

تحلیل قرارداد توسعه بخش فراساحل فاز-۱۱ پارس جنوبی

شیرکو بهادری، سیدتی ابطحی فروشانی | شرکت ملی نفت ایران

گاز نسبت به ذخیره اولیه میدان برخوردار است. در همین راستا یکی از اولویت‌های وزارت نفت همواره توسعه فازهای میدان گازی پارس جنوبی بوده است. همه فازهای پارس جنوبی تاکنون یا به بهره‌برداری رسیده یا در مرحله ساخت قرار دارند و تنها فاز تعیین تکلیف نشده، فاز ۱۱ این میدان بود که قرارداد توسعه آن به کنسرسیومی متشکل از شرکت‌های توتال فرانسه (۵۰/۱ درصد)، CNPCI چین (۳۰ درصد) و پتروپارس ایران (۱۹/۹ درصد) به رهبری توتال فرانسه داده شد.

از دید فنی و اقتصادی این قرارداد به اجمال مورد بررسی قرار می‌گیرد:

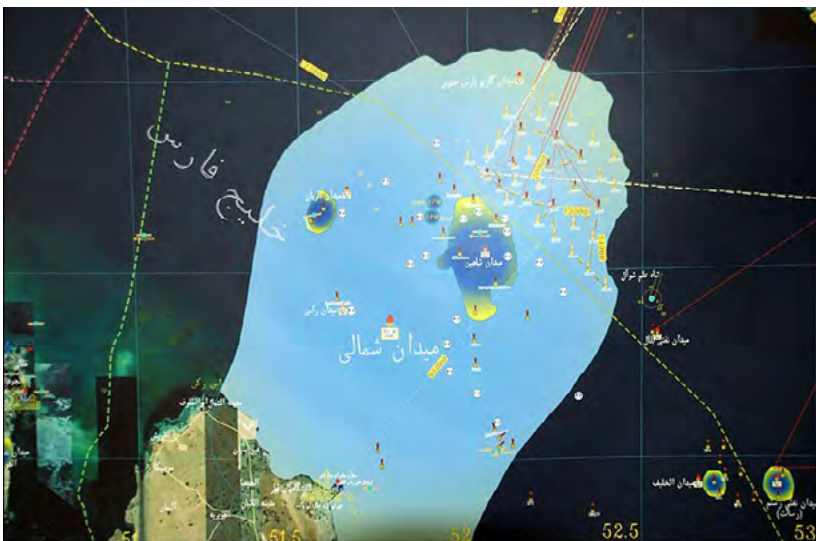
الف. از دید فنی و مهندسی مخزن:
مکانیسم اصلی تولید در مخازن گازی،

انجام می‌گیرد. به زبان ساده، ارقام فوق در خصوص میزان گاز درجا و ذخیره، مربوط به شرایط استاتیک مخزن بوده و با تولید از مخزن ممکن است این سهم‌ها تغییر نماید. بر اساس مبانی مهندسی مخزن، اگر تولید کشور ایران به‌طور متوسط در طول عمر میدان برابر با ۷۰ درصد تولید کشور قطر باشد، مخزن تقریباً به صورت همگن تخلیه شده^۱ و ذخیره دو کشور به همین نسبت ۴۱ به ۵۹ درصد باقی می‌ماند. اما اگر سهم تولید گاز ایران از این مخزن بیشتر از این نسبت گردد، این امر منجر به مهاجرت بخشی از گاز درجای مخزن به سمت بخش مخزنی ایران و افزایش ذخیره کشور ایران می‌گردد. البته عکس این امر نیز برای کشور قطر صادق است. با توجه به توضیحات فوق، نرخ تولید از مخزن برای کشور ایران از اهمیت بالایی به منظور حفظ (و یا افزایش احتمالی) ذخیره

قرارداد توسعه بخش فراساحل فاز-۱۱ میدان گازی پارس جنوبی در تاریخ ۱۳۹۶/۴/۱۲ با کنسرسیومی از شرکت‌های توتال فرانسه، شرکت ملی نفت چین (بخش بین‌الملل) و پتروپارس ایران منعقد گردید. این اولین قراردادی است که در قالب "شرایط عمومی، ساختار و الگوی قراردادهای بالادستی نفت و گاز" مصوب شماره ۵۷۲۲۵/ت/۵۳۳۶۷-هـ مورخ ۱۳۹۵/۵/۱۶ هیأت وزیران، به امضا می‌رسد.

