشد. بنابراین ارزش گاز درآن زمان به میزان بیش‌تری در مقایسه با ارزش فعلی آن - یعنی هزار پای مکعب گاز معادل حرارتی یک ششم قیمت یک بشکه نفت - خواهد رسید. ضمن آن که باید توجه داشت که ما نمی‌توانیم هم روزانه ۲۰ میلیارد پای مکعب گاز درمخازن خود تزریق کنیم و هم حجم قابل ملاحظه‌ای از گاز را صادر نماییم.

دراین‌جا لازم است توضیح داده شود که ۸۰۰ تریلیون پای مکعب ذخایر گاز ایران، گازهای همراه نفت و کلاهک گازی مخازن نفتی و مخازن مستقل گازی را شامل می‌شود. حجم گازهای همراه با میزان نفت استخراجی متناسب است. بنابراین تنها از میدان‌های مستقل گازی است که می‌توان با حجم بالایی گاز استخراج نمود.

باید توجه داشت که کشورهای غربی از هم اکنون برنامه تأمین انرژی مصرفی خود را تا ۲۵ سال آتی، برنامه‌ریزی می‌کنند. بنابراین باید راه‌های موجود و مطمئن تأمین آن را با کم‌ترین قیمت ممکن بررسی و برنامه‌ریزی نمایند. لذا تأمین منابع گازی غرب از سال ۲۰۱۵

به بعد ایجاب می‌کند که ایران موضوع تزریق گاز رادر مخازن خود فراموش نموده و از هم اکنون در راه صادرات گاز به کشورهای همسایه اقدام کند.

برنامه‌ریزی شرکت‌های خارجی در تزریق آب به مخازن سیری، درود، سروش، نوروز، سلمان و غیره به جای گاز، از نمونه‌های روشن در راستای چنین سیاستی است. این در حالی است که بالاتر بودن ضریب بازدهی نفت ازطریق تزریق گاز در مخازن مختلف جهان درمقایسه با آب به اثبات رسیده است.[1] متخصصان شرکت «توتال - فینا - الف» و «شل» در مقالات مختلف خود از طریق کارهای آزمایشگاهی و عملی نشان داده‌اند که حتی تزریق هوا در مخازنی که شبیه مخازن ایران است در مقایسه باتزریق آب از بازدهی به مراتب بیش‌تری برخوردار است. با وجود این، سیاست همین شرکت‌ها در تجویز تزریق آب به مخازن ایران در چارچوب قراردادهای بیع متقابل، موجب شده است که گاز آن مخازن سوزانده شود.[2] مثلاً در حالی که شرکت نفت توتال در مخزن «ابوالبخوش» ابوظبی گاز تزریق می‌کند، با تزریق آب در میدان سلمان موافقت شده است، در حالی که این دو مخزن (ابوالبخوش وسلمان) در واقع مخزنی مشترک و با موقعیتی کاملاً مشابه است. متأسفانه قرار است گاز طبقه خوف میدان سلمان جهت فروش به ناحیه عسلویه منتقل شود و در مقابل، آب به مخزن سلمان تزریق گردد! همچنین متأسفانه در حال حاضر میدان‌های سروش و نوروز ازطریق آب روانی و تزریق آب، بهره‌برداری می‌شود و گاز آنها به جزیره خارک جهت فروش منتقل می‌گردد! سایر پروژه‌های بیع متقابل نیز عمدتاً چنین نقایصی دارند.

۳. فقدان سیاست روشن منطقه‌ای و جهانی در بخش نفت و گاز

متأسفانه نه قبل و نه بعد از انقلاب، کوششی جدی برای طراحی سیاست روشن منطقه‌ای و جهانی در بخش نفت و گازکشور صورت نگرفته است. کشور ما از این بابت، فرصت‌های زیادی را ازدست داده و ضررهای هنگفتی را تحمل نموده است، به عنوان مثال،

---

۱. این موضوع به طور مفصل در مقاله سوم اینجانب مورد بحث قرار گرفته است.

۲. به عنوان مثال میدان‌های سیری E و A.

عدم برنامه‌ریزی جهت جلوگیری از انعقاد قرارداد ارسال گاز قطر به دبی ـ که چندین سال قبل از شروع آن، نگارنده مراتب را به استحضار مقامات وقت رساندم ـ نمونه‌ای ازاین موارد است. در آن گزارش نحوه جلوگیری از قرارداد مذکور را ازطریق فروش گاز میدان سلمان (در مقابل گاز میدان قطر) که با سرمایه‌گذاری کم‌تری قابل اجرا بود، پیشنهاد نمودم، اما متأسفانه اقدامات مقتضی صورت نگرفت. همین امر موجب شد که ارتباط شیخ‌نشین‌های منطقه که همیشه با یکدیگر در زمینه ارسال گاز اختلاف داشتند، بهبود یابد؛ به گونه‌ای که با ارسال گاز قطر به آن کشور، ضمن بهتر شدن روابط، به برداشت سهمیه بیش‌تر قطر از میدان گازی مشترک با ایران نیز کمک شد.

لذا باید تردید داشت که برنامه‌ریزی سیاسی، فنی و اقتصادیِ انرژی در کشورمان به معنی واقعی آن وجود داشته باشد. فروش گاز به کشورهای همسایه و نزدیک مانند ترکیه ، هند و پاکستان بدون توجه به احتیاجات داخلی و بدون برنامه‌ریزی سیاست انرژی منطقه‌ای و جهانی اتخاذ شده است. فقدان چنین سیاست‌هایی موجب می‌شود که نتوان ذخایر بالقوه نفت ایران را به ذخایر بالفعل تبدیل کرد. بدیهی است در چنین وضعیتی، کشور ما از صادرکننده نفت به صادرکننده گاز تبدیل خواهد شد که طبعاً هزینه‌ها و اثراتی بسیار سنگین برای نسل‌های آینده به دنبال خواهد داشت.

٤. سوابق استعماری

در دوران قاجار، سفرای کشورهای بزرگ غربی سیاست‌های استعماری خود را اززندیک در ایران پیاده کردند، ولی امروزه تحمیل سیاست‌های مورد نظر غرب به کشورهای در حال توسعه به شیوه‌ها وطرق پیچیده‌تری انجام می‌پذیرد . این ابزارها عبارتند از:

۱. فن‌آوری پیشرفته و تحمیل آن به جهان سوم.

۲. قدرت مالی وسیع.

۳. برنامه‌ریزی سیاسی ـ اقتصادی بلندمدت و پیگیری آن ازطرق مختلف.

٤. استفاده از وسایل ارتباط جمعی.

۵. استفاده از تضادهای منطقه‌ای و تهدید و تشویق کشورهای ضعیف.

٦. استفاده از نهادهای بین‌المللی مانند حقِ وتو جهت اعمال و پیاده نمودن سیاست‌های سلطه اقتصادی و سیاسی.

۷. استفاده از وسایل پیشرفته فضایی برای کسب اطلاعات.

۸. استفاده از عدم آشنایی به مسائل برنامه‌ریزی بسیار کلان اقتصادی - فنی - سیاسی به وسیله ایجاد رقابت بین کشورهای صادر کننده نفت و گاز.

روابط نابرابر کشورهای پیشرفتهٔ صنعتی با کشورهای درحال توسعه، موجب شده است که کشورهای‌ضعیف در وضعیتی‌قراربگیرند که‌بالاجبارمواد اولیه مورد نیاز کشورهای ثروتمند را با پایین‌ترین قیمت عرضه کنند و دانسته یا ندانسته برنامه‌های توسعه اقتصادی و سیاسی خود را چنان طراحی نمایند که تعارضی با اهداف کشورهای پیشرفتهٔ صنعتی نداشته باشد. ثمره چنین ساختاری این بوده است که نه تنها کشورهای در حال توسعه به فن‌آوری‌های بالا دسترسی نیافته‌اند بلکه تبدیل به بازارهای مصرف برای تولیدات کشورهای صنعتی شده‌اند.

