

فاز ۱۱ پارس جنوبی – آخرین وضعیت و سناریوهای توسعه در دوران تحریم

کد موضوعی: ۳۱۰

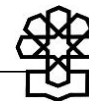
شماره مسلسل: ۱۶۷۳۱

آذرماه ۱۳۹۸

معاونت پژوهش‌های زیربنایی و امور تولیدی
دفتر: مطالعات انرژی، صنعت و معدن

فهرست مطالب

چکیده	۱
فصل اول - ویژگی‌ها و روند توسعه میدان پارس جنوبی	۲
۱-۱-۱. ویژگی میدان گازی پارس جنوبی	۲
۱-۱-۲. ویژگی‌های زمین‌شناختی میدان پارس جنوبی	۲
۲-۱-۲. ویژگی میعانی پارس جنوبی و سازوکار افت میعانات	۳
۱-۲-۲. روند توسعه میدان گازی پارس جنوبی	۳
۱-۳-۱. نقدی بر عملکرد ایران در توسعه پارس جنوبی	۶
۱-۳-۲. عدم تجانس در طراحی فازها	۶
۱-۳-۳. شرکت توتال و فقدان دقت کارشناسی در تعیین مساحت هر فاز	۷
۱-۳-۴. اولویت‌بندی نامناسب در توسعه فازها	۸
فصل دوم - تحلیل و بررسی توسعه فاز ۱۱ پارس جنوبی	۹
۲-۱. روند تاریخی توسعه فاز ۱۱	۹
۲-۲. آخرین وضعیت توسعه فاز ۱۱	۱۵
۲-۳. دلایل عدم توفیق در توسعه فاز ۱۱ پارس جنوبی	۱۶
فصل سوم - سناریوهای توسعه فاز ۱۱ پارس جنوبی در دوران تحریم	۱۷
۳-۱. بررسی راهبردهای توسعه فازهای پارس جنوبی در دوران قبل و حین تحریم‌ها	۱۷
۳-۲. سناریوهای توسعه فاز ۱۱ پارس جنوبی با اعمال مجدد تحریم‌ها (بعد از سال ۲۰۱۸)	۲۱
۳-۲-۱. ارزیابی و انتخاب سناریوی مرجع	۲۱
۳-۲-۲. پیشنهاد سیاستی	۲۳
۳-۲-۳. منابع و مآخذ	۲۴



فاز ۱۱ پارس جنوبی - آخرین وضعیت و سناریوهای توسعه در دوران تحریم

چکیده

میدان فوق عظیم مشترک پارس جنوبی - گنبد شمالی در خط مرز آبی ایران و قطر در خلیج فارس و در فاصله ۱۱۵ کیلومتری ساحل جنوبی ایران قرار گرفته است. این میدان که امروزه بیش از ۴۰ درصد از ذخایر گازی ایران و نزدیک به ۵۳ درصد از تولید گاز کشور را داراست، بعد از انقلاب اسلامی کشف شد. تولید از پارس جنوبی از ۲۶ بهمن ۱۳۸۱ با بهره‌برداری از فازهای ۲ و ۳ آغاز و سپس در ۲۰ آبان ۱۳۸۳ بهره‌برداری از فاز ۱ شروع شد و روند توسعه فازهای دیگر تا به امروز ادامه دارد تا اواخر دی‌ماه ۱۳۹۵، تولید از فازهای (۱)، (۲ و ۳)، (۴ و ۵)، (۶، ۷ و ۸)، (۹ و ۱۰)، ۱۲، (۱۵ و ۱۶)، (۱۷ و ۱۸) و بالاخره فاز ۱۹ انجام می‌گیرد و جمعاً حدود ۴۹۰ میلیون مترمکعب در روز وارد مدار گاز کشور می‌شود. فاز ۱۱ این میدان به‌رغم برگزاری مناقصات متعدد، به‌دلیل بدعهدی شرکت‌های خارجی و نیاز به سرمایه زیاد که در شرایط تحریم تأمین آن دشوار است، کماکان در انتظار تصمیم‌های وزارت نفت و شرکت ملی نفت ایران و شرکت نفت و گاز پارس است. به‌علاوه پیش‌بینی می‌شود که بعد از یک‌سال‌ونیم تولید گاز این فاز، با افت فشار روبه‌رو خواهد شد و از این‌رو نیاز به دستگاه فشارافزا وجود دارد که تکنولوژی آن در دست چند شرکت بین‌المللی است و درواقع این فناوری در ایران وجود ندارد. در حال حاضر و با اعمال مجدد تحریم‌ها دو سناریو برای توسعه فاز ۱۱ وجود دارد. سناریوی اول؛ استفاده از توان و ظرفیت شرکت‌ها و پیمانکاران داخلی است که در سال‌های مختلف به‌دلیل همکاری با شرکت‌های خارجی در راه توسعه پارس جنوبی توانمند شده و تجارب ارزنده‌ای کسب کرده‌اند. سناریوی دوم؛ منتظر ماندن برای عقد قرارداد با شرکت‌های بزرگ نفتی دنیاست. فاز ۱۱ پارس جنوبی نمادی از بدعهدی شرکت‌های خارجی در صنعت نفت و گاز ایران است این فاز حدود ۱۹ سال درگیر فرایند امضای تفاهم‌نامه‌ها و قراردادهای مختلف با شرکت‌های بزرگ نفتی بوده که هیچ‌کدام هم ثمری برای آن نداشته است. با این توصیفات سناریو مرجع و منتخب در این پژوهش سناریو اول است یعنی استفاده از توان و ظرفیت‌های شرکت‌ها و پیمانکاران داخلی و بومی کشور. برای تأمین مالی طرح توسعه فاز ۱۱ نیز در صورتی که مصارف ریالی پروژه حداکثر شود، استفاده از ابزارهای متنوع بازار سرمایه مثل صکوک استصناع، منفعت، اوراق مشارکت و صندوق‌های سرمایه‌گذاری پروژه جهت استفاده از سرمایه‌های ریالی مردم به‌راحتی امکان‌پذیر است.