میدان گازی پارس جنوبی با مساحت بالغ بر ۹۷۰۰ کیلومتر مربع بزرگ‌ترین میدان گازی دنیا می‌باشد. حدود ۳۸ درصد از این پهنه در آب‌های سرزمینی ایران و مابقی ۶۲ درصد آن در آب‌های سرزمینی کشور قطر قرار دارد. با توجه به ساختار زمین‌شناسی و ضخامت مخزن در بخش‌های مختلف برآورد می‌گردد که حجم گاز درجا در بخش ایرانی و قطری به ترتیب معادل ۶۳۰ و ۸۸۰ تریلیون فوت مکعب باشد. بر اساس این مفروضات، حدود ۴۱ درصد از گاز درجای این میدان در بخش ایرانی و ۵۹ درصد آن در بخش قطری قرار خواهد گرفت. میزان ذخیره دو کشور نیز با احتساب ضریب بازیافت ۸۰ درصدی میدان به ترتیب برابر ۵۰۴ و ۷۰۴ تریلیون فوت مکعب خواهد بود.

اما مهم‌تر از اعداد و ارقام فوق، مشترک بودن میدان پارس جنوبی با توجه به نوع سیال آن می‌باشد. در میداین گازی با توجه به نوع مکانیسم تولیدی مخزن، ویژگی‌های سیال و شعاع تخلیه زیاد، مهاجرت سیال به بخشی از مخزن که در آن، میزان تولید بیشتری صورت پذیرفته است راحت‌تر



۱ | موقعیت میدان گازی پارس جنوبی [۱]



* نویسنده‌ی عهده‌دار مکاتبات (sherkobahadori@gmail.com)

انبساط گاز موجود در مخزن می‌باشد.^۲ با تولید از میدان، گاز درون مخزن منبسط شده و گاز به سمت دهانه چاه حرکت می‌کند. اما این امر در طول زمان منجر به کاهش فشار مخزن می‌گردد. تولید از مخزن تا زمانی ممکن است که فشار سرچاهی کمتر از فشار مخزن باشد، تا سیال بتواند به سمت دهانه چاه جریان یابد.^۴ اما امکان پایین آوردن فشار دهانه چاه به هر میزان دلخواه، به منظور افزایش تولید وجود ندارد. تأسیسات فراوش گاز دارای یک حداقل فشار دریافتی کاری می‌باشند. همچنین گاز تولیدی در مسیر دهانه چاه تا تأسیسات فراورش گاز، با افت فشار مواجه می‌شود.

در نتیجه، یکی از راهکارهای موثر به منظور استمرار تولید و افزایش ضریب بازیافت از میادین گازی، امکان کاهش فشار سرچاهی (و به تبع آن فشار دهانه چاه) به نحوی می‌باشد که فشار مورد نیاز تأسیسات پایین دست تأمین گردد. بدین منظور عمدتاً از ایستگاه‌های تقویت فشار قبل از ورود گاز به پالایشگاه گازی استفاده می‌گردد. با بهره‌گیری از ایستگاه‌های تقویت فشار همزمان امکان تولید گاز با فشار سرچاهی پایین تر و تحویل گاز با فشار مورد نیاز واحد فراورشی پایین دست، مهیا می‌گردد. البته باید خاطر نشان کرد که همواره امکان نصب تأسیسات تقویت فشار به منظور افزایش ضریب بازیافت به سادگی مقدور نیست. علی‌الخصوص در مورد میدان گازی پارس جنوبی که به دلیل ویژگی‌هایی همانند درصد بالای گاز خورنده هیدروژن سولفور، وجود میعانات گازی و آب همراه در گاز تولیدی و همچنین نیاز به محرک‌های کمپرسور (همانند توربین‌های بزرگ گازی)، تأسیسات با فناوری بالا مورد نیاز خواهد بود. در این میدان همه این تجهیزات باید در فراساحل و بر روی پایه‌ها و سکوها‌ی عظیم نصب گردد که این خود دشواری کار را دوچندان می‌کند.

