

از نگاه مهندس صالحی فروز چشم‌انداز آینده میدان پارس جنوبی



پیمانکاران داخلی و خارجی آغاز شده است. هم اکنون حدود ۱۵۰۰۰ نفر در مراحل اجرایی فازهای ۱ و ۲ و ۳ و پروژه‌های مشترک مربوطه در منطقه مشغول بکار بوده و با ادامه عملیات اجرایی سایر فازها به طور متوسط بالغ بر ۳۰۰۰۰ نیروی انسانی در منطقه اشتغال خواهند یافت.

پروژه‌های خشکی عمدتاً مشتمل بر پالایشگاه‌های گازی، خطوط لوله انتقال گاز و تأسیسات جانبی و زیربنایی بوده و پروژه‌های دریایی نیز شامل سکوی‌های دریایی و خطوط لوله زیر دریا و عملیات حفاری است.

به منظور پشتیبانی از فعالیت‌های این طرح، فرودگاه بین‌المللی در آن منطقه احداث شده و پروژه‌های شهرک مسکونی، جاده‌های ارتباطی، مهار سیلاب، اسکله، تأمین آب و غیره نیز در دست اجرا است.

باتوجه به اهمیتی که این میدان گازی در تأمین انرژی کشور دارد و همچنین نظر به اینکه محصولات این میدان از اساسی‌ترین کالاهای صادراتی در بخش انرژی کشور است، این روزها این منطقه توجه ویژه‌ای از سوی گروه‌های مختلف تخصصی و نیز رسانه‌های گروهی به خود جلب کرده است. در همین راستا، مهندس اسدالله صالحی فروز مدیر عامل شرکت نفت و گاز پارس در گفت و گوی اختصاصی با مجله اقتصاد انرژی، در خصوص این میدان توضیحاتی ارائه کرده است.

میدان گازی پارس جنوبی که با ۴۴۳ تریلیون فوت مکعب ذخیره گازی، یکی از بزرگترین منابع گازی مستقل جهان به شمار می‌رود، بر روی خط مرزی مشترک ایران و قطر در خلیج فارس و به فاصله حدود ۱۰۰ کیلومتری ساحل جنوبی ایران قرار دارد. میزان ذخیره در جای بخش مربوط به ایران بالغ بر ۸ درصد کل ذخایر گاز جهان و حدود ۵۰ درصد ذخایر گازی کشور است. با توجه به وسعت این میدان، توسعه آن با هدف تأمین تقاضای رو به رشد گاز طبیعی مورد نیاز کشور و تزریق آن به میادین نفتی و همچنین صادرات گاز و میعانات گازی، در دستور کار شرکت ملی نفت ایران قرار گرفته است و بندر عسلویه در ۲۷۰ کیلومتری جنوب شرقی بوشهر به عنوان منطقه ساحلی برای ایجاد تأسیسات خشکی و توسعه مرحله‌ای این میدان انتخاب شده است.

به منظور توسعه فاز یک میدان فوق‌الذکر، شرکت مهندسی و توسعه نفت در سال ۱۳۷۲ تشکیل شده و متعاقب آن پس از تغییرات ساختاری در وزارت نفت، شرکت نفت و گاز پارس به عنوان یکی از شرکت‌های فرعی شرکت ملی نفت ایران در اواخر سال ۱۳۷۷ تأسیس و مسؤلیت توسعه کلیه فازهای میدان گازی پارس جنوبی و همچنین میدان گازی پارس شمالی به این شرکت واگذار شد. تاکنون عملیات اجرایی ۸ فاز از طرح توسعه این میدان توسط

اینکه در آن زمان خزانه ارزی کشور پاسخگوی نیازهای این پروژه نبود، استفاده از روش "بای بک" مورد توجه قرار گرفت.

بنابراین با توجه به تأسیس شرکت‌های جدید و اینکه شرکت مهندسی و توسعه نفت قادر به انجام ادامه کار نبود دومیدان گازی پارس جنوبی و شمالی به همراه کلیه اختیارات و وظایفی که به عهده شرکت مهندسی و توسعه در

نفت به ثبت رسید. این شرکت‌ها عبارتند از: شرکت نفت جنوب، شرکت نفت مرکزی، شرکت نفت خزر، شرکت نفت فلات قاره و شرکت نفت و گاز پارس.