فصل اول - ویژگی‌ها و روند توسعه میدان پارس جنوبی

۱-۱. ویژگی میدان گازی پارس جنوبی

میدان فوق عظیم مشترک پارس جنوبی - گنبد شمالی در خط مرز آبی ایران و قطر در خلیج فارس و در فاصله ۱۱۵ کیلومتری ساحل جنوبی ایران قرار گرفته است. میدان گازی پارس جنوبی - گنبد شمالی به صورت سطح الارضی مساحتی حدود ۹۷۰۰ کیلومتر مربع (۳۷۰۰ مایل مربع) را پوشش می‌دهد که از این میزان، ۳۷۰۰ کیلومتر مربع آن در آب‌های ایران و ۶۰۰۰ کیلومتر مربع آن در آب‌های قطر واقع شده است. میدان مشترک پارس جنوبی - گنبد شمالی از ویژگی‌های زمین‌شناسی و فنی خاصی برخوردار بوده و در گروه مخازن گاز میعانی^۱ قرار دارد. این میدان جمعاً ۱۵۵ کیلومتر طول، ۷۵ کیلومتر عرض و به طور متوسط ۴۳۵ متر ضخامت دارد و در پهنه‌ای با عمق متوسط ۳۰۰۰ متری از زیر دریا گسترده شده است. بخش ایرانی میدان حدود ۸۰ کیلومتر طول و ۶۰ کیلومتر عرض دارد.

