

میزگرد تحلیلی بر روند توسعه میدان پارس جنوبی

مریم خرم، عباسعلی پرتقالی، احمد زارعی، پژوهش فن آوری شرکت نفت و گاز پارس

با توجه به اهمیت میدان گازی پارس جنوبی و همچنین رسالت نشریه‌ی اکتشاف و تولید در راستای ارتقاء ارتباط صنعت و دانشگاه، به درخواست کارگروه دبیران و با همکاری پژوهش و فن آوری شرکت نفت و گاز پارس میزگردی با موضوع توسعه‌ی میدان گازی پارس جنوبی با تمرکز بر وضعیت این میدان، فرآیندهای تصمیم‌گیری در خصوص توسعه و همچنین ارتباط این فرآیندها با پژوهش و فن آوری، در محل نشریه‌ی اکتشاف و تولید برگزار شد.

در ادامه گزارش میزگرد با حضور سرکار خانم دکتر خرم، رئیس پژوهش و فن آوری شرکت نفت و گاز پارس، آقای دکتر گرامی، رئیس پژوهشکده‌ی ازدیاد برداشت از مخازن نفت و گاز، آقای مهندس مختاری، رئیس مطالعات مخازن شرکت نفت و گاز پارس، آقای مهندس محمدشفیع، کارشناس ارزیابی طرح‌ها در مدیریت برنامه‌ریزی تلفیقی به استحضار خوانندگان می‌رسد. ضمن اینکه به دلیل رعایت اختصار از ذکر عناوین افراد خودداری می‌شود:

خانم خرم: با عرض سلام و خیرمقدم از اینکه زحمت کشیدید و تشریف آوردید جلسه‌ای که امروز در خدمتتان هستیم در خصوص تحلیلی بر توسعه‌ی منابع گازی با تمرکز بر میدان پارس جنوبی است. این میزگرد در جلسه‌ی هیأت تحریریه‌ی ماهنامه‌ی اکتشاف و تولید برنامه‌ریزی شده بوده تا در چند حوزه‌ی اصلی بحث انجام گیرد و به صورت گزارشی تحلیلی در ماهنامه چاپ شود.

در این میزگرد در خدمت نمایندگان شرکت نفت و گاز پارس به‌عنوان توسعه‌دهنده‌ی میدان گازی پارس جنوبی، پژوهشکده‌ی ازدیاد برداشت از مخازن نفت و گاز به‌عنوان مرکز فن آوری که در کنار شرکت نفت و گاز پارس فعالیت کرده‌اند و در قراردادهای IPC نیز حضور دارند و معاونت برنامه‌ریزی تلفیقی برنامه‌ریزی شرکت ملی نفت ایران به‌عنوان برنامه‌ریز اصلی توسعه هستیم.

ضمن سلام و تشکر از همه‌ی همکاران بابت حضور در این میزگرد و همچنین روابط عمومی شرکت ملی نفت و ماهنامه‌ی اکتشاف و تولید، بابت برگزاری این میزگرد، بحث را از آقای محمدشفیع آغاز می‌کنیم؛ **خانم خرم:** لطفاً فرآیند تصویب طرح‌های توسعه‌ای را به‌طور خلاصه تشریح بفرمایید.

آقای محمدشفیع: ضمن عرض سلام خدمت همکاران محترم، طرح‌های توسعه‌ی میداین نتیجه‌ی نهایی مطالعات جامع مخزن یا مطالعات مهندسی مخازن است که شرکت‌های متولی میدان مانند نفت و گاز پارس تهیه می‌کنند. جهت انجام مطالعه‌ی جامع، شرکت‌ها درخواست مطالعه به‌همراه دلایل و شرح کار مطالعه را برای بررسی و تصویب به مدیریت برنامه‌ریزی تلفیقی ارسال می‌کنند که پس از بررسی، مجوزهای لازم از مراجع ذیصلاح مثل هیأت مدیره‌ی شرکت ملی نفت اخذ می‌شود و به شرکت‌ها ابلاغ می‌گردد. مطالعات جامع پس از اتمام، بررسی و تأیید در کارگروه‌ها و کمیته‌های فنی شرکت‌ها به‌همراه طرح‌های توسعه‌ای

که عموماً منطبق بر سناریوهای برتر مطالعات هستند، برای بررسی و تأیید نهایی به مدیریت برنامه‌ریزی تلفیقی ارسال می‌شوند. این مطالعات مشتمل بر بخش‌های مختلف ژئوفیزیک، پتروفیزیک، زمین‌شناسی، مهندسی مخازن، بهره‌برداری، حفاری، فرآورش و مباحث اقتصادی است که کارشناسان برنامه‌ریزی تلفیقی آنرا بررسی و در صورت احساس نیاز از مشورت و دیدگاه‌های فنی کمیته‌ی مشاورین مدیریت مخازن نیز استفاده می‌کنند. پس از بررسی فنی نهایی و ارزیابی اقتصادی بر اساس اولویت‌های توسعه و منابع مالی موجود شرکت ملی نفت، طرح اولویت‌بندی شده و گزارشی جهت طرح، بررسی و تصویب آن در هیأت مدیره‌ی شرکت ملی نفت ایران ارائه می‌شود. پس از تأیید هیأت مدیره، مدیرعامل شرکت ملی نفت طرح مصوب را جهت انجام اقدام لازم برای اجرا به شرکت تابعه‌ی ذیربط به‌عنوان نماینده‌ی کارفرما ابلاغ می‌کند.