در ابتدا شرکت مهندسی و توسعه نفت، توسعه میدان گازی پارس جنوبی را آغاز کرد و در اجرای فاز یک این پروژه تا ۲۰ درصد پیشرفت فیزیکی داشت، اما به علت مشکلات مالی و

(۱) قبلاً از این که وقت خود را در اختیار ما قرار دادید تشکر می‌کنم.

در ابتدا در مورد معرفی شرکت نفت و گاز پارس و میدان عظیم گازی پارس جنوبی و پارس شمالی توضیحاتی بفرمایید.

● در پی تغییرات ساختاری در شرکت ملی نفت ایران که از سال ۱۳۷۷ آغاز شد، پنج شرکت جدید نفتی به عنوان زیر مجموعه‌های شرکت



شرکت‌های پیمانکار که می‌خواهند در پارس جنوبی و بر روی مناطقی که به آنها اختصاص یافته در قالب بیع متقابل سرمایه‌گذاری کنند نیز باید حداقل یک چاه توصیفی حفر کنند و بر آن مبنا، چگونگی حفر سایر چاههای توصیفی در آن بلوک را طراحی کنند

کننده‌های در مناقصه بتوانند بادی بازتری شرکت کنند، قرار است سه چاه توصیفی دیگر توسط خود شرکت نفت و گاز پارس حفر شود.

این نکته که شما اشاره کردید درست است. سطح مشترک آب و گاز در میدان پارس جنوبی دارای یک شیب از شمال غرب به سمت شمال شرق است. بنابراین در بخش‌های شمال غربی چاهها در آب هستند و هر چه که به طرف شرق می‌رویم، عمیق‌تر می‌شود. همچنین شمال میدان نسبت به جنوب که به سمت قطر نزدیک می‌شود، ذخیره گاز کمتری دارد. مواردی که ذکر شد، اطلاعات اولیه‌ای است که با استفاده از لرزه‌نگاری‌های سه بعدی و چاههای توصیفی که حفر شوند، تکمیل شده و شک‌های موجود از بین می‌روند.

شرکت‌های پیمانکار که می‌خواهند در پارس جنوبی بر روی مناطقی که ما به آنها اختصاص داده‌ایم، در قالب بیع متقابل سرمایه‌گذاری کنند نیز باید خودشان حداقل یک چاه توصیفی حفر کنند و بر آن مبنا چگونگی حفر چاههای توصیفی را در آن بلوک طراحی کنند. در واقع در قراردادهای بیع متقابل هزینه حفر چاه و ریسک آن برای پیمانکار پذیرفته شده است. اما تاکنون سه چاه توصیفی خود ما حفر کرده‌ایم که این چاهها مناسب پروژه‌های فاینانس هستند چون در این نوع از قراردادها، پیمانکار مسؤول تولید مخزن به میزان رقم و عددی که به او گفته‌ایم نیست.

نکته دیگری که در مورد تفاوت فازهای مختلف باید بگوییم این است که مثلاً در فازهای ۵ و ۴ پارس جنوبی که در قسمت شمال غربی میدان قرار دارند، تصور اولیه این بود که لایه‌های گاز از حجم و ضخامت کمتری برخوردار باشند و

تعیین وضعیت میدان و بقیه چاههای توسعه‌ای به صورت انحرافی و اقماری حفر می‌شود. این چاههای انحرافی معمولاً دارای ۴-۳ کیلومتر طول هستند و تا ۵۵ درجه نیز انحراف دارند. با حفر هر چاه جدید اطلاعات ما از میادین افزایش یافته و به روزتر می‌شود. با توجه به اطلاعات جدید بعضاً ابعاد این بلوک‌ها را کوچکتر می‌کنیم. مثلاً فرض کنید پس از اینکه چاه شماره ۵ زده شد، اطلاعات ما در مورد بلوک‌های ۲ و ۳ که به توتال واگذار کرده بودیم بیشتر شد به طوری که سطح تماس آب و گاز در این چاه مشاهده نشد. بنابراین با شرکت توتال وارد مذاکره شده و مقداری از محدوده‌ای را که قبلاً به آنها واگذار شده بود، کم کردیم. اخیراً هم قرار شد مقداری دیگر از آن محدوده را نیز از آنها بگیریم و در نتیجه فازهای ۱۳ و ۱۴ را تعریف کردیم.