۱-۱-۱. ویژگی‌های زمین‌شناختی میدان پارس جنوبی

پارس جنوبی دارای چهار لایه گازی است و از نظر زمین‌شناسی مخزنی کربناته محسوب می‌شود. یکی از ویژگی‌های خاص مخازن کربناته، ناهمگونی سنگ مخزن است که پیچیدگی‌هایی را در زمینه مدل‌سازی صحیح مخزن ایجاد می‌کند و در نتیجه برنامه‌ریزی برای توسعه آن را با مشکلاتی مواجه می‌سازد. لایه k_1 و k_3 عمدتاً از دولومیت (سنگ آهک منیزیم) و انیدریت (سنگ گچ متبلور) تشکیل شده است، در حالی که k_2 و k_4 از جنس سنگ آهک و دولومیت هستند که مخازن عمده گازی را تشکیل می‌دهند. ضریب بازیافت نهایی گاز در پارس جنوبی حداکثر ۶۵ درصد برآورد شده و بازیافت نهایی میعانات گازی در برخی گزارش‌ها حدود ۸۸ درصد است که بسیار خوش‌بینانه است. گاز مخزن از نوع ترش و میزان نسبت هیدروژن سولفور آن در محدوده ۷۳۰۰-۳۳۰۰ (PPM) حجمی تغییر می‌کند. سنگ مخزن پارس جنوبی - گنبد شمالی از نوع سنگ‌های کربناته (آهک و دولومیت) است. سنگ‌های این مخزن فوق عظیم، ترک‌دار (شکاف‌دار) نیست و ترک‌های این مخزن محلی بوده و تشکیل شبکه نمی‌دهند. از نظر زمین‌شناسی، به ترتیب پس از آسماری و بنگستان، گروه‌های دهرم وجود دارد که به گروه‌های فارس یا کازرون نیز معروفند. در گروه دهرم، سازنده‌ای کنگان و دالان قرار دارد که پارس جنوبی نیز عمدتاً در همین سازنده‌ها متمرکز شده است. حاصل آنکه با توجه به ماهیت سنگ و سیال، مخزن پارس جنوبی از ویژگی‌های خاصی برخوردار است که همواره لازم است تمایزات این مخزن با سایر انواع مخازن گازی و نفتی به لحاظ مدل‌های شبیه‌سازی و سایر مسائل مرتبط با مدیریت مخزن مورد توجه قرار می‌گیرد.

۱. Gas Condensate Reservoir



۲-۱-۲. ویژگی میعانی پارس جنوبی و سازوکار افت میعانات

مخازن گازی به‌طور کلی به دو دسته مخازن گازی متعارف^۱ و مخازن گازی نامتعارف^۲ تقسیم می‌شوند. وجه تمایز مخازن گازی متعارف و نامتعارف به ملاحظات اقتصادی و فناوری مرتبط است. مخازن گازی متعارف که میدان پارس جنوبی - گنبد شمالی نیز در این گروه قرار دارد، شامل سه دسته مخازن گاز خشک^۳، گاز مرطوب و گاز میعانی است. پارس جنوبی - گنبد شمالی از جمله مخازن سبک گاز میعانی محسوب می‌شود زیرا نسبت میعانات به گاز (CGR) آن حدود ۳۴-۴۰ STB/MMSCF است. با وجود این، در مخازن گازی موجود در کشورهای حوزه خلیج فارس، مخزن گاز میعانی پارس جنوبی - گنبد شمالی در مقایسه با سایر مخازن این منطقه، از مخازن غنی محسوب می‌شود، زیرا عموم مخازن گاز میعانی این منطقه از CGR کمتری برخوردارند. در مخازن گاز میعانی ایران، مخزن پارس جنوبی از غنی‌ترین مخازن گاز میعانی محسوب می‌شود.

با توجه به اینکه میدان پارس جنوبی از نوع مخازن گاز میعانی است، باید افت تولید در اثر افت فشار و ایجاد پوسته و همچنین کاهش تولید میعانات گازی را در برنامه‌ریزی‌های مربوط به تولید گاز در آینده مدنظر قرار داد. از این‌رو، برنامه‌ریزی جامع توسعه میدان و همچنین مدیریت مخزن برای نیل به حداکثر بهره‌وری در پارس جنوبی بسیار ضروری است. کاهش حجم تولید در فرایند تولید در خلال زمان در برنامه‌ریزی پارس جنوبی متأسفانه تاکنون از سوی ایران انجام نشده است. اطلاعات موجود نشان می‌دهد که قطر نیز به احتمال زیاد این مطالعه را انجام نداده است. بدیهی است بی‌توجهی به ساختار میدان و نحوه رفتار آن در بلندمدت و همچنین نادیده انگاشتن برآورد افت تولید گاز و میعانات گازی، خود منشأ خطاهای آماری در طول مدت و میزان تولید از این میدان خواهد بود.

حجم میعانات موجود در این میدان، بسیار قابل توجه و حدود ۴۰ بشکه به‌ازای هر میلیون پای مکعب گاز تولیدی است. از این‌رو، ارزش اقتصادی این میدان فوق‌العظیم دوچندان می‌شود زیرا علاوه بر ارزش اقتصادی گاز تولیدی، درآمد عظیمی از جانب تولید میعانات عاید کشور خواهد شد.