خانم خرم: آیا تفاوتی میان طرح‌های توسعه‌ای میداین نفتی و گازی وجود دارد؟ اولویت‌بندی بر اساس چه عواملی انجام می‌شود و توسعه‌ی میدان پارس جنوبی چه اولویت و جایگاهی برای شرکت نفت دارد؟ **آقای محمدشفیع:** طبعاً اولویت‌بندی توسعه‌ی مخازن نفتی و گازی با توجه به مقاصد مصرفی و همچنین سیستم توزیع آنها تفاوت‌هایی با یکدیگر دارند. اما به‌طور کلی اولویت‌بندی بر اساس سیاست‌های کلان ابلاغی از وزارت نفت و همچنین با در نظر

گرفتن مشترک یا غیرمشترک بودن میدان، شبکه‌های توزیع، میزان مصرف داخلی به صورت کلی و منطقه‌ای، تأمین خوراک واحدهای صنعتی از قبیل پالایشگاه‌ها و پتروشیمی‌ها، مقاصد صادراتی، حجم سرمایه‌گذاری مورد نیاز و دیگر متغیرهایی از این دست انجام می‌گردد. مسلماً با توجه به اهمیت تسریع در توسعه و تولید از میدان مشترک، اولویت توسعه‌ی میدان در شرکت ملی نفت ایران با این دسته میدان است که البته با توجه به حجم ذخایر میدان مشترک، این میدان نیز خود به اولویت‌های اولیه و ثانویه تقسیم می‌شوند. البته گاهی با وجود مطالب مطرح شده در خصوص اولویت میدان مشترک، در برخی موارد با توجه به نیازهای منطقه‌ای برای منابع نفتی یا گازی، محدودیت‌های شبکه‌ی توزیع یا تعهدات انجام شده توسط شرکت ملی نفت، میدان مستقل نیز در اولویت‌های توسعه قرار خواهند گرفت. در حال حاضر با توجه به مشترک بودن و حجم زیاد ذخایر هیدروکربنی میدان پارس جنوبی، این میدان از اولویت بالایی در توسعه برخوردار است که اولویت آن در ابلاغیه‌ی وزیر محترم نفت نیز عنوان شده است. پارس جنوبی میدان گازی بسیار عظیمی است که حتی چند درصد افزایش تولید و ضریب بازیافت در آن منجر به تولید حجم بسیار زیادی گاز خواهد شد که این افزایش، از حجم گاز درجای بسیاری از میدان‌های گازی دیگر بیشتر است. به همین دلیل سیاست شرکت ملی نفت ایران توسعه‌ی سریع‌تر و حداکثر برداشت از این میدان است. مدیریت برنامه‌ریزی تلفیقی به‌عنوان بازو و مشاور فنی هیأت مدیره با همکاری شرکت نفت و گاز پارس تلاش می‌کند طرح‌های توسعه‌ای طوری تعریف گردند که برداشت حداکثری از میدان محقق شود. البته

این موضوع نیز باید در نظر گرفته شود که نگهداشت توان تولید میدان توسعه‌یافته که در حال حاضر بخش زیادی از تولید نفت و گاز کشور را نیز شامل می‌شود اهمیت زیادی دارد و باید توازن توسعه و نگهداشت رعایت گردد.

خانم خرم: آقای مختاری با توجه به اینکه پارس جنوبی جزء میدان‌های حوزه‌ی شرکت نفت و گاز پارس است و توسعه و تولید از میدان در حوزه‌ی مدیریت مهندسی نفت و گاز این شرکت قرار دارد لطفاً توضیح مختصری در خصوص این میدان بفرمایید و سیاست شرکت برای توسعه‌ی آنرا شرح دهید.

آقای مختاری: ضمن عرض سلام خدمت همه‌ی حضار، اکثر فعالان حوزه‌ی نفت و گاز با میدان پارس جنوبی در کشور آشنا هستند. این میدان با گستردگی که در طرف قطری دارد و در آن بخش به اسم گنبد شمالی (North Dome) شناخته می‌شود، بزرگ‌ترین میدان گازی جهان است که ۶-۸ درصد منابع گازی جهان را در خود جای داده است. طبق آنچه تا کنون می‌دانیم حدود یک سوم میدان در بخش ایرانی و دو سوم در بخش قطری قرار دارد. این مخزن مشابه اکثر میدان‌های گازی ایران به‌ویژه در حوزه‌ی خلیج فارس، سازندهای کنگان و دالان بالایی را شامل می‌شود که هر کدام از این سازندها نیز از دو زیر لایه تشکیل شده‌اند و در مجموع چهار لایه‌ی K1 تا K4 این مخزن را شکل داده‌اند. هرچند در برخی مخازن دیگر حوزه‌ی خلیج فارس که از سازندهای مشابهی تشکیل شده‌اند ممکن است لایه‌های دالان پایینی و حتی فراقان و زاکین نیز جزء سازندهای مخزنی باشند. اما در این میدان هنوز ذخایر اثبات شده در این سازندها نداشته‌ایم و در حال حاضر تولید

تنها از سازندهای کنگان و دالان بالایی انجام می‌شود. البته طی این سال‌ها همیشه بحث ارزیابی سازندهای فراقان و زاکین در دستور کار بوده و پروژه‌هایی مطالعاتی نیز در این خصوص تعریف و اجرایی شده است.

در خصوص سیاست‌های شرکت در توسعه‌ی میدان، طبعاً مشابه هر میدان مشترک دیگر، اولویت اول جلوگیری از مهاجرت منابع به سمت بخش دیگر است و با توجه به وسعت فوق‌العاده زیاد، این میدان نیازمند سرمایه‌گذاری قابل توجهی برای توسعه است. همچنین در مقاطع مختلف زمانی راهبردهای متفاوتی برای توسعه‌ی میدان در دستور کار بوده است.