بنابراین ما هر چه جلوتر می‌رویم، اطلاعات ما از میدان بیشتر و به روزتر می‌شود. به خصوص حالا که برای انجام لرزه‌نگاری سه بعدی برای کل میدان قرارداد بسته‌ایم. البته قبلاً بخش‌های میانی میدان به صورت سه بعدی لرزه‌نگاری شده بود.

چاه شماره ۷ به موجب قرار داد آجیب - پترو پارس حفر شد که چند هفته قبل نیز آزمایش شد. علاوه بر آن چاه شماره ۹ به موجب قرارداد فازهای ۶ و ۷ حفر شد که اخیراً این چاه هم مورد آزمایش قرار گرفت. طبیعی است وقتی اطلاعات حاصل از این چاهها را به صورت اطلاعات و عدد و رقم وارد مدل کنیم، می‌توانیم اطلاعات دقیق‌تری از میدان به دست آوریم.

از سوی دیگر احتمال می‌دهیم که بخش‌های شمال شرقی میدان از حجم گاز کمتری برخوردار باشند. بنابراین به این دلیل و هم اینکه شرکت

مورد این دو میدان گازی بود به شرکت نفت و گاز پارس منتقل شد.

به این ترتیب شرکت نفت و گاز پارس از دی ماه سال ۱۳۷۷ رسماً آغاز به کار کرد و از آن سال تا کنون مسؤلیت توسعه این دو میدان گازی را به عهده دارد.

(۱) در حال حاضر فازهای ۱ تا ۱۲ در حال توسعه است و فازهای ۱۳ و ۱۴ نیز در حال برنامه ریزی و مطالعه هستند. سؤال ما در مورد نحوه فازبندی این میدان است، از لحاظ ساختاری و مهندسی مخزن، آیا فازهای مختلف معادل یکدیگرند؟

● محدوده فازهای ۱ و ۲ و ۳ قبل از ورود من به شرکت نفت و گاز پارس مشخص شده بود و اصولاً تقسیم‌بندی فازهای مختلف میدان براساس ۵ حلقه چاه اکتشافی است که در روزهای اول در این منطقه حفر شده و محدوده میدان را مشخص کرده است.

در منتهی الیه خط مشترک مرزی در ابتدا سه بلوک که هر کدام ۱۱ کیلومتر مربع وسعت داشتند، از سمت شمال غرب به شمال شرق تقسیم شد. علت انتخاب این منطقه و تلاش جهت توسعه میدان از منتهی الیه بخش مشترک، جلوگیری از مهاجرت گاز است. اینها اطلاعات به دست آمده از چاههای اکتشافی اولیه و چاههای توصیفی است که در هر بلوک توسط پیمانکاران انجام می‌شود، کل این میدان قبلاً لرزه‌نگاری ۲ بعدی شده و در بخش‌های میانی آن لرزه‌نگاری سه بعدی انجام دادیم و با اطلاعات اولیه که داشتیم و نتایج به دست آمده از لرزه‌نگاری‌ها، برآوردی از ذخیره گاز منطقه به دست آورده و به مبناي آن تعداد فازها را مشخص کردیم و تاکنون تا فاز ۱۴، به ما اجازه بررسی و برنامه ریزی داده‌اند و لی ما نمی‌توانیم ذخیره میدان را تقسیم به ۲۵ میلیون متر مکعب گاز کرده و مدعی توسعه میدان به مثلاً تا ۵۰ فاز باشیم.

چون چاههای گاز بر روی هم تأثیر می‌گذارند و قرار نیست که در فاز هایی چاه بزئیم که گاز از یک چاه به چاه دیگر مهاجرت کند. باید حوزه تخلیه هر چاه و پدیده کونینگ و شعاع عمل هر چاه دقیقاً بررسی شود تا از سرمایه گذاری انجام شده، بیشترین بهره‌برداری را داشته باشیم.

در این میادین بیش از ۵۵ درصد چاهها به صورت انحرافی و به طول ۳ تا ۴ کیلومتر حفر می‌شود. در هر سکو یک چاه عمودی برای



بنابراین ما به جای ۱۰ چاه روی هر سکو، ۱۲ چاه پیش‌بینی کردیم. اما خوشبختانه با چاه حفر شده مشخص شد که ضخامت ستون گاز حدود ۴۰ متر بیش از برآورد اولیه بوده است.