۲-۱-۱. روند توسعه میدان گازی پارس جنوبی

میدان پارس جنوبی که امروزه بیش از ۴۰ درصد از ذخایر گازی ایران و نزدیک به ۵۳ درصد از تولید گاز کشور را داراست، بعد از انقلاب اسلامی کشف شد. در راستای توسعه این میدان، در سال ۱۳۶۶ و به‌منظور مطالعات اکتشافی، قراردادی به ارزش ۳ میلیون دلار با شرکت نفت دلف هلند منعقد شد. براساس مفاد این قرارداد شرکت دلف مکلف شد در منطقه‌ای به مساحت ۳۰۰۰ کیلومتر مربع اقدام به

۱. Conventional Gas Reservoir

۲. Unconventional Gas Reservoir

۳. Dry Gas

اجرای عملیات لرزه‌نگاری کند. در اسفند ماه ۱۳۶۷ (۶ مارس ۱۹۸۹) وجود ذخایر گازی به اثبات رسید. در بهار ۱۳۶۸ اعلام شد که مخزن گنبد شمالی قطر حداقل تا ۲۰ کیلومتر در آب‌های ایران ادامه دارد و ۲۰ درصد از کل ذخایر میدان (بخش قطری) را شامل می‌شود. به‌منظور اجرای کامل عملیات لرزه‌نگاری در خلیج فارس، با وجود محدودیت‌های بودجه‌ای در کشور که به علت جنگ تحمیلی ایجاد شده بود، مقرر شد قرارداد دیگری به‌منظور عملیات لرزه‌نگاری در آب‌های شمالی میدان گنبد شمالی با شرکت‌های جیکوپراکلا^۱ و وسترن جیکو^۲ منعقد شود. بنابراین طی سال‌های ۱۳۶۸ و ۱۳۶۹ حدود ۱۷۰۰۰ کیلومتر مربع لرزه‌نگاری انجام شد و در نتیجه با ارائه گزارش‌هایی ادامه طاقدیس میدان گنبد شمالی تا ۴۰ کیلومتری حجم ذخایر احتمالی شمال خط مرزی در آب‌های ایران به تأیید رسید. برنامه حفاری نخستین چاه اکتشافی به نام پارس جنوبی شماره ۱ تنظیم و با اختصاص دکل دریایی شهید رجایی، حفاری این چاه اکتشافی در نهم اسفندماه ۱۳۶۹ آغاز شد. حفاری این چاه در همه طبقات زمین‌شناسی دوره‌های کرتاسه، ژوراسیک، تریاسیک و بالاخره پرمین سازند کنگان - دالان ادامه یافت و نویدبخش کشف منابع عظیم گاز در این میدان شد. پس از اتمام آزمایش‌های مختلف بهره‌دهی گاز و اطمینان از ذخیره میدان، رسماً وجود یکی از ذخایر عظیم گازی در ایران اعلام شد. در ادامه، با اجازه یک دکل دریایی روسی، حفر چاه پارس جنوبی ۲ در تاریخ شماره ۷/۲/۱۳۷۰ شروع شد. در حین حفاری چاه‌های اکتشافی و توصیفی میدان پارس جنوبی، لایه‌های نفتی طبقات کرتاسه کشف شد و تقریباً در همه گزارش‌های مربوط به سال‌های ۱۳۷۰ و ۱۳۷۱ توسعه لایه نفتی و لزوم تولید از آن مورد تأکید جدی قرار گرفت. در لایحه برنامه پنجساله دوم توسعه (۱۳۷۸-۱۳۷۴)، برنامه توسعه پارس جنوبی تصریح شد و در سال ۱۳۷۳ که این برنامه به تصویب مجلس رسید مقرر شد که اجرای اولین فاز پارس جنوبی در چارچوب قرارداد «مهندسی، تأمین تجهیزات و ساخت» (EPC)^۳ را شرکت ملی نفت انجام دهد و توسعه سایر فازها در چارچوب قرارداد بیع‌متقابل و مبتنی بر مجوز بند «م» تبصره «۲۲» قانون برنامه دوم و امکان استفاده از شرکت‌های نفتی خارجی صورت پذیرد.