شاید بد نباشد به این نکته اشاره شود که قطری‌ها در دهه‌ی هفتاد میلادی این میدان را کشف کردند و ما در اوایل دهه‌ی نود میلادی اولین چاه توصیفی را در آن حفر کردیم. اما توسعه میدان در دهه‌ی نود میلادی و توسط طرف قطری آغاز شد که البته در مراحل ابتدایی توسعه، میزان تولید طرف قطری بسیار محدود بود و توسعه و تولید گسترده‌ی قطری‌ها از اوایل هزاره‌ی جدید آغاز شد. شرکت ملی نفت ایران هم متقابلاً اقدام به ارائه‌ی مدل بیع متقابل کرد تا هم از سرمایه و هم از تجربه‌ی شرکت‌های بزرگ نفتی (نظیر توتال، انی، استات اویل و ...) در توسعه‌ی این میدان استفاده کند. این اتفاق برای فازهای ۲ تا ۸ رخ داد (توسعه‌ی فاز-۱ توسط شرکت پتروپارس با مشارکت شرکت ملی نفت ایران انجام شد). توسعه‌ی فازهای ۹ به بعد از طریق سرمایه‌ی داخلی در دستور کار قرار گرفت و با توجه به اینکه متولی کار شرکت ملی نفت ایران بود، تمرکز ویژه‌ای روی فازهای مجاور مرز با هدف جلوگیری از مهاجرت گاز در اولویت قرار گرفت. مثلاً در این مرحله حتی جابجایی پیمانکاران

قوی‌تر برای فازهای مرزی نیز انجام شد. بدین ترتیب شرکت نفت مصمم بود سرمایه و نیروی اجرایی را به گونه‌ای مدیریت کند که توسعه‌ی فازهای مرزی تسریع و از مهاجرت گاز جلوگیری شود.

خوب است در این زمینه به وضعیت لایه‌های نفتی میدان پارس جنوبی نیز اشاره کنیم. مسؤلیت توسعه‌ی لایه‌های نفتی پس از چندین بار جابجایی دوباره به شرکت نفت و گاز پارس واگذار شده است. در خصوص لایه‌های نفتی، با توجه به اطلاعات موجود به نظر می‌رسد که این لایه‌ها در طرف ایرانی از نظر وسعت، خصوصیات مخزنی و ترکیبات سیال، شرایط متفاوتی نسبت به طرف قطری داشته باشند. بنابراین به سختی می‌توان انتظار تولید مشابه با قطر را از لایه‌ها داشت و توقع نداریم تولید ما از این لایه‌ها در سطح تولید قطر قرار بگیرد. در حال حاضر تنها یک سکوی تولیدی در لایه‌های نفتی کشورما در حال تولید است و به لطف خدا چالش‌های در بخش فرآورش و FPSO مرتفع شده و از اوایل امسال تولید از لایه‌های نفتی پارس جنوبی در حال انجام است. با این وجود بر اساس مطالعات به نظر می‌رسد علاوه بر موقعیت فعلی اثبات شده برای لایه‌های نفتی، تجمعات پراکنده‌ای از نفت در بخش‌های دیگر میدان نیز قابل شناسایی باشد و جستجو برای چنین وضعیت‌هایی در دستور کار قرار دارد. همان‌طور که اشاره شد لایه‌ی گازی در سازندهای کنگان و دالان و در عمق حدوداً ۳۰۰۰ متری هستند. در حالی که لایه‌های نفتی که شامل سازندهای داریان بالایی، داریان پایینی، مادود و حتی قسمت‌هایی از ماسه‌سنگ‌های کزدمی است در عمق حدوداً ۱۵۰۰ متری هستند. بدین ترتیب در حفر چاه‌های تولیدی و تولیدی-توصیفی (چاه‌های عمودی سکوه‌ای

تولیدی) با اینکه هدف اصلی سازند گازی میدان پارس جنوبی بوده سعی شده طی حفر چاه حداکثر اطلاعات از لایه‌ی نفتی نیز کسب شود. بر اساس اطلاعات چاه‌ها در قسمت‌هایی بسیار دورتر از مرز، که در گذشته انتظار گسترش لایه‌ی نفتی تا آن مناطق وجود نداشت، نشانه‌هایی از نفت در چاه‌پیمایی مشاهده می‌شود. طبق همین مشاهدات مطالعه‌ی اکتشافی جامعی برای شناخت بهتر این نواحی احتمالی در دستور کار آینده قرار گرفته است.

خانم خرم: آقای گرامی با توجه به حضور شما در شورای عالی مخازن، آیا در این شورا حساسیت‌های مذکور جهت اولویت‌بندی توسعه‌ی میادین در نظر گرفته می‌شود؟

آقای گرامی: در ابتدا لازم می‌دانم از همه‌ی همکارانی که این میزگرد را ترتیب دادند تشکر کنم. در اهمیت میدان پارس جنوبی همین بس که حدود نیمی از گاز کشور از طریق آن تأمین می‌شود. اما در پاسخ سؤال شما باید عرض کنم که این شورا به تصویب هیأت وزیران رسیده و عالی‌ترین مرجع تخصصی در سطح صنعت نفت برای ارائه‌ی مشاوره فنی-مهندسی در خصوص مخازن نفت و گاز کشور و طرح‌های مربوط به نگهداشت تولید از مخازن یا افزایش بازیافت از آنهاست. بر اساس این مصوبه وظایف این شورا در پنج بند اصلی و به شرح زیر است:

■ بررسی و اظهار نظر مشورتی فنی در مورد طرح‌ها و راهکارهای پیشنهادی برای بهبود و افزایش برداشت از مخازن نفت و گاز کشور
 ■ بررسی و اظهار نظر مشورتی فنی در خصوص برنامه‌های پیشنهادی مربوط به ساماندهی توسعه‌ی دانش فنی و نیز انتقال فن‌آوری در امور مرتبط با مهندسی مخازن و زمین‌شناسی نفت و دیگر موارد مرتبط

■ ارزیابی اقدامات IOR/EOR انجام شده در مخازن کشور و اظهار نظر مشورتی فنی در خصوص آنها