○ لطفاً در مورد چگونگی شکل‌گیری بلوک‌های ۱۴ و ۱۳ و موقعیت آنها توضیح فرمایید.

● در حقیقت ما از بلوک‌های ۱۲ و ۱۱ نسبت به بلوک‌های ۹ و ۱۰ اطلاعات کمتری داشتیم. بنابراین برخی از شرکت‌کنندگان در مناقصه‌های بلوک‌های ۱۲ و ۱۱ نگران حجم کافی گاز در این بلوک‌ها در دراز مدت بودند. اخیراً طبق تصمیمی که در هیأت مدیره شرکت ملی نفت و کمسیون ویژه به منظور رفع این نگرانی ما گرفته شد، و وزیر نیز با آن موافقت کرد قرار شد جای این بلوک‌ها تغییر کند و در واقع بلوک‌های ۱۴ و ۱۳ به ترتیبی که توضیح می‌دهیم، تعریف شدند. سپس یک LNG جدید و همچنین GTL مطرح شد که حجم LNG روزانه ۱/۴ میلیون فوت مکعب و GTL حدود ۷۰۰ میلیون متر مکعب برآورد شد که مجموعاً حدود ۲ میلیارد فوت مکعب شده و بنابراین جمعاً ۴ فاز ایجاد شد. اما چون قبلاً فقط ۲ بلوک پیش‌بینی شده بود، قرار شد بلوک‌های ۳ و ۲ را که هم اکنون در قرارداد با توتال فینا الف است بررسی کرده و تا حدی از محدوده آن کم شود، البته در صورتی که مشکلی به وجود نیاید و بنابراین، این ۴ فاز به جای بلوک‌های ۱۰ و ۱۱ قبلی با یک مقدار توسعه، جایگزین شوند.

○ بنابراین آیا می‌توانیم بگوییم که معیار تعیین هر بلوک، تولید حدود یک میلیارد فوت مکعب گاز است و ابعاد آن می‌تواند

بازپرداخت فازهای ۴ و ۵ به بعد

به دلیل وجود

مایعات گازی، اتان و LPG

فقط از محل تولیدات

خود میدان صورت می‌گیرد

متغیر باشد؟

● بلی همین طور است به عبارت دیگر هر چه جلوتر می‌رویم اطلاعات ما از میدان بیشتر می‌شود و بر این اساس می‌توانیم بلوک‌های دیگری را تعریف کنیم.

○ از آنجا که این میدان با کشور قطر مشترک است، آیا هیچگونه ارتباط علمی در این خصوص وجود دارد؟

● بلی ما با طرف قطری، جلسات مشترک داریم که به تناوب انجام شده و اطلاعات خودمان را رد و بدل می‌کنیم. اطلاعات یک چاه را می‌دهیم و اطلاعات یک چاه دیگر را از آنها می‌گیریم. در مورد انجام عملیات لرزه‌نگاری سه بعدی آنها تمایل داشتند که به طور همزمان انجام شود که در نهایت توافق کردیم ابتدا طرف قطری لرزه‌نگاری سه بعدی را انجام دهد و سپس ایران به این کار مبادرت ورزد.

○ لطفاً در مورد پیشرفت فازهای مختلف میدان پارس جنوبی و همچنین مقایسه آن با برنامه‌های قبلی توضیح دهید.

● هم اکنون ما ۸ فاز در حال اجرا داریم که آمار و ارقام میزان پیشرفت آنها متفاوت است. فاز یک در بخش‌های مختلف دارای پیشرفت‌های مختلفی است به طوری که می‌توانیم بگوییم در مجموع تأسیسات بخش خشکی و دریایی حدود ۷۳ درصد پیشرفت داشته است. مثلاً مرحله خریدهای این فاز رو به اتمام است. بخش‌های مربوط به فرآوری پالایشگاه حدود ۵۶ درصد پیشرفت کرده است ولی در سایر قسمت‌ها پیشرفت‌های بهتری صورت گرفته است مثلاً سکو بندی‌های لازم و همچنین

حفری‌های مورد نظر انجام شده است.