۵. مروری بر موقعیت صنعت نفت ایران در سال‌های قبل از انقلاب و نحوه اعمال مقاصد شرکت‌های عامل نفت

۱-۵- ایجاد محیط استعماری

مدرسهٔ فنی آبادان[1] که مدرسه‌ای حرفه‌ای بود در سال ۱۳۲۷ شروع به کار کرد سالیانه تعداد حدود ۳۰ نفر دانش‌آموز مورد نیاز را از طریق کنکور از بین فارغ‌التحصیلان کلاس یازدهم انتخاب می‌شدند. دوره کامل این مدرسه فنی جمعاً ٤ سال بود و لذا فارغ التحصیلان این مدرسهٔ حرفه‌ای دارای ۵ سال ارشدیت در مقایسه با مهندسان فارغ‌التحصیل سایر دانشگاه‌های داخلی و خارجی بودند. تعدادی از شاگردان سال اول این مدرسهٔ حرفه‌ای به

1. Technical School of Abadan

بیرمنگام (انگلستان) اعزام می‌شدند و طی برنامه خاصی پس از دریافت مدارک تحصیلی - که عموماً در رشته شیمی بود - با ارشدیت چندین ساله در پست‌های بالا گماشته می‌شدند. لازم به تذکر است که این مدرسه فنی تنها در بخش بالادستی درس‌های عملی را آموزش می‌دادند ولی تعدادی از فارغ‌التحصیلان رشته شیمی دانشگاه بیرمنگام در پستهای بالادستی منصوب شدند.

این گروه تشکیلاتی به نام «گروه شام مینا» داشتند و پست‌های بالای شرکت نفت، عموماً در اختیار آنان بود. مدیر اکتشاف و تولید، مدیر امور بین‌الملل، مدیر پتروشیمی، مدیر امور غیرصنعتی در جنوب، مدیر پروژه IGAT[1]، رئیس پخش، رئیس فروش و صادرات نفت، رئیس تحقیقات و غیره عضو این گروه بودند.

مدیر اکتشاف، تولید، پالایش و پخش شرکت ملی نفت ایران، عضو هیأت مدیره کنسرسیوم بود و تصمیمات اتخاذ شده در جلسات شش ماهه کنسرسیوم را در شرکت ملی نفت ایران پیاده می‌نمود.

شرکت‌های عامل با اعمال روش تحقیر و به کار بردن فشارهای روانی و شکستن شخصیت و انگیزهٔ ملی و حرفه‌ای، به جای استخدام مهندس نفت و یا مهندسان نزدیک به رشته نفت، تعداد ۲۰ نفر از فارغ‌التحصیلان دانشکده علوم تهران را که اطلاعی از نفت نداشتند استخدام نمودند و پس از سالها کار در مناطق نفتی و اعزام بعضی از آنان به دوره‌های چندماهه، در واقع افرادی نیمه فنی تربیت نمودند که بدون درک اصول علمی مربوطه، همیشه محتاج به کمک افراد خارجی باشند.

از زمان شروع کارِ دکتر اقبال، فراماسیونرها نیز چندین پست غیرفنی مانند فروش نفت را در اختیار گرفتند و ارتباط نسبتاً دوستانه‌ای با گروه شام مینا داشتند.

1. Iranian Gas Trunkline

۲-۵- مقاومت‌ها و تلاش‌ها

علی‌رغم وضعیت مذکور، نگارنده توفیق آن را به دست آورد که کار پایه‌ای ازدیاد برداشت از مخازن نفتی ایران را با همکاری مهندسان دلسوز وقت انجام دهد. این پروژه در سال ۱۳٤۱ به سرپرستی نگارنده شروع شد. با بررسی مخازن هفتکل و آغاجاری به این نتیجه رسیدیم که تزریق گاز در این مخازن بسیار مؤثرتر از بهره‌برداری طبیعی و یا تزریق آب است.

قرارداد کنسرسیوم، اجازه هیچ‌گونه دخالتی جهت پیاده نمودن چنین پروژه‌هایی رابه شرکت ملی نفت ایران نمی‌داد. تنها وسیله ما اتکاء به دو نکته مندرج در قرارداد بود که عبارت بودند از:

۱. Good Petroleum Practice؛ یعنی انجام فعالیت‌های نفتی باید بر اساس ضوابط علمی و منطقی باشد.

۲. Mindful of Iran's Interest؛ یعنی منافع ایران باید رعایت شود.

در دهه ٤۰، میزان بهره‌برداری از مناطق خشکی، حدود یک میلیون بشکه در روز بود. بنابراین شرکت‌های عامل نفت احتیاجی به سرمایه‌گذاری در بخش ازدیاد برداشت نمی‌دیدند؛ زیرا هر نوع سرمایه‌گذاری که باعث استمرار بهره‌برداری نفت از مخازن ایران می‌شد در سالهای بعد از اتمام قرارداد در ۱۳۷۳ (۱۹۹٤) به نتیجه می‌رسید که در واقع نتیجه آن نصیب ایران می‌گردید.

شرکت‌های عامل با بهانه‌های مختلف، تأثیر برخی از فرایندهای مؤثر در استخراج نفت از داخل سنگ‌های متخلخل را نمی‌پذیرفتند و اثبات آن فرایندها را به انجام کار آزمایشگاهی موکول می‌کردند. همزمان با این مخالفت‌ها و به منظور اثبات نظریات خود، مرکزی را در لندن تأسیس نمودند. همچنین این شرکتها مدل ریاضی خاصی را تهیه کردند و از این راه، مطالعه مخازن هفتکل و آغاجاری را آغاز نمودند. شرکتهای عامل نفت اجازه وارد شدن به جزئیات مدل ریاضی فوق را به متخصصان شرکت‌ملی نفت ایران نمی‌دادند و

تنها موافقت کردند که صرفاً جواب هر نوع مطالعه با مشخصات معینی را که نگارنده طراحی نماید در اختیار ما بگذارند.

نزدیک به ۱۰۰ مورد مطالعه میدانی در ظرف ۹ سال ۱۳۵۰-۱۳٤۱ پیشنهاد شد و مورد مطالعه قرار گرفت ولی جواب آنها همیشه این بود که تزریق آب در مخازن نفتی مذکور، بهتر از تزریق گاز است.

متقابلاً ازطریق مطالعات انجام شده، مشخص شد که مدل ریاضی آنها صحیح نبوده و آنها محاسبات را به نحوی انجام دادند که همواره به ضرر تزریق گاز بوده است. این اشتباه‌ها به مرور تصحیح شد و در نتیجه، برتری تزریق گاز و یا حداقل، مساوی بودن تأثیر آن با تزریق آب از طریق مدل شبیه‌ساز تهیه شده توسط آن‌ها در سال‌های ۱۳٤۹ به بعد آشکار گردید.

در سال‌های ۱۳٤۹-۱۳٤۱ شرکت‌ها و مؤسسات خارجی و یا مهندسان ایرانی و خارجیِ شاغل در کنسرسیوم نفت با همکاری یکدیگر، مطالعات متعددی را انجام دادند. کلیه این مطالعات بدون استثنا نشان دادکه تزریق آب در مخازن مذکور، بهتر از تزریق گاز است. اما از طرف دیگر کارهای آزمایشگاهیِ انجام شده در آن سالها مخصوصاً کارهایی را که شرکت نفت شل و سایر شرکت‌های اروپایی وامریکایی انجام دادند نشان می‌داد که گاز بهتر از آب می‌تواند نفت را جابه‌جا نماید.

جهت مقابله با مدل ریاضی تهیه شده توسط شرکت‌های عامل نفت و همچنین مطالعاتی که اعضای کنسرسیوم با استفاده از مدل مذکور (MARK-1-6) انجام می‌دادند، نگارنده در ظرف یک سال مدل ریاضی کاملاً جدیدی طراحی نمود که برای اولین بار در جهان، کلیه فرایندهایی را که تا آن زمان به نحو صحیح منظور نشده بود مانند ریزش ثقلی، دیفوژیون، کانوکشن و فرایندهای دیگر را همزمان در نظر می‌گرفت.

اولین مطالعه‌ای که نگارنده با استفاده از این مدل انجام داد در سال ۱۳۵۰ به اتمام رسیدو مشخص شد که گاز از هر لحاظ بهتر از آب، نفت را جابه‌جا می‌نماید و حتی تخلیه طبیعی مخزن، بهتر از تزریق آب است. این مطالعه برای اولین بار در سال ۱۳۵۱ در مسجد سلیمان

طی نشستی به اطلاع اعضاء کنسرسیوم نفت رسید و سپس درخواست گردید تا در هلند و هیوستون نیز نتایج این نشست به اطلاع سایر مهندسان شرکتهای نفتی عضو کنسرسیوم برسد.