■ تأیید خط پایه‌ی تخلیه‌ی مخازن (Depletion Base Line) در قراردادهای جدید نفتی در حوزه‌ی بالادست یا همان IPC

■ به‌عنوان شورایی مشورتی برای وزیر محترم نفت در خصوص موارد ارجاعی مرتبط با مهندسی مخازن

اعضای شورا از مسئولان رده بالای صنعت نفت، متخصصان صنعت و همچنین اعضای هیأت علمی دانشگاه انتخاب شده‌اند. این شورا از سه کارگروه دائمی با عناوین کارگروه توسعه‌ی فن‌آوری، کارگروه افزایش برداشت از مخازن و کارگروه مشاوره‌ی فنی مخازن جهت ایفای مسؤلیت خود بهره می‌برد. مسؤلیت دبیرخانه‌ی این شورا بر عهده‌ی معاونت نظارت بر منابع هیدروکربنی وزارت نفت است. از نظر فرآیند کار، هر طرح قبل از تصمیم‌گیری در شورا برای اعضای ارسال شده و کارگروه‌ها در راستای شرح وظایف آنرا بررسی می‌کند. بنابراین در پاسخ به سؤال شما طبیعی است که این شورا بر اساس شرح وظایف مصوب خود می‌تواند به مقوله‌ی اولویت‌بندی توسعه‌ی مخازن کشور ورود کند.

خانم خرم: آقای گرامی به نقش شورایی عالی مخازن در قراردادهای جدید IPC اشاره کردند و به نظر می‌رسد سیاست‌گذاری‌های انجام شده تمرکز خاصی بر این نوع قراردادها داشته باشد. آقای محمدشفیق، آیا در مدیریت برنامه‌ریزی تلفیقی برای مدل جدید قراردادی روال خاصی در نظر گرفته شده است؟ نقش مدیریت برنامه‌ریزی تلفیقی در این قراردادها چیست؟

آقای محمدشفیق: در نسل جدید

قراردادهای نفتی، فرآیند طرح‌های توسعه مقدراری متفاوت است. در این قراردادها، شرکت‌های E&P بین‌المللی متقاضی توسعه‌ی میادین مدارک خود را جهت ارزیابی‌های فنی-مالی به کمیته‌ی فنی-بازرگانی شرکت ملی نفت ارائه می‌کند. در صورت تأیید توانایی این شرکت‌ها در کمیته‌ی مذکور امکان انعقاد یادداشت تفاهم (MOU) با آنها فراهم می‌گردد. همچنین با توجه به الزامات در نظر گرفته شده در قرارداد، جهت تسهیل در انتقال دانش و فن‌آوری به کشور، این شرکت‌ها موظفند از بین شرکت‌های E&P توانمند داخلی که به تأیید معاونت مهندسی، پژوهشی و فن‌آوری وزارت نفت رسیده‌اند یک یا چند شرکت را تا پایان مدت قرارداد به‌عنوان همکار انتخاب کنند. پس از انعقاد یادداشت تفاهم و توافق محرمانگی بین کنسرسیوم توسعه‌دهنده (متشکل از شرکت بین‌المللی و شرکای ایرانی) و شرکت ملی نفت ایران، اطلاعات میدان در اختیار آنها قرار داده می‌شود. کنسرسیوم موظف است در مدت تعیین شده در یادداشت تفاهم (عموماً ۹-۶ ماه) طرح توسعه را تهیه و به تیم فنی کارگروه مذاکراتی ارائه کند تا پس از بررسی و ارزیابی طرح، اصلاحات لازم مورد نظر شرکت ملی نفت به طرف مقابل اعلام و مذاکره جهت حصول نتیجه در دستور کار قرار گیرد. در مرحله‌ی بعد طرح توسعه‌ی نهایی برای بررسی و همچنین اولویت‌بندی پیشنهادهای ارائه شده به مدیریت برنامه‌ریزی تلفیقی ارائه می‌گردد. گاهی ممکن است چند کنسرسیوم به‌طور همزمان در حال مذاکره و بررسی طرح توسعه برای یک میدان باشند. در این مرحله طرح‌های توسعه در این مدیریت با مشورت و همکاری کمیته‌ی مشاورین مدیریت مخازن با هم مقایسه و اولویت‌بندی می‌شوند و در نهایت یک طرح

توسعه به‌عنوان طرح توسعه‌ی نهایی پیشنهاد می‌گردد. در صورت تأیید کلیات طرح توسعه توسط مدیریت برنامه‌ریزی تلفیقی و کمیته‌ی مشاورین، طرح توسعه جهت تأیید نهایی خط پایه‌ی تخلیه‌ی مخزن به شورای عالی مخازن ارسال می‌گردد.

خانم خرم: با توجه به اینکه اولین قرارداد IPC برای فاز-۱۱ پارس جنوبی با کنسرسیوم توتال پتروپارس CNPC منعقد شده لطفاً در خصوص این قرارداد بیشتر توضیح دهید.