برنامه زمان‌بندی پیش‌بینی شده چندین بار تا کنون تجدیدنظر شده است. طبق آخرین برنامه موجود، قرار است اولین مرحله این فاز در مرداد ماه سال آینده (۱۳۸۱) آغاز به کار کند که ضروری است با نهایت پشتکار تلاش کنند تا بتوانند طبق برنامه زمان بندی پیش بروند.

در اینجا باید توجه داشته باشیم که پتروپارس یک پیمانکار ایرانی بوده که حدود ۵۰ درصد از فعالیت‌هایش در بخش‌های خشکی و دریایی را به بخش خصوصی واگذار کرده است. با مشارکت شرکت سامسونگ در حال ساخت یک سکوی بهره‌برداری حدود ۸ هزار تنی هستند که این کار برای اولین بار در ایران صورت می‌گیرد. بنابراین باید تا حدی تأخیر را پذیرفت و نباید انتظار داشت که مثل شرکت‌های صاحب نام خارجی طبق زمان‌بندی عمل کند اما به هر حال امیدواریم که با تجربه‌ای که پیدا می‌کند روز به روز بهتر شود.

پیشرفت فازهای ۳ و ۲ بیشتر بوده و در حدود ۸۴ درصد است و امیدواریم که قبل از پایان سال راه‌اندازی شود. البته در برنامه تزریق گاز به خط لوله صادراتی در فوریه دیده شده که ما از شرکت توتال خواسته‌ایم در راه‌اندازی گازها تسریع کند تا بتوانیم به تأمین گاز داخلی زمستان کمک کنیم. به طور کلی فکر می‌کنیم که این پروژه در نوع خود از نظر پیشرفت کاری بی نظیر است. این پروژه در چند ماه، ۸ درصد پیشرفت کاری ماهانه داشته است که برای کارهای اجرایی، آن هم در سطح پالایشگاه، پیشرفت خوبی است. البته توجه داشته باشید که مثلاً در ایام عید نوروز که هماهنگی برای انجام کار مشکل است و هیچکس حاضر نیست ایام سال تحویل را در بیابان گرم و خالی از سکنه عملویه بگذرانند، از ۷ هزار کارگر ایرانی، حدود ۶۹۰۰ نفر مشغول کار بوده‌اند. به هر ترتیب از روزی که کلنگ تسطیح محوطه زده شد تا به امروز هنوز سه سال نشده است.

○ آقای صالحی فروز شما می‌فرمایید که

فاز یک را به شرکت پتروپارس دادیم تا شرکت‌های ایرانی رشد کنند و از سوی دیگر در قرارداد با شرکت‌های خارجی نیز بخشی از کارها باید به بخش ایرانی واگذار شود. در حال حاضر شرکت‌های خارجی، بخش کارگری را به ایران واگذار کرده‌اند و شرکت پتروپارس نیز بخش مهندسی خود را به



شرکت‌های ایرانی که در پروژه پارس جنوبی مشغول هستند به عنوان پیمانکار صاحب دانش فنی و با انعقاد قرارداد وارد بازار کار شده‌اند

خواهیم شد. البته این کار در حال حاضر توسط نیروی‌های خارجی انجام می‌شود و امیدواریم که نیروهای ایرانی که در کنار آنها مشغول کار هستند، بتوانند این کار را در آینده خودشان انجام دهند.

در مورد پایدها، قبلاً یک پایه را در داخل کشور ساخته‌ایم و یک مورد به کشور امارات داده‌ایم. در مورد سکوها هم که الان یک سکو ساخته شده و در حال حمل جهت نصب است.

چاهها را که می‌توانیم حفر کنیم، سکوها را که ساخته‌ایم و تکنولوژی آن را آموخته‌ایم، خط ریل دریا و کوتینگ آن را هم که ساخته‌ایم، لی‌بارج هم داریم. از آن طرف هم تجربه پالایشگاه خشکی را داریم.

بنابراین بنده با بیش از ۳۰ سال تجربه کاری می‌گویم که در قالب یک قرارداد و با وجود همه فشارهایی که از نظر زمان‌بندی و کیفیت و غیره وجود داشت، موفق شده‌ایم کلیه مراحل تولید و پالایش گاز را را فرا گرفته و انجام دهیم. البته کیفیت کاری که صورت گرفته نیز قابل طرح است. کستولی که بر روی لوله‌سازی اهواز و همچنین ساخت سکوها انجام شده، شدیدترین کنترل‌ها از نظر کیفیت بوده است.