شرکتهای عامل چاره‌ای را جز قبول این مطالعه نداشتند. از سوی دیگر، اگر این مطالعه را می‌پذیرفتند شرکت ملی نفت ایران می‌توانست ادعای خسارات گذشته ـ شامل سوزاندن تریلیون‌ها پای مکعب گاز و عدم‌النفع ناشی از انجام ندادن تزریق گاز ـ را بنماید؛ بنابراین شرکت‌های مذکور با برنامه زیرکانه‌ای فشار را از دوش خود برداشتند و با ترفندهایی مطلب را ازنظر حقوقی برای خود حل نمودند.

۳-۵- تغییر شرکت‌های عامل نفت به شرکت‌های خدمات ایران (OSCO)

شرکت‌های عامل نفت با آینده‌نگری خاص خود، قبل از قبول رسمیِ تزریق گاز در مخازن نفتی ایران اقدام به تغییر دادن شکل "IOE & PC"[1] به "OSCO"[2] نمودند. این اقدام سه نکته اساسی را شامل می‌شد:

۱. پیشنهاد نمودند که سطح تولید نفت از رقم حدود ۳ میلیون به ۸ میلیون بشکه در روز افزایش یابد. این نکته‌ای بود که شاه را بسیار خوشحال می‌کرد؛ زیرا نامبرده فکر می‌کرد به این وسیله، سطح تولید عربستان هرگز بالاتر از ایران نخواهد رفت.

۲. میزان سرمایه‌گذاری شرکت ملی نفت ایران را از صفر به حدود ٤۰ درصد افزایش دادند. قبلاً شرکت‌های عامل نفت ۱۰۰ درصد سرمایه‌گذاری را انجام می‌دادند.

۳. براساس یکی از مواد قرارداد، «طرفین از تاریخ عقد قرارداد جدید از کلیه دعاوی قبلی خود صرف‌نظر می‌نمایند».

بدین ترتیب، هدف اصلی شرکتهای عامل که همان نکته سوم بود، تحت موضوع جذاب افزایش سطح تولید به ۸ میلیون بشکه در روز پنهان شد.

---

1. Iranian Oil Exploration and Production Company
2. Oil Service Company of Iran

شرکتهای عامل پس از تأیید رئیس وقت اداره حقوقی شرکت ملی نفت و تصویب آن در مجلس و امضاء شاه درآذر ۱۳۵۲، تزریق گاز را در کلیه مخازن اصلی ایران قبول کردند.

ملاحظه می‌شود که عدم شناخت کافی از سیاست‌های شرکتهای بین‌المللی نفتی در بهره‌برداری ازمنابع کشور و عدم رعایت شرایط و ضوابط تولید صیانتی و فقدان درک مسائل سیاسی و حقوقی نفت، چگونه می‌تواند منجر به زیان‌های هنگفت برای اقتصاد کشورمان باشد. در واقع، ایران می‌توانست به علت از دست دادن حجم عظیمی از نفت خود و سوزاندن تریلیون‌ها پای مکعب گاز و سایر بدهکاری‌های آن شرکت، تقاضای خسارت چند میلیارد دلاری در دادگاه لاهه ازشرکتهای عامل بنماید؛ لکن با امضاء قرارداد فوق از رسیدن به حقوق واقعی خود محروم شد! ماجرای فوق از جهات زیر آموزنده است:

الف) با قبول اینکه گاز آثار بهتری از آب در مخازن ایران دارد، اولین پیش‌بینی فنی - علمی یک ایرانی در مقابل مهندسان و متخصصان شرکتهای عظیم نفتی جهان به اثبات رسید.

ب) معلوم شد که شرکتهای نفتی به چه نحوی می‌توانند بادست‌کاری اعداد و ارقام، مطالب خلاف واقع را به طرف مقابل خود تحمیل کنند؛ لذا نباید به صحت ادعاهای آنان در مقابل نظر کارشناسان حقیقی داخلی اعتماد نمود.

ج) نظر نگارنده موقعی به طور کامل به اثبات رسید که ملاحظه شد در اثر تزریق گاز در میدان هفتکل، روزانه حدود ٤٠ هزار بشکه نفت ازناحیه‌ای که قبلاً آب، آن را جابه‌جانموده بود استخراج می‌شود، و پیش‌بینی نگارنده - که دراثر تزریق گاز حدود چند صد میلیون بشکه نفت اضافی استخراج خواهد شد - به اثبات رسید. این مطلب در مورد میدان‌های گچساران و مارون که در حال حاضر تنها بخشی از میزان گازمورد نیاز به آنها تزریق می‌شود نیز به اثبات رسیده است.

د) جهت تثبیت قیمت نفت با توجه به بالا رفتن تقاضا، نیاز به بالا بردن سطح تولید در کشورهای اوپک بود که بدین وسیله این هدف نیز به تحقق می‌رسید.

پس ازبررسی قرارداد شرکت خدمات نفتی ایران OSCO که پس از تصویب، جهت برنامه‌ریزی به نگارنده ابلاغ شد، متوجه شدم که امکان بهره‌برداری ۸ میلیون بشکه در روز از مخازن خشکی ایران غیرممکن است. این مطلب طی گزارشی به اطلاع مدیر اکتشاف، تولید و امور بین‌الملل وقت رسید و پس از مدتی بالاخره به اطلاع شاه نیز رسید. در این گزارش، سطح تولید را ازمخازن‌خشکی، حداکثرحدود ٦ میلیون‌بشکه در روز پیش‌بینی شد.

نکته قابل توجه اینکه اداره حقوقی شرکت ملی نفت ایران که با قرارداد شرکت خدمات موافقت کرده بود قبلاً با نگارنده و یا مدیریت اکتشاف و تولید شرکت ملی نفت در مورد صحت و امکان بهره‌برداری روزانه ۸ میلیون بشکه مشورت نکرده بود.

شاه پس ازملاحظه گزارش ودلایل مندرج در آن، با کاهش سقف تولید از ۸ میلیون بشکه به ٦ میلیون بشکه در روزموافقت نمود. این مسأله برای اعضاء کنسرسیوم غیرقابل پیش‌بینی بود؛ زیرا در جلسه‌ای که با حضور کلیه نمایندگان کنسرسیوم و نمایندگان آن‌ها در جنوب درتهران تشکیل شده بود آنان برنامه ۸ میلیون بشکه در روز خود را به شرکت ملی نفت ایران ارائه نمود.

می‌دانیم که در عمل، سطح تولید نفت در ناحیه کنسرسیوم سابق (مناطق خشکی) از ۵/۲ میلیون بشکه در روز، آن هم برای مدت کوتاهی، تجاوز نکرد؛ در حالی که دربرنامه افزایش تولید، هیچ مشکل مالی و یا انسانی وجود نداشت.

٦. مروری بر ۲۲ سال گذشته

بعد از انقلاب، سطح برنامه‌ریزی شدهٔ تولید در مورد کلیه مخازن ایران (اعم ازخشکی و دریا) ازحدود ٦/۳ میلیون بشکه در روز به حدود ۳ میلیون بشکه در روزکاهش یافت.[1] نحوه

۱. علت کاهش تولید نفت خام کشور عبارت بود از اولاً، کاهش تولید از میادینی که قبل از انقلاب، بیش از سطح بهینه مورد بهره‌برداری قرار گرفته بودند، ثانیاً، عدم نیاز به درآمدهای بالای حاصل از صادرات نفت، به علت کاهش شدید خرید تسلیحات. ثالثاً، تعرضات عراق (قبل از شروع جنگ) به تأسیسات میادین دریایی که می‌توانست به فوران چاه‌های ←

اجرای این برنامه طی گزارش کاملی تهیه شد و به تصویب هیأت مدیره وقت شرکت ملی نفت ایران رسید. مدیریت وقت سازمان برنامه، علاقمند بود سطح تولید، بالاتر برود ولی به او تذکر داده شد که بالا رفتن قیمت نفت به بیش از ۳۵ دلار برای هر بشکه به علت پایین آمدن سطح تولید ایران است و اگرسازمان برنامه به دنبال درآمداست، سقف تولید فوق نظر وی را تأمین خواهد نمود.