تولید از پارس جنوبی از ۲۶ بهمن ۱۳۸۱ با بهره‌برداری از فازهای ۲ و ۳ آغاز و سپس در ۲۰ آبان ۱۳۸۳ بهره‌برداری از فاز ۱ شروع شد و روند توسعه فازهای دیگر تا به امروز ادامه دارد تا اواخر دی‌ماه ۱۳۹۵، تولید از فازهای (۱)، (۲ و ۳)، (۴ و ۵)، (۶ و ۷ و ۸)، (۹ و ۱۰)، (۱۲، ۱۵ و ۱۶)، (۱۷ و ۱۸) و بالاخره فاز ۱۹ انجام می‌گیرد و جمعاً حدود ۴۹۰ میلیون مترمکعب در روز وارد مدار گاز کشور می‌شود. در جدول زیر به‌طور خلاصه اطلاعات مهم در زمینه توسعه فازهای مختلف میدان عظیم پارس جنوبی نشان داده شده است.

۱. Geco-Pracla

۲. Western Geco

۳. EPC: Engineering, Procurement and Construction

اهداف توسعه و تولید فاز																
فازهای ۲۳، ۲۲ و ۲۴	فازهای ۲۱ و ۲۰	فاز ۱۹	فازهای ۱۸ و ۱۷	فازهای ۱۶ و ۱۵	فاز ۱۴	فاز ۱۳	فاز ۱۲	فاز ۱۱	فازهای ۱۰ و ۹	فازهای ۸ و ۷	فازهای ۵ و ۴	فازهای ۳ و ۲	فاز ۱	تولید روزانه		
														گاز طبیعی ^۱	میعانات گازی ^۲	گوگرد ^۳
														گاز مایع ^۴	گاز اتان ^۵	
														سهم داخلی سازی (درصد)		
														سهم داخلی سازی (درصد)		
۵۶/۵	۵۶/۵	۵۶/۵	۵۶/۵	۵۶/۵	۵۶/۵	۵۶/۵	۸۱		۵۰	۱۰۴	۵۰	۵۶/۵	۲۸			
۷۵	۷۵	۷۵	۷۵	۷۵	۷۵	۷۵	۱۲۰		۸۰	۱۵۸	۸۰	۸۰	۴۰			
۴۰۰	۴۰۰	۴۰۰	۴۰۰	۴۰۰	۴۰۰	۴۰۰	۷۵۰		۴۰۰	-	۴۰۰	۴۰۰	۲۰۰			
۱/۰۵	۱/۰۵	۱/۰۵	۱/۰۵	۱/۰۵	۱/۰۵	۱/۰۵	۱۰		۱/۰۵	۱/۶	۱/۰۵	-	-			
یک	یک	یک	یک	یک	یک	یک			یک	-	یک	-	-			
۱۰۰		۵۰/۸۰	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰	۶۹		۶۰	۵۶	۴۲	۳۲	۶۵			
NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	۳۴۵		NA	۱۹۶۴	۱۹۲۸	۲۰۱۲	۷۳۰	پیش بینی	سرمایه ای	هزینه های انجام شده
NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA		NA	NA	۲۴۶۱	۱۹۷۵	۷۸۰	تحقق یافته	پیش بینی	
NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA		NA	۱۶۳	۱۹۳	۲۰۱	NA	پیش بینی	پیش بینی	
NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA		NA	۱۶۳	۱۱۷	۲۳۰	NA	تحقق یافته	تحقق یافته	
NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	۲۲۳		NA	۹۰۷	۱۰۷۴	۱۴۰۰	۱۳۰	حق الزحمه	حق الزحمه	توافقات قرارداد
NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	۱۵۹		NA	۶۱۶	۹۲۵	۸۰۷	۸۰	بانکی	بانکی	
NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA		NA	NA	NA	۱۹۷۵	۷۸۰	سرمایه ای	سرمایه ای	هزینه های
NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA		NA	NA	NA	۱۲۹	NA	غیر سرمایه ای	غیر سرمایه ای	
NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA		NA	NA	۵۰۰	۳۵۴	۸۰	بانکی	بانکی	
NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA		NA	NA	۱۰۷۴	۱۴۲۲	۱۳۰	حق الزحمه پرداختی	حق الزحمه پرداختی	
NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA		NA	NA	۹۷	۱۰۳	NA	مالیات	مالیات	
NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	۶۶		NA	ماه ۶۶	NA	ماه ۷۲	ماه ۴۶	پیش بینی	پیش بینی	مدت قرارداد
NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA		NA	NA	NA	ماه ۸۲	ماه ۶۰	تحقق یافته	تحقق یافته	
NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	۷ سال		NA	۹ سال	NA	۷ سال	۷ سال	دوره بازپرداخت	دوره بازپرداخت	
NA	خرداد ۸۸	خرداد ۸۹	۱۳۸۵	۱۳۸۵	۸۹ خرداد	۸۹ خرداد	مرداد ۸۴		شهریور ۸	تیر ۷۹	مرداد ۹	مهر ۷۶	تیر ۷۸	تاریخ انعقاد قرارداد	تاریخ انعقاد قرارداد	تاریخ های مهم قرارداد
۸۹ خرداد	خرداد ۸۹	خرداد ۸۹	فروردین ۸۹	۸۶ تیر	۸۹ خرداد	۸۹ خرداد	مرداد ۸۴		شهریور ۸	تیر ۷۹	مرداد ۹	آبان ۷۶	دی ۷۸	تاریخ شروع قرارداد	تاریخ شروع قرارداد	
پایان سال ۹۶	۴۰ ماه	پایان سال ۹۵	پایان سال ۹۶	بهره برداری در دی ۹۴	پایان سال ۹۷	پایان سال ۹۸	۶۶ ماه		NA	ماه ۶۶	ماه ۶۰	ماه ۷۲	ماه ۲۷	مدت قرارداد (پیش بینی شده)	مدت قرارداد (پیش بینی شده	