○ اشکالی که بعضاً مطرح می‌کنند این است که صنایع نفت و گاز ما توسعه اقتصادی کشورهای دیگر را به دنبال دارد و در واقع یک بخش برون‌زا برای اقتصاد ایران محسوب می‌شود. در حالی که شما می‌فرمایید این اشکال را بر طرف کرده‌اید و توسعه میدان پارس جنوبی باعث تحرک انواع

انجام داد و چون توان انجام این کار را داشت فازهای ۲ و ۳ کنگان را خودش رأساً انجام داد و امروزه به یک پیمانکار توانمند قابل برنامه‌ریزی ایرانی تبدیل شده است.

بنابراین می‌توانیم ادعا کنیم که ما الان از عهده اکثر کارهایی که انجام می‌شود، بر می‌آییم. چرا که در کنگان ما با یک مشارکت، یک پالایشگاه ساختم که البته کلیه خریدهای آن و مهندسی و راه‌اندازی آن به عهده شرکت نفت بود. حفاری‌ها را نیز شرکت ملی حفاری انجام داد و نقش شرکت داینم به عنوان پیمانکار خارجی برای وصل پالایشگاه بود و نه کار دیگر. در فاز دوم کنگان، باز هم کلیه خریدها و راه‌اندازی‌ها حتی ریختن فونداسیون‌ها توسط ایرانی‌ها انجام شد. بنابراین تجربه ساخت یک پالایشگاه خشکی را داریم. در اینجا پالایشگاه عسلویه مثل پالایشگاه کنگان است فقط مشخصات گاز ورودی فرق می‌کند که در اینجا کمی ترش‌تر است. بنابراین طراحی عوض می‌شود و تعداد واحدهای گوگرد زدایی بیشتر خواهد شد.

در پارس جنوبی، برای انتقال گاز از دریا به خشکی، به جای اینکه لوله ساخته شده را خریداری کنیم، ورق خریدیم و در داخل، آن را به لوله تبدیل کردیم و پوشش بتنی لازم را نیز دور لوله‌ها دادیم. این کارخانه قبلاً وجود نداشت و امروز درخمشهر ساخته شد و در حال حاضر، کوتینگ فازهای دیگر را انجام می‌دهد.

در مورد لوله‌گذاری قبلاً ما لی‌بارج نداشتیم و هزینه‌های زیادی را از این بابت پرداخت می‌کردیم. با تمهیداتی که صورت گرفته است و مراحل پایانی خود را می‌گذرانند، دارای لی‌بارج شده و بنابراین قادر به نصب لوله در دریا نیز

شرکت فوستر ویلر انگلستان واگذار کرده است. بنابراین هدف اولیه از بین رفته است.

● اینکه یک شرکتی به صورت کارفرما و یا اینکه به صورت شریک (Joint) باشد، فرق می‌کند. الان شرکت پتروپارس کارفرما و شرکت فوسترویلر مشاور آن است و بنابراین رابطه بین آن دو یک رابطه کارفرمایی پتروپارس به فوسترویلر است. از سوی دیگر شرکت‌های ایرانی که در پروژه پارس جنوبی مشغول هستند به عنوان پیمانکار صاحب دانش فنی و با انعقاد قرارداد وارد کار شده‌اند. الان در فاز ۲ و ۳ نزدیک به ۳۶ پیمانکار توانمند ایرانی در حال کار هستند. کل نیروهای شرکت هیوندایی که پیمانکار اصلی توتال به صورت ئی‌پی‌سی (EPC) برای فازهای ۲ و ۳ است، حدود ۴۰۰ نفر است در حالی که حدود ۸ هزار نفر ایرانی در این فازها مشغول به کار هستند. کل نیروهای خارجی که در اوج کار مشغول به کار هستند بیش از ۱۵۰۰ نفر نیست و بقیه پیمانکاران ایرانی هستند که به صورت قراردادی در بخش‌های سیویل، مکانیک و برق مشغول به کارند در مجموع نیروی اصلی و موتور کار نیروی‌های ایرانی هستند.