مدیر وقت اموراداری شرکت ملی نفت ایران عنوان نمود که اگر قرار است سطح تولید از ۶/۳ به ۳ میلیون بشکه در روز کاهش یابد کارمندان و کارکنان شرکت نیزباید به همان نسبت و یا نزدیک به آن کاهش یابند. علی رغم مخالفت نگارنده، سرانجام این سیاست اجرا شد و در نتیجه بهترین افراد فنی شرکت ملی نفت ایران بازخرید شدند. این اولین لطمه بزرگ در زمینه از دست دادن افراد فنیِ با سابقه در شرکت ملی نفت ایران بود.

در دی ماه ۱۳۵۸ نگارنده، شرکت ملی حفاری را تأسیس نمود. علت تأسیس این شرکت این بود که حدود ٤٥٠٠ نفر از کارکنان و مهندسان شرکتهای سرویس دهنده، بلاتکلیف شده بودند. نگارنده برطبق اساسنامهٔ تهیه شده که به ریاست هیأت مدیره آن شرکت به عنوان اولین رئیس هیأت مدیره شرکت ملی حفاری ایران منصوب گردیدم. تعداد ۱۲ دستگاه حفاری در مدت چند ماه راه‌اندازی شد. یکی از دستگاه‌ها در ناحیه نیرکبیر (آزادگان فعلی) بود که متأسفانه عراقی‌ها این دستگاه را به همراه تعدادی دیگر از دستگاه‌های حفاری به غنیمت بردند.

عدم توجه به ابعاد مالی - حقوقی و مسائل بین‌المللی، همواره موجب زیان‌هایی برای شرکت ملی نفت ایران بوده است. به عنوان مثال می‌توان به تحویل ۳ دستگاه حفاری متعلق به شرکت سانتافه[1] اشاره کرد که بخش حقوقی شرکت ملی نفت ایران قرارداد تحویل آن را در سال ۱۹۸۰ در نیویورک و لوس‌آنجلس بدون پرداخت وجهی، رسماً انجام داد؛ در حالی که نزدیک به۷ میلیون دلار بابت فعالیت‌های حفاری و نصب اسکله آذرپاد به شرکت

واقع در دریا منجر شود.رابعاً ، با کاهش تولید و افزایش شدید قیمت، درآمد کشور به بیش از میزان قبل از انقلاب افزایش یافت.

۱. شرکت امریکایی SANTAFE.

مذکور بدهکار بودیم. متأسفانه وزیر نفت وقت در آخرین روز مهلت مقرر، با تحویل آنها موافقت نکرد؛ لکن در چارچوب بیانیه الجزایر دردادگاه لاهه، مبلغ ۱۹ میلیون دلار جریمه آن به شرکت سانتافه پرداخت شد.

به عنوان مثالی دیگر، می‌توان به سیاست امریکا در ایجاد محدودیت در استخراج گاز از میدان پارس جنوبی اشاره کرد. اگرچه نگارنده با تحلیل موقعیت سیاسی وقت، این نکته را تبیین کرده بود که استفاده از گاز پارس جنوبی برای تزریق در مخازن نفتی ایران باعث بالا بردن ذخایر بالفعل و استمرار موقعیت برتر کشور در خاورمیانه می‌شود؛ اما با وجود این، مذاکرات مقامات نفتی با شرکت امریکایی کونوکو موجب شد که توجه لازم به جهت‌گیری کلی سیاست‌های دولت امریکا در منطقه خلیج فارس و حمایت این کشور از سیاست‌های گازی قطر در مقابل همسویی این کشور با سیاست‌های اسرائیل، انجام نگیرد. چند ماه بعد، قانون اسرائیلی ـ امریکایی داماتو به تصویب کنگره امریکا رسید و دولت امریکا قرارداد کونوکو را لغو کرد[1].

۷. اولین پیشنهاد سرمایه‌گذاری در ایران از طرف شرکت ژاپنی جپکس[2]

در اواخر جنگ ایران و عراق، تولید نفت به حدود ۲میلیون بشکه در روز کاهش یافت. بنابراین بعد از جنگ، ضرورت افزایش سریع تولید کاملاً محسوس بود. در چنین وضعیتی برای افزایش تولید باید سرمایه‌گذاری‌های خارجی را در میدان‌هایی به کار گرفت که با حداقل سرمایه‌گذاری، حداکثر بازدهی رادارند. به عنوان مثال اگر در پروژه‌های دریایی فرضاً در سه ناحیهٔ هنگام (شرق جزیره قشم)، سیری و ابوذر ، توان‌هایی به ترتیب ضعیف، متوسط و بالا، با میزان سرمایه‌گذاری به ترتیب بسیار بالا، بالا و به نسبت متوسط وجود داشته باشد و ایران درصدد بالا بردن سطح تولید خود با صرف کم‌ترین هزینه باشد، منطقی

۱. نشست سال ۱۳۷٤ در دفتر مطالعات بین‌المللی وزارت امورخارجه. نگارنده در این نشست چنین سیاستی را از طرف امریکا پیش بینی نمود ، اما مورد تأیید حاضران بخش بین‌المللی شرکت ملی نفت ایران قرار نگرفت.

2. Japex

است که میدان ابوذر در اولویت قرار گیرد؛ در حالی که متأسفانه پروژه هنگام با توانی پایین‌تر و سرمایه‌گذاری بالاتر و ریسک بیش‌تر، انتخاب شد و به شرکت ژاپنی جپکس پیشنهاد گردید.

شرکت جپکس حاضر به سرمایه‌گذاری با بهره حدود ۳ درصد در بخش اکتشاف و بهره حدود ۱۲ درصد در بخش توسعه و تولید بود. مطالعات این شرکت نشان داد که توسعه و تولید روزانه حدود ۲۰۰ هزار بشکه، احتیاج به سرمایه‌گذاری ۱/۲ میلیارد دلاری داشت که برای پرداخت آن لازم بود حدود ۹۰ درصد نفت حاصل به شرکت مذکور پرداخت شود. با توجه به میزان سرمایه‌گذاری و میزان برگشت آن، دولت وقت به درستی آن را نپذیرفت.

۸. عدم توفیق برنامه افزایش تولید

هدف برنامه‌ریزی افزایش تولید نفت در سال ۱۳۷۲ رسیدن به سطح ٤/٥ میلیون بشکه در روز بود. جهت رسیدن به این هدف، قرار شد با سرمایه‌گذاری ۲ میلیارد دلاری، سطح تولید مناطق خشکی در ظرف ۲ سال به رقم مورد نظر برسد.

نگارنده در همان زمان طی گزارشی[1] نشان داد که امکان بالا بردن سطح تولید بجز از طریق تزریق گاز به میزان لازم و کافی در کلیه مخازن اصلی ایران غیرممکن است. تولید و تزریق گاز، مستلزم سرمایه‌گذاری چندین میلیارد دلاری و توسعه میدان پارس جنوبی به میزان ۸ میلیارد پای مکعب در روز جهت تزریق بود. متأسفانه به جای تولید و تزریق گاز، مبادرت به حفر چاه‌های اضافی شد؛ لذا تولید نفت حتی به سقف ۳/۸ میلیون بشکه در روز نیز نرسید.

تا سال ۱۳۷۳ علی رغم اطمینان از وجود منبع عظیم پارس جنوبی، شرکت ملی نفت ایران اقدامی جهت استفاده از این منبع عظیم خدادادی ننمود، در حالی که قطر با حداکثر توان خود، مشغول بهره‌برداری از این مخزن مشترک بود. متأسفانه توجه شرکت ملی نفت

۱. این گزارش را آقای دکتر ولایتی وزیر امور خارجه وقت در سال ۱۳۷۲ خدمت آقای رفسنجانی رئیس جمهور وقت ارسال نمود.

معطوف به توسعه میدان پارس شمالی شده بود که میدانی مستقل و حاوی کندانسه بسیار کمی است که عملاً قابل استحصال نیست. نکته جالب توجه این است که شرکت نفت شل در جریان توسعه میدان پارس شمالی در مورد صدور گاز آن به کشورهای هند و پاکستان فعالیت می‌نمود؛ در حالی که می‌دانیم شرکت نفت شل از اعضاء کنسرسیوم تولید «گنبد شمالی» (بخش جنوبی میدان پارس جنوبی در قطر) است.

نگارنده طی گزارشی[1] نشان داد که ادامه مطالعه بر روی میدان پارس شمالی در مقایسه با استفاده از پارس جنوبی، کاری غیراقتصادی است و شایسته است ضمن توقف آن، کلیه فعالیت‌ها براساس استخراج ۸ میلیارد پای مکعب در روز از پارس جنوبی جهت تزریق در مخازن خشکی متمرکز گردد.