آقای مختاری: در خصوص بحث فنی قرارداد فاز-۱۱ باید گفت که با توجه به موقعیت مرزی، این فاز همواره در اولویت کاری ما بوده است. فاز-۱۱ در قسمت جنوب شرقی میدان و در مجاورت مرز ایران با قطر قرار دارد. در قرارداد، الگوی کلی حفر چاه‌ها کمی متفاوت با فازهای فعلی است. درست است که توتال در فاز-۲ نیز فعال بوده اما در حال حاضر با توجه به اطلاعات و تجربیات تکمیلی که وارد قرارداد شده احساس کردیم که توتال در برنامه‌هایش در زمینه‌ی آرایش چاه‌ها، نحوه‌ی تکمیل، جمع‌آوری اطلاعات و برنامه‌های ارزیابی و تولیدی تغییراتی ایجاد کرده که امیدواریم طبق صحبت‌های فنی منجر به برداشت بهتر از ناحیه‌ی بلوک مخزنی فاز-۱۱ شود. عمده تغییری که امیدواریم به‌خوبی انجام شود. استفاده از ایستگاه‌های تقویت فشار در شرح کار پیمانکار گنجانده شده است. در زمینه‌ی ازدیاد برداشت، اگر بحث در خصوص محیط متخلخل یا سنگ مخزن باشد طبق دلایلی سنگ نمی‌تواند این سیال را تولید کند و هدف ازدیاد برداشت کمک به جریان یافتن سیال در این محیط است. زمانی نیز مثل مخزن پارس جنوبی، محدودیت اصلی مبحث انرژی لازم برای انتقال سیال به خشکی است. درست است که پارس جنوبی از منظر خواص

مخزنی، بسیار فوق‌العاده نیست اما مخزن ضعیفی هم محسوب نمی‌شود. مشکل اصلی ما تأمین فشار لازم برای انتقال گاز تولیدی به خشکی است. در نبود ایستگاه تقویت فشار، با وجود اینکه مخزن توان تولید گاز را دارد اما به‌دلیل عدم وجود فشار لازم برای انتقال گاز به پالایشگاه طبعاً تولید کاهش خواهد یافت. بنابراین استفاده از کمپرسور برای تأمین فشار جهت انتقال گاز به خشکی در شرح کار گنجانده شده است. علاوه بر این، حفر چاه‌های infill نیز جزء برنامه است. در برنامه‌ی کوتاه‌مدت، قرار است علاوه بر آرایش ارائه شده، قبل از نصب کمپرسور، با استفاده از حفر چاه‌های infill سطح تولید تعهد شده حفظ گردد و پس از آن وارد فاز استفاده از کمپرسور و تقویت فشار شویم. لازم به توضیح است که با توجه به مشخص بودن محدودیت‌های تولید، لزوم و نیاز به استفاده از کمپرسور در سکوه‌های میدان پارس جنوبی از ابتدا احساس می‌شده و قرار بوده پس از پایان دوره‌ی تولید پایدار چاه‌ها (منظور دوره‌ی تولید با نرخ تعریف شده‌ی یک میلیارد فوت مکعب در روز برای اکثر سکوه‌های اصلی است) کمپرسور نصب شود. در مجموعه‌ی شرکت نفت و گاز پارس نیز حتی قبل از قرارداد توتال نیز این مطالعه را آغاز کرده بودیم و الزامات این موضوع، چه از منظر سطح‌الارضی (شامل مشخصات کمپرسور، نحوه‌ی نصب و ...) و چه از منظر تحت‌الارضی (جانمایی و تعیین اولویت نصب کمپرسور) در مرحله‌ی بررسی و به‌موازات آن در حال پیگیری است. البته در شرکت نفت و گاز پارس همه‌ی این مطالعات در قالب طرح کلان‌تری به اسم طرح جامع حفظ و نگهداشت دیده شده و در حال انجام است. این طرح طیف وسیعی از موضوعات را دربر می‌گیرد؛ از جمله مسائل

تحت‌الارضی مانند حفر چاه‌های infill، توسعه‌ی نواحی توسعه نیافته، Remedial action در چاه‌های مشکل‌دار، مسائل مربوط به بهره‌برداری (مانند کاهش فشار کمینه‌ی سرچاهی) و حتی روش‌های بازگردانی گاز خشک که در مخازن گازمیعانی در دنیا مرسوم است. ما اعتقاد داریم نمی‌توان این سناریوها به تفکیک دید و همه‌ی سناریوها به هم مرتبط هستند. مثلاً نصب کمپرسور روی سناریوی infill اثر می‌گذارد یا برعکس اگر چاه infill حفر شود روی ارزش افزوده‌ی سناریوی کمپرسور اثرگذار است. بنابراین یادآوری می‌شود که همه‌ی این موضوعات باید به صورت یکپارچه دیده و پیوسته نیز به‌روزرسانی شوند.

خانم خرم: همان‌گونه که آقای گرامی اشاره کردند شورای عالی مخازن در قراردادهای جدید IPC تمرکز ویژه‌ای بر فن‌آوری داشته تا جایی که در جریان هستیم در این قراردادها شریک خارجی برای تحقیق و توسعه در میادین خود باید یک شریک پژوهشی داخلی معرفی کنند تا مطالعات میادین به صورت مشترک انجام شود. همچنین وزارت نفت قراردادهایی پژوهشی ارائه کرده که مطالعات مخازن را به دانشگاه‌ها و مراکز پژوهشی برتر بسپارد. ما هم در نفت و گاز پارس برای مباحث پژوهشی طرحی بلندمدت با پژوهشکده‌ی ازدیاد برداشت داشتیم تا جهت رفع نیازهای پژوهشی در میدان پارس جنوبی بستی برای پژوهش مهیا کنیم. شما ارتباط تمامی این مدل‌های همکاری که همگی در جهت استفاده از توانمندی داخلی برای مطالعات میادین است را چگونه ارزیابی می‌کنید؟

آقای گرامی: اجازه دهید قبل از پرداختن به ارتباط تمامی این مدل‌های همکاری سؤال شما را به سه بخش تقسیم کنم و ضمن توضیح

مختصری در مورد هر کدام به ارتباط آنها پردازم. ابتدا طرح پژوهشی مشترکی با عنوان طرح جامع بهینه‌سازی تولید و عملکرد میدان گازی پارس جنوبی با الگوی مدیریت پویای مخزن که بین شرکت نفت و گاز پارس و کنسرسیومی مشترک از پژوهشکده‌ی ازدیاد برداشت و پارک فن‌آوری پردیس برقرار بود. سپس قراردادهای طولانی‌مدت شرکت ملی نفت با دانشگاه‌ها و مؤسسات پژوهشی داخل برای تعدادی از میادین از جمله میدان پارس جنوبی و در نهایت مبحث مرتبط با شریک تحقیق و توسعه در قراردادهای IPC با تمرکز ویژه بر فاز ۱۱ پارس جنوبی.