به ترتیب به میزان ۴۸۷۹ و ۱۰۰۰ میلیون دلار) را متقبل شده و بازپرداخت آن از محل میعانات و گاز تولیدی طی دوره ۲۰ ساله بازپرداخت می‌گردد. هزینه‌های سرمایه‌ای هر ساله بر اساس برنامه بودجه سنواتی باید به تأیید شرکت ملی نفت ایران رسیده و در انتها پس از هزینه‌کرد و حسابرسی آن و از تاریخ شروع به تولید رسیدن میدان، طی اقساط ۱۰ ساله بازپرداخت گردد. هزینه‌های غیرسرمایه‌ای نیز به صورت جاری از محل تولیدات میدان بازپرداخت می‌گردد. بدیهی است این هزینه‌ها تا زمان رسیدن به اولین تولید، تجمع شده و سپس، در صورت کفایت درآمدها به صورت یکجا بازپرداخت می‌گردد.

بر اساس رژیم مالی این مدل قراردادی، علاوه بر بازپرداخت هزینه‌های سرمایه‌ای و غیرسرمایه‌ای، به پیمانکار به ازای هر بشکه تولید میعانات گازی و یا هر هزار فوت مکعب گاز (یا معادل ارزش حرارتی آن بر اساس بی‌تی‌یو)، دستمزد پرداخت می‌گردد. این مکانسیم به صورت خودکار منجر به هم‌راستا شدن منافع کارفرما و پیمانکار می‌گردد. لازمه این هم‌راستایی نیز عقد قراردادهای بلندمدت

با توجه به مشترک بودن میدان گازی پارس جنوبی و نرخ برداشت بالا از آن، این میدان نیز در آینده‌ای نزدیک با افت فشار محسوس مواجه خواهد شد. لذا نیازمند بهره‌گیری از روش‌های بهبود/ ازدیاد برداشت همانند نصب سکوها‌ی تقویت فشار فراساحلی می‌باشد. در همین راستا، قرارداد توسعه فاز-۱۱ تنها قرارداد توسعه‌ای در پارس جنوبی است که در آن، نصب و راه‌اندازی سکوی تقویت فشار فراساحلی پیش‌بینی گردیده است. با نصب سکوی تقویت فشار دریایی، امکان تولید گاز حتی با افت فشار از مخزن نیز ممکن گردیده و همزمان هم نرخ تولید و هم ضریب بازیافت از مخزن افزایش می‌یابد. البته از این الگو و تکنولوژی پیشرفته می‌توان به منظور افزایش تولید از دیگر فازهای پارس جنوبی نیز بهره گرفت.

ب. از نگاه مالی و اقتصادی: این قرارداد با شرایط کنونی کشور و علی‌الخصوص شرکت ملی نفت ایران که با کمبود منابع مالی روبه‌روست، منطبق می‌باشد. رژیم مالی این قرارداد به گونه‌ای است که پیمانکار در ابتدا هزینه‌های توسعه (شامل هزینه‌های سرمایه‌ای و غیرسرمایه‌ای



شکل ۲ | موقعیت فازهای مختلف پارس جنوبی [۱]

موجود کمک شایانی خواهد نمود، بلکه بستری را برای پویایی و توانمندسازی نخبگان و اندیشمندان داخلی جهت توسعه فناوری‌های نو در آینده فراهم می‌نماید.

جمع‌بندی

با توجه به نیاز کشور به سرمایه، فناوری و مدیریت شرکت‌های صاحب صلاحیت بین‌المللی در اجرای پروژه‌های توسعه و نگهداشت میداين نفتی و گازی کشور، بهره‌گیری از مدل‌های متفاوت قراردادی و تأمین منابع مالی در شرکت ملی نفت ایران امری ضروری و اجتناب‌ناپذیر است. از جمله این الگوها می‌توان به قراردادهای EPC، EPCF، بیع متقابل و قراردادهای جدید نفتی اشاره نمود. لذا لازم است با توجه به شرایط خاص هر میدان بررسی گردد که اجرای پروژه در قالب کدام الگوی قراردادی تضمین‌کننده منافع حداکثری کشور می‌باشد.

با توجه به مشترک بودن میدان گازی پارس جنوبی، نیاز به تأمین منابع مالی طرح در اسرع وقت، لزوم کسب تکنولوژی نصب کمپرسورهای تقویت فشار فراساحلی و تولید حداکثری از میدان، عقد قرارداد با یک شرکت تراز اول بین‌المللی در قالب "الگوی قراردادهای جدید بالادستی نفت و گاز ایران" برای توسعه فاز-۱۱ پارس جنوبی نسبت به دیگر الگوهای قراردادی، از کارآمدی بیشتر برخوردار بوده و به میزان بیشتری، تضمین‌کننده منافع ملی است.