متأسفانه هیأت مدیره وقت شرکت ملی نفت ایران در عمل، به تولید یک میلیارد پای مکعب گاز با بودجه ۹۰۰ میلیون دلار اکتفا کرد. قرار شد نسبت به فازهای بعدی میدان پارس جنوبی، از یک شرکت خارجی جهت برنامه‌ریزی آینده استفاده شود.[2]

۹. قرارداد سیری - توتال

بر اساس قرارداد سیری- توتال شرکت توتال متعهد شد که روزانه ۱۰۰ هزار بشکه از میدان E و ۲۰ هزار بشکه از میدان A بهره‌برداری نماید. نگارنده طی گزارشی[3]، دو مورد زیر را گوشزد نمود:

پژوهشگاه علوم انسانی و مطالعات فرهنگی
پرتال جامع علوم انسانی

۱. گزارش نگارنده که در تاریخ ۱۳۷۳/٤/۲خدمت جناب آقای رفسنجانی ارسال شده بود و ایشان مرقوم فرموده بود که «نکات قابل توجهی دارد. اگر چه تازه نیست و قبلاً مطرح بوده و به خصوص در مورد سرعت عمل تزریق و اولویت استخراج گاز 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».

۲. تصویب‌نامه هیأت مدیره و شرکت ملی نفت ایران پس از دریافت دستور مذکور در فوق.

۳. گزارش نگارنده در مورخ ۱۳۷٤/۵/۳۰ به جناب آقای رفسنجانی. ایشان در پی‌نوشت این گزارش، مرقوم فرموده بود:«جناب آقای آقازاده، بررسی و توضیح بدهند».

۱. ارقام ۱۰۰ و ۲۰ هزار بشکه برای این مخازن بالاست و این مخازن نمی‌توانند در چنین سطحی تولید داشته باشند.

۲. سوزاندن گازِ استخراجی به جای تزریق آن، غیرصیانتی است.

اکنون بیش از حدود دو سال از شروع تولید این دو مخزن می‌گذرد و جمعاً حدود ۷۰ هزار بشکه در روز به جای ۱۲۰ هزار بشکه از آنها تولید می‌شود. این در حالی است که میزان GOR (نسبت گاز به نفت) در چندین چاه این مخازن بسیار بالاست. در صورتی که سطح GOR آن چاه‌ها به حد معقول یعنی ۱۰۰۰ پای مکعب برای هر بشکه نفت تنزل یابد، رقم ۷۰ هزار بشکه در روز به سطح پائین‌تری کاهش خواهد یافت.

به نظر نگارنده، حد متوسط بهره‌برداری از مخازن فوق، حدود ٦٥ هزار بشکه در روز برای ۱۰ سال آینده است. لذا در صورتی که نفت حاصل از این میدان براساس قیمت ۹ دلار برای هر بشکه ـ که محاسبات اقتصادی این پروژه در سال ۱۳۷٤ بر این اساس انجام شده بود - در نظر گرفته شود شرکت ملی نفت ایران جهت پرداخت ۱/۲ میلیارد دلارِ مورد تعهد برای اصل و فرع و جایزه این پروژه، می‌بایست برای حدود ۸ سال کل نفت بهره‌برداری شده این مخازن را به شرکت توتال پرداخت می‌نمود؛ بعد از این هم که نفت قابل ملاحظه‌ای باقی نمی‌ماند. لازم به تذکر است که در این قرارداد، هیچ‌گونه جریمه‌ای وجود ندارد.

۱۰. قرارداد «الف»[1] درود

قبل از امضاء قرارداد «الف» در حوزه نفتی «درود»، نگارنده طی گزارش‌هایی نشان داد که نحوه انجام پروژه فوق - که شامل تزریق آب در بهترین لایه نفتی این مخزن است - باعث از دست دادن حدود یک میلیارد بشکه نفت خواهد شد[2]، اما متأسفانه مورد توجه قرار نگرفت. در واقع شرکت نفت «الف» با پایین آوردنِ پیش‌بینی میزان تولید این میدان و

۱. شرکت نفتی Elf.

۲. این گزارشها در تاریخ‌های ۱۳۷۷/۲/۲۵ ، ۱۳۷۷/٤/۱ و ۱۳۷۷/۸/۱۹ خدمت آقای زنگنه وزیر نفت و در ۱۳۷۷/۱۲/۵ خدمت آقای خاتمی رئیس جمهور محترم ارسال شده است.

سرعت دادن به یک فرایند کم بازده، آن را به عنوان پروژه‌ای پر منفعت به شرکت‌های نفت ایران معرفی نموده است؛ ضمن اینکه با پایین آوردن درصد بهره‌دهی مخزن، آثار منفی تزریق آب را در پشت آن مخفی نموده است.

در طول مذاکرات و عقد قرارداد بین «الف» و شرکت ملی نفت ایران، شرکت نفت فلات قاره تعداد ۱۲ حلقه چاه تعمیر و تعداد ۳ حلقه چاه جدید حفر نمود. در اثر این عمل، سطح تولید میدان به حدود ۱۸۰ هزار بشکه در روز افزایش یافت. این عملیات تعمیری و حفاری با هزینه‌ای حدود ۵۰ میلیون دلار انجام گردید مقایسهٔ هزینه‌ای حدود ۵۰ میلیون دلار، با کاری که شرکت «الف» قرار بود با ٥٤٠ میلیون دلار سرمایه‌گذاری و بازپرداخت بیش از یک میلیارد دلار انجام دهد، بسیار آموزنده است.

به نظر نگارنده، ضریب بهره‌دهی طبیعی این مخزن حدود ۳۵ درصد می‌باشد، در حالی که شرکت «الف» جهت پایین آوردن توان بهره‌دهی مخزن، آن را حدود ۲۰ درصد گزارش کرده بود که کاملاً در جهت اطمینان از نتایج تزریق آب و گاز در آن میدان بود. پس از ابطال نظریه و پیشنهاد اولیه «الف» پیشنهاد جدید بالا بردن سطح تولید به ۳۰۰ هزار بشکه در روز را نمود. با مطالعاتی که نگارنده در سال‌های ۱۳۷٦-۱۳۷۵ بر روی این مخزن انجام داد مشخص شد که با تزریق روزانه ٦۰۰ میلیون پای مکعب گاز، ضریب بهره‌دهی آن را از میزان ۳۵ درصد به بیش از ٦۰ درصد افزایش می‌یابد.

نکته جالب توجه این است که پیشنهاد شرکت «الف» مبنی بر افزایش سطح تولید از وضع فعلی به ۳۰۰ هزار بشکه در روز نشان می‌دهد که پیشنهاد اولیه این شرکت مبنی بر بالا بردن سطح تولید از ۱٤۰ به ۲۲۰ هزار بشکه در روز، کاملاً ناصحیح بوده است. ضمناً این موضوع، تأییدی بر نظریه ارائه شده در بالا بودن ضریب بهره‌دهی این مخزن نیز هست.

۱۱. پروژه نوروز - سروش - شل

میادین نوروز و سروش حاوی نفت نیمه سنگین و سنگین بوده و زیر فشار اشباع[1] قرار دارد. به عبارت ساده‌تر، فشار مخزن از فشار نقطه حباب نفت[2] بالاتر است؛ لذا اگر گاز در آنها تزریق شود در اثر حل شدن گاز در نفت، باعث انبساط و پایین آوردن گرانروی[3] نفت می‌گردد. در صورت اشباع نمودن نفت میدان سروش با گاز، گرانروی آن تا حدود ٤ برابر کاهش می‌یابد. در نتیجه، بهره‌دهی چاه‌ها تقریباً به همان نسبت بالا می‌رود و ضریب بهره‌دهی مخزن نیز تا حدود ۱۸ درصد افزایش می‌یابد.

از آنجا که سنگ مخازن نوروز و سروش «نفت دوست» است، هجوم آب به داخل مخزن نمی‌تواند به راحتی نفت را جابه جا نماید و این باعث افت شدید ضریب بهره‌دهی مخزن خواهد شد.

پیش‌بینی می‌شود که بهره‌برداری از مخزن سروش از طریق تزریق آب و یا بهره‌برداری طبیعی، حدود ۷ تا ۸ درصد بیش‌تر نباشد؛ در حالی که با تزریق گاز، ضریب بهره‌دهی مخزن را می‌توان به بیش از ۵۰ درصد افزایش داد.