در خصوص طرح پژوهشی باید عرض کنم که طرحی پنج‌ساله بود که برای رفع نیازهای پژوهشی شرکت نفت و گاز پارس در حوزه‌ی بالادستی و به‌ویژه مخزن تعریف شد و در واقع بخشی از یک طرح ملی مصوب شورای عتف (شورای عالی علوم، تحقیقات و فن‌آوری) در خصوص میدان پارس جنوبی بود. آقای مختاری به لزوم ارتباط بخش‌های مختلف در مطالعات مخزن اشاره کردند؛ این ارتباط روح مدیریت مخزن است. در عنوان طرح، واژه‌ی الگوی مدیریت پویای مخزن واژه‌ی کلیدی است. مدیریت پویای مخزن بدان معناست که فرآیند توسعه‌ی یک مخزن از زمان تولید تا ترک، ارتباط تنگاتنگی با ارزیابی‌های مخزنی دارد و بر اساس نتایج این ارزیابی‌ها مرتباً روزآمد می‌شود. همچنین هدف نهایی مدیریت مخزن ارائه‌ی برنامه‌ی بهینه‌ی فنی و اقتصادی جهت شتاب در تولید جهت رسیدن به سقف تولید پایدار، افزایش قابلیت سطح تولید پایدار، تداوم تولید پایدار، کاهش شیب افت تولید و بهبود تولید پس از آغاز افت است. این برنامه با نگاه به سه مؤلفه‌ی مخزن، چاه و تأسیسات سطحی در قالب طرح توسعه‌ی میدان ارائه می‌شود. حال

اگر قرار است طرح توسعه‌ی میدان به‌ نحو مناسبی ارائه شود باید فعالیت‌های توسعه با ملاحظات مدیریت داده، مشخصه‌سازی و توصیف مخزن، برنامه‌ریزی، پیاده‌سازی و در نهایت بهینه‌سازی تولید انجام شود. اینها فعالیت‌هایی هستند که به‌طور معمول وظایف بخش‌های مختلف در مدیریت‌های نفت و گاز شرکت‌های توسعه‌دهنده را تشکیل می‌دهند. بدیهی است که اجرای درست هر بخش از این فعالیت‌ها نیازمند انجام پژوهش و استفاده از فن‌آوری‌های مناسب و روزآمد است. در تعریف طرح پژوهشی فرض بر آن بود که مدیریت مهندسی نفت و گاز در جایگاه مدیریت مخزن قرار گرفته و واحد‌های مختلفی نظیر حفاری، زمین‌شناسی، پتروفیزیک، مطالعات مخزن، بهره‌برداری، فرآورش و پژوهش و فن‌آوری را به‌عنوان بازوهای توسعه‌ی میدان در کنار خود دارد. تأکید می‌شود که در طرح پژوهشی مذکور قرار نیست یک پژوهشکده و واحد پژوهشی به‌تنهایی کار بهینه‌سازی تولید و ازدیاد برداشت را انجام دهد، بلکه مدیریت مهندسی نفت و گاز با در اختیار داشتن این واحد پژوهشی در کنار سایر واحدها و در قالب ساختاری منسجم فعالیت‌های مدیریت مخزن را با هدف بهینه‌سازی تولید از میدان به پیش خواهد برد. با این نگاه یک کمیته‌ی تخصصی متشکل از متخصصان مدیریت مهندسی نفت و گاز و پژوهشکده‌ی ازدیاد برداشت تشکیل گردید. تمامی پروژه‌های این طرح بر اساس نیازمندی مدیریت مهندسی نفت و گاز در سه حوزه‌ی مشخصه‌سازی و توصیف مخزن، ارتقاء مدل‌های شبیه‌سازی و ازدیاد برداشت گاز و میعانات گازی مطرح و اولویت‌بندی شد. وجود کمیته‌ی تخصصی، تضمینی بود بر اثربخشی این

طرح؛ چراکه نیازمندی‌های پژوهشی بر اساس نیاز مدیریت مهندسی نفت و گاز و اولویت‌های این میدان ارائه شدند. لازم است بدین موضوع اشاره شود که اثربخشی یک پروژه در بالادست صنعت نفت لزوماً به تولید یک محصول ختم نمی‌شود. بسیاری از تصمیم‌گیری‌های مدیریتی در حوزه‌ی توسعه‌ی میدانی بر پایه‌ی اطلاعاتی است که ارائه‌ی آنها فقط با استفاده از شبیه‌سازی امکان‌پذیر است. بدیهی است کاهش عدم قطعیت در ورودی شبیه‌ساز و سایر ابزارهای مورد استفاده در مدیریت مخزن به افزایش دقت پیش‌بینی‌ها و کاهش ریسک تصمیم‌گیری منجر خواهد شد و این یعنی اثربخشی. افزون بر کمیته‌ی تخصصی، کمیته‌ای با عنوان کمیته‌ی راهبری در سطح کلان مدیریتی دو مجموعه جهت حمایت از تصمیمات فنی و اجرای صحیح طرح شکل گرفت. یکی از نکات برجسته‌ی این طرح، ایجاد شبکه‌ای دانشگاهی جهت اجرای پروژه‌ها بود. شرکت نفت و گاز پارس تأکید خاصی داشت که در اجرای این طرح پژوهشی از تمامی پتانسیل علمی کشور استفاده شود. به همین دلیل یکی از فعالیت‌های پژوهشگرانه، شبکه‌سازی علمی در قالب این طرح بود. نزدیک به نیمی از فعالیت‌های این طرح با استفاده از قابلیت‌های این شبکه‌ی علمی انجام شد. به‌طور خاص در اجرای این طرح با دانشگاه‌های صنعتی شریف، صنعتی امیرکبیر، خلیج فارس بوشهر، جهاد دانشگاهی شهید بهشتی و مرکز تحقیقات تکنولوژی جهاد دانشگاهی اهواز قرارداد پژوهشی بسته شد. همچنین در مسیر اجرای این طرح به‌صورت مستقل از اساتید صاحب‌نظر سایر دانشگاه‌ها و متخصصان صنعت نیز استفاده گردید. در حال حاضر این طرح فرآیند خاتمه قرارداد

را طی می‌کند.