۱. میلیون مترمکعب
۲. هزار بشکه
۳. ارقام برحسب تن
۴. ارقام برحسب میلیون تن
۵. ارقام برحسب میلیون تن
۶. ارقام به میلیون دلار

جدول ۲. مشخصات فازهای توسعه یافته (میلیون دلار)

فاز	پیمانکار	نوع قرارداد	هزینه سرمایه‌ای		هزینه بانکی		دستمزد		مدت قرارداد	
			مصوب	تحقق یافته	مصوب	تحقق یافته	مصوب	تحقق یافته	مصوب	تحقق یافته
فاز ۱	پتروپارس	بیع متقابل	۷۳۰	۷۸۰	۸۰	۸۰	۱۳۰	۱۳۰	۴۶ ماه	۶۰ ماه
فاز ۲ و ۳	توتال	بیع متقابل	۲۰۱۲	۱۹۷۵	۸۰۷	۴۹۶	۱۴۲۲	۱۴۰۰	۷۲ ماه	۸۲ ماه
فاز ۴ و ۵	انی/پتروپارس	بیع متقابل	۱۹۳۸	۲۴۶۱	۹۲۵	۵۰۰	۱۰۷۴	۱۰۷۴	۷۲ ماه	۸۲ ماه
فاز ۶ و ۷ و ۸	پتروپارس	بیع متقابل	۱۹۶۴		۶۱۶		۹۰۷		۶۶ ماه	۹۹ ماه به رغم فقدان واحد شیرین سازی
فاز ۹ و ۱۰	IOEC/OIEC/LG	فاینانس خودگردان	۱۵۹۸	۴۱۴۹			۰		۵۲ ماه	۱۱۴ ماه
فاز ۱۲	پتروپارس	بیع متقابل	۳۴۵۰	۷۳۰۰	۱۵۹۳		۲۲۲۳		۶۶ ماه	۱۲۵ ماه
فاز ۱۵ و ۱۶	کترسیومی متشکل از شرکت‌های آریا نفت شهلای مهندسی و ساخت تأسیسات دریایی، صف ایزولیکو و حفاری دلاکیش	فاینانس خودگردان	۲۰۹۶	۶۰۰۰			۰		۵۲ ماه	۱۰۸ ماه
فاز ۱۷ و ۱۸	سازمان گسترش و توسعه صنایع ایران، مهندسی و ساخت تأسیسات دریایی ایران، شرکت ملی حفاری ایران، مهندسی و ساختمان صنایع نفت و صدرا	مهندسی کالا و اجرا (EPC)	۲۵۰۰	۶۳۰۰					۵۲ ماه	۱۳۰ ماه
فاز ۱۹	پتروپارس و مهندسی و ساخت تأسیسات دریایی ایران	مهندسی کالا و اجرا (EPC)	۵۶۸۸						۴۰ ماه	۸۲ ماه
فاز ۲۰ و ۲۱	مهندسی و ساختمان صنایع نفت	مهندسی کالا و اجرا (EPC)	۵۲۰۰						۴۰ ماه	۸۲ ماه