در مورد میدان نوروز نیز آب‌روانی طبیعی مخزن می‌تواند حدود ۱۵ درصد از نفت را جابه جا نماید؛ در حالی که با تزریق گاز، بیش از ۵۰ درصد آن جابه‌جا خواهد شد.[4]

متأسفانه بدون توجه به نکات فنی فوق، شرکت شل توجه خود را به تزریق آب یا استفاده از آبرانی آب زیر طبقات نفتی، معطوف کرده است که قطعاً به ضرر این مخازن خواهد بود.

در حال حاضر روزانه نزدیک به ۱۵۰ میلیون پای مکعب گاز در میدان فروزان سوخته می‌شود. انتقال این حجم گاز به میدان سروش و استفاده از گاز اضافی موجود در اطراف میدان نوروز و تزریق در آن باعث افزایش ضریب بهره‌دهی این میادین خواهد شد.

---

1. Undersatunted

۲. نقطه حباب، فشاری است که در زیر آن، گاز محلول در نفت از آن خارج می‌شود.

3. Viscosity

٤. سنگ میدان نوروز نفت دوست است و قابلیت جابه‌جایی نفت از طریق آب در این میدان، بسیار پایین‌تر از گاز است.

۱۲. پروژه سلمان

مخزن سلمان از دو لایه سنگ آهکی عرب D و C تشکیل شده است. حدود ٤٠ درصد این مخزن در آبهای ابوظبی و ٦٠ درصد آن در آبهای ایران قرار دارد. شرکت نفت توتال سالهاست با استفاده از گاز طبقه زیرین این میدان، روزانه بیش از ۱۰۰ میلیون پای مکعب گاز را به طبقات عرب تزریق می‌نماید. انجام این تزریقات نشان داده است که میزان ضریب برداشت آن ناحیه از حدود ٤٥ درصد به بیش از ٦٠ درصد افزایش یافته است.

شایسته است که مدیریت فلات قاره، توجه ویژه‌ای به روش شرکت توتال در بهره‌برداری از این مخزن درآبهای ابوظبی بنماید تا با دقت کافی در علت تزریق گاز، بتوان روش‌های بهره‌برداری را در مخزن سلمان بهبود بخشید. توجه به روشهای جدید بازیافت، حائز اهمیت فراوان است؛ لکن کم‌تر مورد توجه مسئولان قرار می‌گیرد. به عنوان مثال می‌توان به نشستی که در شهریورماه ۱۳۷۹ در تهران تشکیل گردید اشاره کرد.[۱] در این نشست، مسئول مطالعات مهندسی مخازن شرکت نفت توتال نشان دادکه در صورت فراهم نبودن گاز جهت تزریق در مخازنی مانند سلمان، حتی تزریق هوا بهتر از تزریق آب در این گونه مخازن است.

برای مثالی دیگر می‌توان به شرکت توتال اشاره کرد که هوا و گاز را به مخزن «هندیل» واقع در اندونزی تزریق می‌کند. این مخزن که سطح آب آن با بهره‌برداری طبیعی، به بالاترین سطح مخزن رسیده بود سالهاست که با عمل تزریق هوا و گاز،میزان قابل ملاحظه‌ای نفت اضافی از این میدان تولید می‌شود.[۲]

بنابراین لازم است به جای بهره‌برداری از گاز خوف میدان سلمان و حمل آن به عسلویه، بخش مورد نیاز آن را به لایه‌های نفتی عرب D و C تزریق نمود و باقیمانده را به محل فوق

---

۱. این مطلب را مهندسان شرکت توتال (S. Sakthikumar and F. Berson)در مقاله‌ای تحت عنوان ذیل ارائه نمودند: "Air Injection into Light and Medium·Heavy Oil, Carbonate Reservoirs",

۲. این مطلب را مهندسان شرکت توتال در مجله *Society of Petroleum Engineers* در سپتامبر ۱۹۹۵ تحت عنوان: "An Investigation of Air Injection into Water Flooded Reservoirs" به چاپ رساندند.

منتقل کرد. بدین‌ترتیب می‌توان ضریب بازدهی میدان سلمان را تا بیش از ۶۰ درصد بالا برد. با توجه به نکات بالا، ملاحظه می‌شود که با صرف هزینه‌ای به مراتب بسیار کم‌تر از ۸۰۰ میلیون دلار نیز می‌توان ضریب بازدهی این میدان را به بالاتر از اهداف تعیین شده رساند.

۱۳. پروژه مسجد سلیمان

میدان نفتی مسجد سلیمان، قدیمی‌ترین میدان نفتی ایران است و مدت ۹۰ سال است که از آن بهره‌برداری می‌شود. اکنون روزانه کم‌تر از ۵ هزار بشکه نفت از این میدان استخراج می‌شود. میزان نفت در جای اولیه این میدان، حدود ۶/۵ میلیارد بشکه و ضخامت ستون نفتی اولیه آن حدود ۱۵۰۰ پا است. ضریب بهره‌دهی این مخزن حدود ۱۷/۵ درصد است. براساس تغییرات ضخامت نفتی این مخزن در ۹۰ سال گذشته پیش‌بینی می‌شود حدود ۳۰ میلیون بشکه نفت دیگر نیز بتوان از این میدان بهره‌برداری نمود. از آنجا که سطح تماس «گاز- نفت» و «آب - نفت» این میدان با سرعت بسیار آهسته‌ای در ۲۰ سال گذشته حرکت کرده است،فعل و انفعالات جابه‌جایی نفت به وسیله گاز و یا آب در اعماق مختلف به طور کامل انجام گرفته است.

اکنون شرکتی ادعا می‌کند[1] که با حفر چند حلقه چاه افقی و تعمیر چند چاه قدیمی، سطح تولید این مخزن را به ۲۰ هزار بشکه در روز خواهد رساند و به جای ۳۰ میلیون بشکه نفت باقیمانده، حدود ۹۶ میلیون بشکه نفت از ۲۰۰ پای ضخامت نفتی باقیمانده در ۱۰ سال آینده استخراج خواهد نمود. مفهوم این ادعا این است که شرکت مذکور با انجام حفاری‌های فوق‌الذکر، ضریب برداشت از ضخامت نفتی ۲۰۰ پای باقیمانده را از حدود ۱۷/۵ درصد به حدود ۶۰ درصد افزایش می‌دهد. اگر این شرکت چنین فن‌آوری خارق‌العاده‌ای را در اختیار دارد مخازن دیگر ایران را نیز -با سنگ مخزن مناسب‌تر و ضخامت ستون نفتی بیش‌تر با ضریب بهره‌دهی بالاتر -باید بتواند حداقل به همان ضریب بازدهی ۶۰ درصد افزایش دهد! این پیشنهاد جز ادعایی غیرعلمی و ناممکن بیش نیست.

1. Sheer Engineering

۱٤. پروژه LNG[1]

حدود دو سال پیش، قطر نشستی در زمینه نفت برگزار کرد. در این نشست اعلام شد که این کشور قرار است سالانه ۳۰ میلیون تن LNG تهیه و صادر نماید. این تصور که قطر بازار LNG شرق و غرب را به خود اختصاص خواهد داد ظاهراً موجب نگرانی مقامات ایرانی شده است. ابتدا باید به این نکته توجه کرد که علت اینکه قطر به دنبال پروژه LNG است، نبودن امکانات دیگر جهت استفاده از گاز در آن کشور است؛ لذا قطر چاره‌ای جز تهیه و فروش LNG که گران‌ترین و کم صرفه‌ترین روش صدور گاز است ندارد. همچنین نباید فراموش کرد که پروژه تزریق گاز در عموم مخازن نفتی کوچک و بزرگ آن کشور در دست اجراست. هنگامی که قیمت نفت خام، بشکه‌ای حدود ۱۰ دلار بود قطر گاز خشک حاصل از فاز یک خود را با ارزش صفر در اختیار شرکت تهیه LNG قرار می‌داد، اما اکنون که قیمت نفت به بیش از دو برابر آن زمان رسیده است قرار شده مبلغ کمی بابت گاز تحویلی دریافت کند. آیا ایران نیز دارای همان شرایط و موقعیت قطر است؟

کشور ما برای تزریق گاز در مخازن خود احتیاج به بیش از ۲۰ میلیارد پای مکعب گاز در روز دارد. این عمل از بازدهی بسیار بالاتر و کم هزینه‌تری در مقایسه با فروش مستقیم گاز و یا فروش گاز به صورت LNG برخوردار است.