د. انتقال تکنولوژی: این قرارداد از دو منظر قابل بررسی است؛ از منظر اول، شرکت ایرانی پتروپارس دارای ۱۹/۹ درصد سهم در این قرارداد بوده و در بدنه اصلی پیمانکار قرار دارد. لذا در صورت جذب و بهره‌گیری این شرکت از نیروهای نخبه و کارآمد و قرار گرفتن این نیروها در کنار نیروی انسانی شرکت‌های توتال و CNPCI در کلیه مراحل اجرای پروژه، این شرکت با توجه به تجربه‌ها و اندوخته‌های علمی و عملیاتی قبلی، توان و امکان تبدیل شدن به یک شرکت بین‌المللی نفتی را پیدا خواهد نمود. همچنین کار کردن در کنار شرکت‌های بزرگ بین‌المللی نفتی، باعث افزایش چابکی و کارایی آن شرکت شده و به آن، امکان انجام و مدیریت دیگر پروژه‌های داخلی را بر اساس استانداردهای بین‌المللی در کوتاه‌ترین زمان ممکن خواهد داد.

از دیگر منظر، پیمانکار ملزم به رشد ظرفیت‌های تحقیقاتی و دانشگاهی پژوهش‌سکده ازدیاد برداشت (وابسته به وزارت نفت) تحت نظارت شرکت ملی نفت ایران می‌باشد. با انجام این مهم، علاوه بر انتقال تکنولوژی، امکان ارتقا و پویایی جریان فناوری نیز ممکن خواهد گردید. دانشگاه‌ها و پژوهش‌سکده‌ها به عنوان هسته اصلی ارتقای توان فناوری، نقش کلیدی در جذب تکنولوژی و ارتقای آن دارند. در واقع، این امر نه تنها به مسئله انتقال تکنولوژی

با امکان تمديد آن در صورت رضایت کارفرما از عملکرد پیمانکار است. به دلیل اینکه تولید از مخازن نفتی و گازی در هر مقطعی بر رفتار مخزن در آینده و به تبع آن بر ضریب بازیافت نهایی آن تأثیرگذار است، لذا مدل قراردادی توسعه مخازن با پیمانکاران باید به گونه‌ای منعقد گردد که منافع پیمانکار نیز در گرو تولید حداکثری از مخزن تأمین گردد. با وصل نمودن دستمزد پیمانکار به تولیدات آتی، خصوصاً در یک میدان مشترک گازی، این مسئله باعث می‌گردد که پیمانکار به صورت خودکار سعی در حداکثر کردن تولید در دوره قرارداد نماید. هرچه دوره قرارداد به دوره عمر مخزن نزدیک‌تر گردد و یا اینکه امکان تمديد قرارداد در صورت عملکرد رضایت‌بخش پیمانکار وجود داشته باشد، این همگرایی نیز بیشتر می‌گردد.

ج. استفاده از توان داخل: در این قرارداد پیمانکار همچنین موظف به اجرای قانون «حداکثر استفاده از توان تولیدی و خدماتی در تأمین نیازهای کشور و تقویت آنها در امر صادرات» مصوب ۶ شهریور ۱۳۹۱ است. استفاده از حداکثر توان داخل منجر به رونق صنایع داخل و افزایش توان پیمانکاران داخلی می‌گردد. از آنجمله می‌توان به شرکت‌های مشاور، پیمانکاران مهندسی، کالا و ساخت (EPC)، سازندگان قطعات نفتی، شرکت‌های حفاری، شرکت‌های خدمات سرچاهی و غیره اشاره نمود.

پانویس‌ها

- ۱- با ثابت در نظر گرفتن بقیه شرایط و همگن فرض کردن مخزن
- ۲- بدلیل ساده‌سازی از نوسانات تولید (همانند نوسانات تولید در فصول گرم و سرد سال) و

- موقعیت قرار گرفتن فازهای مختلف در مقاطع زمانی متفاوت توسعه صرف‌نظر شده است.
- ۳- با فرض عدم وجود آبدۀ فعال در مخزن
- ۴- البته از لحاظ اقتصادی تولید تا زمانی ادامه می‌یابد

که هزینه هر واحد محصول بیشتر از درآمد هر واحد از آن نشود. در این حتی ممکن است مخزن توان تولید داشته باشد و لی درآمدهای ناشی از تولید کفاف هزینه‌های عملیاتی و سر بار را نداشته باشد.

منابع

[۱] تارنمای شرکت نفت و گاز پارس