۳-۱. نقدی بر عملکرد ایران در توسعه پارس جنوبی

۳-۱-۱. عدم تجانس در طراحی فازها

میدان پارس جنوبی در نقاط مرکزی از عمق بیشتری برخوردار بوده و گاز در جای موجود در لایه‌های گازی آن در این مناطق به مراتب بیش از مناطق حاشیه‌ای میدان است. به فراخور همین ویژگی، در بخش‌های حاشیه‌ای، حجم گاز درجا محدود بوده و آب‌گرفتگی در چاه‌های تولیدی به مراتب سریع‌تر از بخش‌های مرکزی میدان اتفاق می‌افتد. از این رو، می‌توان بخش‌های مرکزی میدان را «بخش مرغوب» و بخش‌های مجاور را به اصطلاح «بخش نامرغوب» تلقی کرد. چنانچه در فازبندی میدان پارس جنوبی به نحوی اقدام شد که هر فاز شامل بخش‌های مرغوب و نامرغوب می‌بود، آنگاه می‌توانستیم از دو مزیت استفاده کنیم: اولاً، عملکرد بهتر و سرعت بیشتر در توسعه پارس جنوبی و ثانیاً، تولید از مناطق حاشیه‌ای میدان هم‌زمان با تولید از مناطق مرکزی. بدین ترتیب اهداف طراحی شده برای مناطق حاشیه‌ای نیز

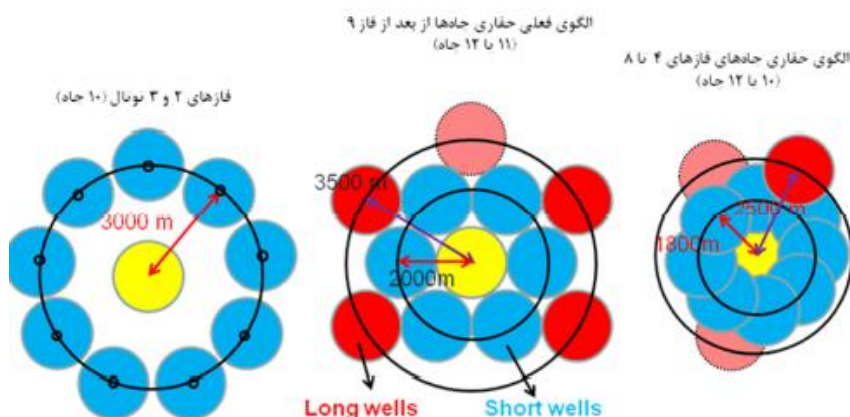


محقق می‌شد. می‌توان ادعا کرد که در صورت اتخاذ این تدبیر، توسعه یکنواخت و پایدار از میدان، امکان پذیر می‌بود. از منظر همین نقد، می‌توان به مسئله مهم دیگری نیز اشاره کرد. همان‌گونه که در این فصل به اجمال بیان شد، تقسیم‌بندی و میزان سطوح اختصاصی هریک از فازهای پارس جنوبی بر مبنای فاز استاندارد تعریف شده است. هر فاز استاندارد در میدان پارس جنوبی برای تولید روزانه حدود ۲۸ میلیون مترمکعب گاز در نظر گرفته شده است. با توجه به عدم تجانس میدان در بخش‌های مرکزی در مقایسه با بخش‌های حاشیه‌ای، می‌توان گفت که برای تولید مقدار معینی گاز از هر فاز (۲۸ میلیون مترمکعب در روز) بسته به محل قرار گرفتن فازها، به مساحت‌های متفاوتی نیاز است. به عبارت دیگر، در بخش‌های مرکزی میدان، می‌توان با تخصیص مساحت کمتر و به تبع آن تعداد چاه‌های تولیدی کمتر به حجم تولید استاندارد دست یافت. برعکس، در بخش‌های حاشیه‌ای برای حصول تولید استاندارد، حفر چاه و تخصیص مساحت بیشتری نسبت به مناطق مرکزی میدان ضروری است.