بدیهی است که شرکتهای بزرگ کشتی‌سازی و سایر شرکتهایی که در صنعت LNG فعال‌اند تمایل زیادی دارند که کشور ما وارد مسابقه غیر معقول تولید و صادرات LNG بشود. در واقع بخش مهمی از ۸ میلیارد دلار این پروژه، صرف هزینه کشتی‌های مخصوص خواهد شد. میزان اشتغال‌زایی این پروژه با توجه به هزینه گزاف آن، بسیار ناچیز است.

گاز حاصل از فازهای ۱۱ و ۱۲ پارس جنوبی به این پروژه اختصاص یافته است، اما ظاهراً تاکنون شرکت‌های خارجی قراردادی در این زمینه امضا نکرده‌اند؛ زیرا موقعیت جغرافیایی این فازها دارای امتیازات فازهای ۲، ۳، ٤ و ٥ نیست. نکته قابل تأمل این است که

1. Liquified Natural Gas

به نظر می‌رسد بدون تأمین گازِ مورد نیاز این پروژه، اقدام اولیه جهت سفارش ساخت کشتی‌های LNG در دست انجام است.

۱۵. پروژه ارتقاء سقف تولید به ۵ میلیون بشکه در روز

اگرموقعیت سال ۱۳۵۷ را با موقعیت سال ۱۳۸۰ مخازن نفتیِ خشکی، مقایسه نماییم خواهیم دید که در سال ۱۳۵۷ روزانه حدود ۵/۱ میلیون بشکه نفت با استفاده از حدود ٤۰۰ حلقه چاه استخراج می گردید؛ در حالی که اکنون حدود ۲/۲ میلیون بشکه نفت در روز از ناحیه خشکی با استفاده از حدود ۱۵۰۰ حلقه چاه استخراج می‌شود. بنابراین، بهره‌دهی متوسط چاه‌ها از ۱۲۵۰۰ بشکه در روز به حدود ۲۵۰۰ بشکه کاهش یافته است. این در حالی است که به علت کاهش قابل ملاحظهٔ سطح بهره‌برداری پس از انقلاب و به خصوص در زمان جنگ، کمک زیادی به توانایی و بهبود این مخازن شده؛ به نحوی که ضخامت ستون نفتی تعدادی از این مخازن به میزان قابل ملاحظه‌ای افزایش یافته است.

حال اگر به همین نحو - یعنی با کاهش حدود ۲ میلیون بشکه در روز در خلال ۱۸ سال آینده - پیش برویم، تقریباً در سال ۱۳۹٦ شمسی، سطح بهره‌برداری از این مخازن به حدود یک میلیون بشکه در روز و بهره‌دهی متوسط چاه‌ها از ۲۵۰۰ بشکه در روز به حدود ٦۵۰ بشکه کاهش خواهد یافت، در آن زمان تولید حاصل از توسعه میدان‌های دارخوین، آزادگان، درود، سروش و لایه‌های بنگستان مخازن اهواز، منصوری و آب تیمور (اگر به نحو صحیحی انجام گیرد) حداکثر روزانه یک میلیون بشکه خواهد بود و سطح تولید از ناحیه دریایی، حداکثر به حدود ۳۵۰ هزار بشکه در روز خواهد رسید. بنابراین، کل تولید کشور در آن زمان، حدود ۲/۳۵ میلیون بشکه در روز خواهد بود. با توجه به نکات فوق ملاحظه می‌شود که کاهش طبیعی بهره‌برداریِ روزانه از مخازن خشکی در صورتی که چاه‌های مورد نیاز، سالانه حفر شوند، در حدود ۱۵۰ هزار بشکه در سال است که در ۵ سال آینده حدود ۷۵۰ هزار بشکه در روز خواهد بود. حال اگر بخواهیم علاوه بر جلوگیری از کاهش فوق، روزانه ۱/۲ میلیون بشکه سقف تولید را در مدت ۵ سال افزایش دهیم، باید

برای افزایش تولید ۲ میلیون بشکه در روز، برنامه‌ریزی نماییم. اما امکان رسیدن به چنین ظرفیتی حتی با صرف ده‌ها میلیارد دلار در مدت ۵ سال آینده، کاری غیرعملی است. تنها ممکن است بتوانیم تولید کشور را برای مدت محدودی در سطح فعلی نگه داریم؛ هر چند با کاهش اجباری آن رو به رو خواهیم بود.

در ۲۵ سال گذشته - یعنی از سال ۱۳۵۵ تاکنون - حدود ۳۲ میلیارد بشکه نفت از مخازن ایران بهره‌برداری شده است. میزان بهره‌برداری روزانه در سال ۱۳۵۵ حدود ٦/۳ میلیون بشکه و میزان ذخایر نفتی، حدود ۷۵ میلیارد بشکه بوده؛ لذا درصد متوسط برداشت سالانه در این مدت، حدود ۳ درصد ذخایر کشور بوده است (۰/۰۳= ٦/۳×۳٦۵/۷۵۰۰۰).

در صورتی که ۳ درصد برداشت از ذخایر فعلی در نظر گرفته شود به رقم بهره‌برداری ۳/۰۵ میلیون بشکه در روز خواهیم رسید. در صورتی که سطح تولید به سقف فعلی ۳/۵ میلیون بشکه در روز نگهداری شود این ضریب به حدود ۳/٤۵ درصد در سال می‌رسد و معنی آن این است که هم اکنون فشار بیش‌تری به مخازن ایران وارد می‌شود.

حال اگر ۱۵ سال آینده را با میزان تولید فعلی در نظر بگیریم (تا ۱۳۹٦) و فرض نماییم که در این مدت، جمعاً ۸ میلیارد بشکه نفت به ذخایر کشور اضافه شود، ذخایر باقیمانده از ۳۷ میلیارد بشکه فعلی به ۲٦ میلیارد بشکه تنزل خواهد یافت. در این صورت، میزان تولید روزانه در سال ۱۳۹٦ براساس برداشت ۳درصد در سال به حدود ۲/۱٤ میلیون بشکه در روز خواهد رسید. نکته اساسی دیگر که باید به آن توجه نمود میزان بهره‌دهی چاههاست. در صورتی که متوسط بهره‌دهی چاهها به حدود ٦۵۰ بشکه در روز کاهش یابد، براساس تولید ۳/۵ میلیون بشکه و توان تولید ٤ میلیون بشکه در روز احتیاج به حدود ٦٤۰۰ حلقه چاه خواهیم داشت؛ لذا نیاز به حفر حدود ٦۰۰۰ حلقه چاه جدید با سرمایه‌گذاری حدود ۳۳ میلیارد دلار در مدت ۱۵ سال آینده خواهد بود.

۱۶. مقایسه قرارداد شرکت سابق خدمات نفتی ایران (OSCO) با قراردادهای بیع متقابل

در قرارداد ۱۳۵۲ شرکت ملی نفت ایران بر نحوه اجرا و حتی انجام سفارشها نظارت کامل داشت. براساس قرارداد مذکور، کنسرسیوم سابق ٤٠ درصد میزان سرمایه‌گذاری و صد درصد هزینه‌های جاری را پرداخت می‌نمود. در مقابل، مبلغ ۲۳ سنت برای هر بشکهٔ نفت صادراتی به شرکت‌های مذکور تخفیف داده می‌شد که اگر مصرف داخل کشور یعنی حدود ۱/۲ میلیون بشکه در نظر گرفته شود، رقم فوق به ۱۷ سنت برای هر بشکه تقلیل می‌یابد.