علاوه بر پیمانکاران ایرانی، شرکت هیوندایی نیز حدود ۲۵۰۰ نفر نیروی ایرانی را به کار گرفته است که این کارگرا آموزش دیده‌اند و امروز از کارگرهای ساده به نیروی‌های ماهر تبدیل شده‌اند.

○ ایران در بخش‌های سیویل و مشابه آن قبلاً خودکفا شده است. اما آیا شماتصور می‌کنید پس از اتمام توسعه پارس جنوبی، شرکت پترو پارس به یک شرکت مطرح مهندسی برای توسعه صنایع نفت تبدیل شده باشد؟

ما این کار را از سال ۱۳۶۲ در پالایشگاه گازی ولی عصر که امروز حدود ۱۰ میلیون متر مکعب گاز تولید می‌کند، شروع کردیم. در آنجا مشارکتی بین شرکت مهندسی ایران و شرکت دایلم به وجود آمد و انتظار بود که شرکت مهندسی ایران بعداً این کار را خودش انجام دهد. هر دو مشارکت کردند، فاز اول را ساختند و سپس از هم جدا شدند و بخش ایرانی وارد بخش‌های سیویل شد. در صورتی که در ابتدا هدف از تشکیل مشارکت این بود که پیمانکاران ایرانی خودشان بتوانند رأساً به این کار ادامه دهند، اما تهران جنوب، نه. تهران جنوب همین کار را در فاز یک کنگان به صورت مشارکتی

بخش‌های پیمانکاری و مهندسی ایرانی شده است.

● بلی ما مدعی این موضوع هستیم و این مطلب یک تئوری نیست. ما نمی‌گوییم که این فعالیت‌ها را می‌خواهیم انجام دهیم بلکه می‌گوییم انجام داده‌ایم. ما نگفتیم می‌سازیم بلکه می‌گوییم ساختیم و هر کس بخواهد می‌تواند بیاید و این بخش‌ها را ببیند.

() ساخت سکوی SPD4 توسط بخش ایرانی نیز یکی از همین دستاوردها است؟
● من الان مشخصات این سکوا را ندارم و اما این یک کار ارزشمندی است که باید روی آن تبلیغ شود.

() شنیده می‌شود که قراردادهای آتی توسعه نفت و گاز ممکن است به صورت فاینانس باشند، آیا نکته‌ای در قراردادهای بای‌پک وجود داشته است که می‌خواهید نحوه تأمین مالی پروژه‌ها را به صورت فاینانس اجرا کنید؟

● در ماه‌های گذشته صحبت‌ها و انتقادهای زیادی روی قراردادهای بای‌پک شده بود و ما برای اینکه تأکیدی روی بای‌پک نداشته باشیم تصمیم گرفتیم در مناقصه‌های آینده هر دو روش فاینانس و بای‌پک را اجرا کنیم و بعداً این دو را با هم مقایسه کنیم و هر کدام بیشتر به نفع کشور بود، انتخاب شود. البته در بای‌پک پرداخت‌های اضافی صورت می‌گیرد و از آن طرف ریسک تولید نیز با پیمانکار است اما در مورد فاینانس، تولید کردن یا نکردن میدان به عهده پیمانکار نیست.

() در صحبتی که با مسئولین شرکت توتال داشتیم، آنها ابراز علاقه می‌کردند که حتی به صورت محدود در عملیات استخراجی آینده میدان حضور داشته باشند. نظر شما در این مورد چیست؟

● شرکت‌های پیمانکار بعد از اینکه پروژه تکمیل شد، تا مدتی در عملیات تولید نظارت کرده و مشاورت دارند ولی به طور مستقیم در تولید درگیر نمی‌شوند و مانیز نیازی نداریم چون خودمان می‌توانیم عملیات را انجام دهیم. ضمن اینکه از لحاظ اقتصادی نیز این کار با توجه به حقوق و دستمزد چند هزار دلاری خارجی‌ها، مقرون به صرفه نیست.