بخش دوم سؤال شما به قراردادهای طولانی‌مدت شرکت ملی نفت با دانشگاه‌ها و مؤسسات پژوهشی داخل اشاره داشت. این قراردادها ده‌ساله هستند و با هدف پژوهش و توسعه‌ی فن‌آوری در جهت ازدیاد برداشت تعدادی از مخازن کشور منعقد شده یا خواهد شد. بر اساس برنامه‌ریزی‌های کلان وزارت نفت حداقل دو میدان به هر کدام از این دانشگاه‌ها و مؤسسات پژوهشی کشور اختصاص یافته است. مثلاً مخازن آسماری و بنگستان میدان بی‌بی حکیمه و لایه‌های گازی و نفتی میدان پارس جنوبی به پژوهشگرانه‌ی ازدیاد برداشت اختصاص داده شده است. شروع به کار قرارداد میدان بی‌بی حکیمه ابلاغ شده و منتظر ابلاغ قرارداد میدان پارس جنوبی هستیم. نکته‌ی جالب قراردادهای پژوهشی ده‌ساله وجود کمیته‌های تخصصی و راهبری در ساختار مدیریتی طرح است که قبلاً تجربه‌ی عملی آنرا در طرح پژوهشی پنج‌ساله با شرکت نفت و گاز پارس داشتیم.

قراردادهای پژوهشی و فن‌آورانه‌ی ده‌ساله از پنج فاز معمول در اجرای طرح‌های ازدیاد برداشت تشکیل شده است. در فاز اول غربال‌گری روش‌های ازدیاد برداشت با ملاحظات فنی و اقتصادی انجام می‌شود. در فاز دوم شبیه‌سازی روش‌های منتخب بر اساس نتایج غربال‌گری در فاز اول انجام می‌شود. فاز سوم پایلوت آزمایشگاهی روش یا روش‌های منتخب است. در فاز چهارم ارتقاء مدل شبیه‌سازی میدان با هدف شبیه‌سازی میدانی روش منتخب مورد توجه قرار گرفته و فاز نهایی به اجرای پایلوت میدانی، پایش و ارزیابی نتایج مربوط می‌شود.

مبحث آخر در سؤال شما در خصوص شریک تحقیق و توسعه در قراردادهای IPC با تمرکز ویژه بر فاز-۱۱ پارس جنوبی است؛ همان‌طور که قبلاً هم اشاره شد بر اساس برنامه‌ریزی‌های وزارت نفت وظیفه‌ی فعالیت‌های پژوهشی و فن‌آورانه‌ی مرتبط با میدان پارس جنوبی به پژوهشگرانه‌ی ازدیاد برداشت اختصاص یافته است. بر همین اساس در قرارداد فاز-۱۱ میدان پارس جنوبی با شرکت توتال، پژوهشگرانه‌ی ازدیاد برداشت به‌عنوان شریک تحقیق و توسعه معرفی شده و محورهای این مشارکت ممکن است مواردی مثل تشکیل تیم‌ها و هدایت پروژه‌های مشترک تحقیقاتی را شامل شود. در این ارتباط کارگروهی جهت تدوین پیوست توافق‌نامه‌ی شرکت توتال در پژوهشگرانه تشکیل شد. در حال حاضر نسخه‌ی اولیه برنامه‌های پژوهشگرانه جهت اجرایی شدن مفاد این توافق‌نامه به مدیرعامل شرکت ملی نفت ایران ارائه شده است. همچنین نماینده‌ی پژوهشگرانه به‌طور منظم و مستمر در جلسات کارگروه مرتبط با فعالیت‌های فاز-۱۱ پارس جنوبی حضور فعال دارد.

در کل پاسخ سؤال اصلی شما در مورد ارتباط تمامی این مدل‌های همکاری با یکدیگر بدین ترتیب است که قرارداد آتی ده‌ساله‌ی پژوهشی در خصوص میدان پارس جنوبی شکل تکامل یافته‌ای از قرار داد پنج‌ساله‌ی قبلی است و همان اهداف را در قالب مدیریت پویای مخزن، با تمرکز و انسجام بیشتری دنبال خواهد کرد. از یاد نبریم در هر مرحله از توسعه‌ی این میدان فعالیت‌هایی نظیر مدیریت داده، مشخصه‌سازی و توصیف مخزن، برنامه‌ریزی، پیاده‌سازی و بهینه‌سازی بی‌نیاز از پژوهش و به کارگیری فن‌آوری‌های روز نخواهد بود.

علاوه بر اینکه انتخاب پژوهشکده به عنوان شریک تحقیق و توسعه‌ی قرارداد IPC فاز-۱۱ پارس جنوبی فرصتی استثنایی جهت بهره‌گیری از قابلیت‌های خارج از کشور برای اجرای بهتر قرارداد ده‌ساله خواهد بود. به طور خاص، این قرارداد موجب ارتقاء وضعیت شبکه‌ی علمی و تجهیزات سخت‌افزاری و نرم‌افزاری پژوهشکده برای این میدان عظیم گازی خواهد شد.