با مقایسه اجمالی قرارداد ۱۳۵۲ شرکت خدمات با قرار داد بیع متقابل توتال در حوزه سیری ملاحظه می‌شود که اگر فرض واقعی ۳۰۰ میلیون بشکه تولید نفت را در مدت ۱۵ سال آینده (معادل ۵۵۰۰۰ بشکه در روز) و همچنین میزان سرمایه‌گذاری واقعی را بر اساس توسعه صحیح میدان یعنی ٤٠٠ میلیون دلار در نظر بگیریم، شرکت ملی نفت ایران در چارچوب قرارداد کنسرسیوم سابق، باید مبلغ ۲٤٠ میلیون دلار برای ٤ سال توسعه میدان و ۵۱ میلیون دلار[1] بابت کل نفتِ بهره‌برداری شده در ۱۵ سالِ پس از شروعِ بهره‌برداری پرداخت می‌نمود. مبلغ فوق براساس ارزش فعلی با بهره ۹ درصد پس از ۱۰ سال از شروع پروژه، جمعاً حدود ٦٠٠ میلیون دلار می‌شد؛ در حالی که مبلغ پرداختی در بیع متقابل براساس ٤٠٠ میلیون دلار سرمایه‌گذاری، بالغ بر ۸۰۰ میلیون دلار است. در این محاسبات، هزینه‌های جاری که کنسرسیوم می‌پرداخت منظور نگردیده است. مقایسه دو رقم فوق نشان می‌دهد که مبلغ پرداختی با روش بیع متقابل، نزدیک ۱/۳ برابر میزانی است که به شرکت‌های سابق نفت (OSCO) پرداخت می گردید.

از آنجا که شرکت‌های عامل، مسئولیت و مدیریت پروژه‌ها را در مدت تولید بر عهده داشتند سعی در حجیم نمودن بی‌جهت پروژه‌ها نمی‌کردند؛ در حالی که شرکت‌های توتال (سیری)، الف (درود)، شل (سروش و نوروز) و غیره چنین تلاشی می‌نمودند. به عنوان مثال

---

۱. این مبلغ براساس ۳۰۰ میلیون بشکه برداشت و ۱۷ سنت تخفیف برای هر بشکه به دست آمده است.

در پروژه سیری - توتال که سرمایه‌گذاری واقعی آن می‌توانست حدود ٤۰۰ میلیون دلار باشد نزدیک به ٦۰۰ میلیون دلار سرمایه‌گذاری شده است. در این صورت لازم است مبلغ ٦۰۰ میلیون دلار فوق را با ۱۲۰۰ میلیون دلاری که عملاً قرار است به آنها پرداخت شود (با توجه به بهره، پاداش و غیره)مقایسه نماییم؛ نتیجه می‌گیریم که نسبت این دو پرداخت (کنسرسیوم سابق با بیع متقابل) بالغ بر ۲ برابر است.

۱۷. چگونه می‌توان سقف تولید فعلی را ثابت نگه داشت

با تزریق گاز در مخازن خشکی با حجم ۲۰ میلیارد پای مکعب در روز می‌توان بخش عمده‌ای از ذخایر بالقوه کشور را به ذخایر بالفعل تبدیل نمود. ذخایر بالقوه کشور بالغ بر ٤۵ میلیارد بشکه است. لذا در صورتی که با تزریق گاز به میزان فوق، تنها ۱۲ میلیارد بشکه نفت را از حالت بالقوه به ذخایر بالفعل در مدت ۱۵ سال آینده تبدیل نماییم؛ میزان بهره‌برداری روزانه کشور را می‌توان در میزان فعلی ثابت نگه داشت و از تعداد چاه‌های مورد نیاز نیز به میزان وسیعی کاست.

تزریق گاز در مخازن خشکی، دو نوع است:

۱. مخازنی که فشار آنها بالاتر از فشار نقطه جوش نفت آن مخزن است. با تزریق گاز در این نوع مخازن - که حدود ۲۰ نمونه آن در کشور ما وجود دارد - به ازای تزریق حدود هر ۲۵۰۰ پای مکعب، یک بشکه نفت بلافاصله از آنها حاصل خواهد شد. در صورتی که قیمت نفت خام ۲٤ دلار برای هر بشکه در نظر گرفته شود «قیمت سایه‌ای» گازِ تزریقی حدود ۹/٦ دلار برای هر هزار پای مکعب خواهد بود. این رقم، حدود ۳ تا ٤ برابر ارزش گازی است که به ترکیه صادر می‌شود.

۲. مخازنی که کلاهک گازی دارند. برای به دست آوردن یک بشکه نفت اضافی در این نوع مخازن احتیاج به تزریق ۳ تا ٤ هزار پای مکعب گاز است. در این مورد نیز «قیمت سایه‌ای» گاز تزریقی، معادل ٦ تا ۸ دلار خواهد شد. این رقم نیز حدود ۲ تا ۳ برابر ارزش

گاز صادراتی است. ضمناً نباید فراموش کرد که در هر دو حالت، گازهای تزریقی برای نسل‌های آینده ذخیره می‌شود.

ممکن است که گفته شود با توجه به مصارف داخلی گاز، حجم عظیم گازِ مورد نیاز جهت تزریق را به چه نحوی باید تأمین نماییم؟ جواب این سؤال بسیار روشن است: اولاً بالا بردن سطح تولید از هریک از فازهای ۱ تا ۸ پارس جنوبی به حدود دو برابر میزان فعلی.ثانیاً استفاده از سایر مخازن گازیِ دریایی موجود مانند پارس شمالی - مخازن G و F واقع در خلیج فارس - که عموماً میعانات کمی دارند و می‌توان از آنها مستقیماً جهت تزریق استفاده نمود.

بنابراین، دو راه برایمان وجود دارد: اولاً اتخاذ سیاست فروش گاز به انواع مختلف. ثانیاً تزریق گاز در مخازن نفتی کشورمان و فروش تدریجی آن از ۱۵ سال آینده به بعد با سرمایه‌گذاری کم‌تر. بدیهی است که با اتخاذ راه حل دوم، می‌توان ضمن بالفعل نمودن حدود ٤٥ میلیارد بشکه نفت بالقوه کشورمان، گاز ذخیره شده را نیز با قیمت‌های به مراتب بالاتری در آینده فروخت و بدین وسیله، منافع نسل‌های آینده را در این ثروت خدادادی رعایت کرد.

۱۸. جمع‌بندی و نتیجه‌گیری

در خاتمه به این نکته اشاره می‌کنیم که تولید صیانتی از ذخایر عظیم نفت و گاز کشور مستلزم رعایت موارد زیر است.

۱. شناخت دقیق ساختار ذخایر نفت و گاز و توجه کافی به مطالعات کارشناسی انجام شده در اثبات اولویت تزریق گاز در مقایسه با تزریق آب در میدانهای نفتی کشور و توسعه این گونه مطالعات کارشناسی.

۲. آشنایی با روشهای زیرکانه شرکتهای خارجی در عقد قراردادهای بیع متقابل که نوعاً مبتنی بر بالا نشان دادن هزینه‌ها و دلسوزی برای منافع خود و عدم رعایت منافع نسلهای آینده کشور است.

۳. بازنگری در استراتژی صدور گاز و انجام مطالعات کارشناسی برای آزمون این فرضیه که وضعیت حاکم بر اقتصاد سیاسی نفت و گاز در جهان و به ویژه در خلیج فارس، دلالت بر این می‌کند که صدور گاز به‌مقاصد نزدیک ازطریق احداث خط لوله یا به مقاصد دور از طریق LNG تا ۲۰-۱۵ سال آینده، چیزی جز تأمین منافع غرب نیست.

٤. برنامه‌ریزی اساسی و ضربتی برای تقویت کادر مسئولان فنی و بین‌المللی دستگاه نفت کشور.

۵. آشنایی بیشتر نمایندگان محترم مجلس شورای اسلامی با ابعاد فنی، اقتصادی و سیاسی پروژه‌های کلان در نفت و گاز.

٦. تقویت سازمان مدیریت و برنامه‌ریزی کشور در جهت انجام مطالعات جامع فنی و اقتصادی در تعیین اولویت‌ها و نیازهای کشور به منابع انرژی و به درآمدهای حاصل از صادرات انرژی در میان مدت و بلندمدت.

۷. توجه بیشتر به نظریات متخصصان ایرانی و تکیه نکردن مسئولین و سیاستگذاران نفت و گاز کشور بر ادعاهای شرکتهای خارجی، قبل از انجام مطالعات کارشناسی دقیق. در این زمینه، توصیه می‌شود که مسئولان و مدیران غیرفنی رده‌های بالای دستگاه نفت، هر چه بیشتر با کلیات مسائل فنی و تخصصی، به ویژه در حوزه‌هایی که شرکتهای خارجی فعال هستند، آشنا شوند.

پژوهشگاه علوم انسانی و مطالعات فرهنگی
پرتال جامع علوم انسانی