() نحوه بازپرداخت سرمایه‌گذاری‌های انجام شده چگونه است؟

● طبق قرارداد نرخ بازگشت سرمایه و هزینه‌ها و چگونگی بازپرداخت کاملاً مشخص است و برای این کار جدولی وجود دارد. در مورد فازهای ۳ و ۲ پیش بینی شده است که اگر چنانچه مایعات گازی میدان تکافوی باز پرداخت را نکرده، از نفت خام مناطق دیگر کسری آن تأمین شود ولی در فازهای ۵ و ۴ به بعد باز پرداخت فقط از محل تولیدات میدان صورت می‌گیرد. دلیل این امر این است که در این فازها علاوه بر مایعات گازی، اتان و LPG هم داریم که به نظر می‌رسد این منابع نه تنها تکافوی باز پرداخت سرمایه‌گذاری خارجی را می‌دهد، بلکه برای خود شرکت نفت هم از همان سال‌های اول، درآمدی خواهد داشت.

() آیا مایعات گازی فازهای ۳ و ۲ پارس جنوبی متعلق به شرکت توتال است؟

● خیر، متعلق به شرکت نفت است و امور بین‌الملل شرکت نفت بر مبنای قیمت روز آن را می‌فروشد و پولش را به شرکت توتال می‌دهد و گاز تولیدی از میدان وارد پالایشگاه خشکی شده و از آنجا وارد شبکه سراسری می‌شود، که هم می‌تواند در مراکز داخلی مورد استفاده قرار گیرد و هم می‌تواند به صادرات اختصاص یابد.

() در مورد پارس شمالی اگر صحبتی دارید بفرمایید.

● میدان پارس شمالی یک میدان مستقل است که از قدیم هم برنامه‌هایی داشته است و در این راستا جاهایی زده شده و خریدهایی صورت گرفته که در حال حاضر درنبار بوشهر قرار دارند. اما از آنجا که پارس جنوبی یک میدان مشترک است، دارای اولویت بوده و بنابراین توسعه پارس شمالی اولویت بعدی ما است.

از اینکه در این مصاحبه اختصاصی با مجله اقتصاد انرژی شرکت کرده و اطلاعاتی را در مورد چگونگی روند پیشرفت پروژه پارس جنوبی در اختیار خوانندگان مجله قرار دارید، سپاسگزار هستیم.

بقیه از صفحه ۲۲

(Khabarovsk)، شمال شرقی چین، شانگهای و ژاپن را به هم مرتبط می‌کند. خط لوله مدور شامل دو خط لوله مدور فرعی است که عبارتند از: خط لوله مدور دریای ژاپن و خط لوله مدور بوهای (Bohai)

۳- موضوعات بررسی‌های آتی

در رابطه با تحقق شبکه خط لوله بین‌المللی در شمال شرقی آسیا دو مورد زیر باید بررسی شوند.

۱- ایجاد چارچوب همکاری‌های بین‌المللی (ایده اتحادیه انرژی شمال شرقی آسیا): هماهنگ کردن قوانین و اقدامات مشترک داخلی مرتبط با ارتقاء تجارت گاز طبیعی با استفاده از خط لوله بین‌المللی در شمال شرقی آسیا امری ضروری است. علاوه بر این ایجاد چارچوب همکاری‌های بین‌المللی که در هر نوع توافق قابل استفاده باشد، دارای اهمیت است. در روند ایجاد چارچوبی برای همکاری‌های بین‌المللی آتی، ایجاد اتحادیه و تشکیل یک منشور انرژی شمال شرقی آسیا، امکان‌پذیر است.

۲- حمایت از ارتقاء هر یک از پروژه‌ها: طرح خط لوله بین‌المللی انرژی که در بالا به آن اشاره شد، با انجام تک‌تک پروژه‌ها، دست یافتنی خواهد بود. بنابراین، حمایت از توسعه هر یک از پروژه‌ها مانند پروژه ایرکوتسک (شامل میدان‌های گازی در ایرکوتسک و جمهوری ساخا) و پروژه ساخالین، همکاری در توسعه فن‌آوری‌های ساخت خطوط لوله و استفاده از گاز طبیعی و تأمین مالی پروژه‌ها ضروری است.

پی نوشت:

1- Independent Power Provider

منبع: موسسه مطالعات بین‌المللی انرژی، بولتن شماره ۲۶ تحولات بازار گاز

منبع: International Symposium On: Energy Cooperation In northeast Asia, 7-8 June 2001, Seoul, Korea