خانم خرم: آقای محمدشفیع، آیا مدیریت برنامه‌ریزی تلفیقی نیز در خصوص انتقال فن‌آوری در قراردادهای IPC الزاماتی مدنظر دارد؟

آقای محمدشفیع: انتقال دانش و فن‌آوری یکی از راهکارهای توسعه و پیشرفت کشورهای در حال توسعه و کاهش فاصله‌ی این کشورها با کشورهای توسعه‌یافته است. از این رو از سال‌های قبل انتقال دانش و فن‌آوری جزء دغدغه‌های شرکت ملی نفت ایران بوده و در هر دوره‌ی زمانی رویکردهایی برای دست یافتن به این مهم اتخاذ شده است. همان‌گونه که اشاره شد در نسل جدید قراردادهای نفتی، انتقال دانش و فن‌آوری مورد توجه ویژه‌ای واقع شده؛ به طوری که ضمیمه‌ای مستقل با عنوان طرح انتقال و توسعه‌ی تکنولوژی به این قراردادها الحاق شده است. مسلماً مهم‌ترین رویکرد در این زمینه تلاش برای ارتقاء هرچه بیشتر دانش و توان شرکت‌های E&P ایرانی از طریق انتقال دانش و فن‌آوری از شرکت‌های E&P بین‌المللی است. الزام شرکت‌های E&P بین‌المللی به انتخاب یک یا چند شرکت E&P ایرانی به عنوان همکار و تشکیل یک کنسرسیوم توسعه‌دهنده در کل مدت قرارداد نیز در راستای همین سیاست برنامه‌ریزی شده است.

خانم خرم: آقای مختاری اگر شما در مورد

فن‌آوری‌های ازدیاد برداشت صحبت خاصی دارید بفرمایید؟

آقای مختاری: به دلیل فشار کم، خواص مخزنی ضعیف و خواص سیال نه‌چندان مطلوب از جمله گرانروی زیاد، لایه‌ی نفتی پارس جنوبی از همان ابتدا پرچالش‌ترین بخش این مخزن برای تولید بوده است. در بخش قطری شرکت مرسک از همان ابتدا در برنامه‌ی توسعه، حفر چاه‌های بسیار زیاد به صورت افقی و طولانی را به همراه تکمیل خاص چاه در نظر گرفته و تزریق آب را از همان ابتدای تولید در نظر داشته است. برخلاف بسیاری از میادین که بعد از تولید طبیعی به فکر روش‌های ازدیاد برداشت هستند، با توجه به ماهیت لایه‌ی نفتی باید از همان ابتدا روش‌های ازدیاد برداشت مدنظر قرار گیرد. علاوه بر اینها نخستین گام در بخش ایرانی در تنها سکوی لایه‌ی نفتی، نصب پمپ‌های درون چاهی بوده که انجام شده است.

با توجه به لزوم در نظر گرفتن ازدیاد برداشت از ابتدای کار در لایه‌های نفتی و با توجه به پیوند مباحث ازدیاد برداشت و پژوهش، قسمتی از مطالعات لایه‌ی نفتی، خدمت آقای گرامی و همکارانشان در پژوهشکده‌ی ازدیاد برداشت انجام شده است. همچنین در قراردادهای IPC در لایه‌های نفتی باید مبحث ازدیاد برداشت جایگاه ویژه‌ای داشته باشد.

در مورد لایه‌ی گازی هم همان‌طور که اشاره شد بحث اصلی در بخش ایرانی کمپرسورها هستند و جدا از پیشبرد کارها، قبلاً نیز هم با توتال برای فاز-۱۱ و هم در مجموعه‌ی خودمان، پروژه‌ای پژوهشی توسط پژوهشکده‌ی ازدیاد برداشت انجام شده است. **محمد شفیع:** همان‌طور که اشاره شد پارس جنوبی میدانی عظیم با حجم گاز

بسیار زیاد است که حجم گاز ناشی از یک درصد افزایش تولید این میدان، حتی از کل گاز تولیدی بسیاری از میادین مستقل بیشتر است. به همین دلیل سیاست شرکت ملی نفت حداکثرسازی برداشت از این میدان تا حد ممکن است. با علم به اینکه در میادین مشترک همیشه برداشت و توسعه‌ی یکپارچه میدان توسط همه‌ی ذینفعان بهترین روش است، اما متأسفانه این قضیه بسیار وابسته به شرایط سیاسی و رابطه‌ی کشورهای همسایه است که باعث می‌شود این کشورها به سمت تولید حداکثری بروند و طبیعتاً ما هم از این قضیه مستثنی نیستیم. در مدیریت برنامه‌ریزی تلفیقی به عنوان بازوی فنی و مشاور فنی هیأت مدیره با همکاری همکاران در شرکت نفت و گاز پارس، موظف هستیم طرح‌های توسعه‌ای را به گونه‌ای پیش ببریم تا برداشت حداکثری محقق شود. در مدیریت برنامه‌ریزی تلفیقی، برای پایش تمام میادین مشترک کمیته‌ای را زیر نظر معاونت هیدروکربنی تشکیل داده‌ایم تا میادین راهبری شده و برداشت حداکثری محقق شود. امیدوارم مباحث مطرح شده توسط آقای مختاری در مورد طرح جامع حفظ و نگهداشت تولید به زودی توسط همکاران نهایی شود تا تولید را به حداکثر ممکن برسانیم.

خانم خرم: ما هم امیدواریم رابطه‌ی بین پژوهش و بخش‌های فنی شرکت مانند گذشته تنگاتنگ باشد و پژوهش بستر مناسب را جهت حل مشکلات و تنگناهای واقعی شرکت فراهم آورد.

ضمن تشکر از همه‌ی همکاران بابت حضور در میزگرد، امیدواریم مباحث مطرح شده برای خوانندگان محترم ماهنامه مفید بوده و موجبات رضایت خاطر آنها را فراهم کرده باشد. ■