۲-۳-۱. شرکت توتال و فقدان دقت کارشناسی در تعیین مساحت هر فاز

شرکت ملی نفت ایران در ابتدای برنامه توسعه پارس جنوبی، تجربه چندانی در بهره‌برداری از میادین فراساحلی مستقل گازی با ابعاد و مقیاسی قابل مقایسه با پارس جنوبی نداشت. از این رو، فازهای اولیه این میدان بعضاً با عاملیت شرکت‌های نفتی بین‌المللی انجام گرفت. با وجود این، متأسفانه در فاز ۱ میدان پارس جنوبی، مساحت مورد بهره‌برداری حدود ۱۰۰ کیلومتر مربع در نظر گرفته شد. اگر به پراکندگی چاه‌های این فاز در مقایسه با سطح اشغال ۱۰۰ کیلومتر مربعی آن دقت کنیم، ملاحظه می‌شود که ناحیه تخلیه هر چاه نتوانسته است درصد مطلوبی از این فاز را پوشش دهد. با عنایت به حضور گسترده شرکت نفت توتال در توسعه و بهره‌برداری از میدان گنبد شمالی و لزوم پیشگیری از آثار و تبعات ناشی از بهره‌برداری ایران بر تولید گاز قطر، این فرضیه را نمی‌توان رد کرد که عملکرد آن شرکت در طراحی فازبندی پارس جنوبی، با توجه کامل و بیش از حد متعارف به منافع قطر بوده که در موارد متعددی احتمالاً منافع کشور ما را به خطر انداخته است. انتخاب مساحت به کار گرفته شده در فازهای ۲ و ۳ نیز نتایج مشابهی را نمایان می‌سازد. در این دو فاز مساحتی حدود ۱۴۰ کیلومتر مربع تعیین شده است. در شکل زیر الگوی ۱۰ حلقه چاه در فازهای ۲ و ۳ که توتال طراحی کرده با الگوی حفر ۱۰ یا ۱۲ حلقه چاه در فازهای ۴ تا ۸ و الگوی حفر ۱۱ یا ۱۲ حلقه چاه در فازهای ۹ به بعد را می‌توان ملاحظه کرد.

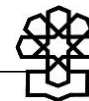
شکل ۱. الگوی حفاری برخی فازهای پارس جنوبی



۳-۳-۱. اولویت‌بندی نامناسب در توسعه فازها

انتظار می‌رفت که مسئله امکان‌پذیری مهاجرت گاز به کشور قطر، نقش مهمی در اولویت‌بندی توسعه فازهای میدان پارس جنوبی ایفا کند. این همان نکته‌ای است که طرف قطری در توسعه میدان گنبد شمالی لحاظ کرده است. به جز پروژه آلفا، سایر طرح‌های توسعه میدان گنبد شمالی، شامل ۳ زنجیره تولید گاز طبیعی مایع شده قطر گاز ۱ و چهار زنجیره تولید گاز طبیعی مایع شده رأس گاز ۱ و رأس گاز ۲ مجموعاً به ظرفیت ۱۶۸ میلیون مترمکعب، بین سال‌های ۱۹۹۷ تا ۲۰۰۵ جهت توسعه فازهای هم‌جوار مرز به انجام رسیده است. اگر این مدل اولویت‌بندی را با کیفیت انتخاب توسعه فازها در میدان پارس جنوبی مقایسه کنیم، تفاوت آشکاری ملاحظه می‌شود که زیان ایران را از نحوه بهره‌برداری از این میدان نشان می‌دهد.

به‌غیر از فازهای ۱، ۲ و ۳، سایر فازهای دهگانه‌ای که نخست در اولویت توسعه قرار گرفته بودند، با مرز فاصله دارند. فازهای ۵، ۶، ۷، ۸، ۹ و ۱۰ حداقل به اندازه ۲ فاز از مرز مشترک فاصله دارند که عملاً تأثیر بسیار اندکی برداشت طرف قطری خواهند داشت. همان‌گونه که پیش از این مشخص شد، فازهای ۱۲، ۱۳، ۱۷، ۱۸ و ۱۹ که در مرز مشترک دو کشور واقع شده‌اند از آخرین فازهایی هستند که توسعه یافته‌اند. از سوی دیگر، تفاهم‌نامه توسعه فاز ۱۱ که در مرز مشترک قرار دارد در ۱۸ آبان ماه سال ۱۳۹۵ با توتال و شرکت ملی نفت چین و پتروپارس (به رهبری توتال) به امضا رسیده است. به‌نظر می‌رسد اگر طرح‌های توسعه هریک از فازها علاوه بر فازهای ۱، ۲، ۳، بر فازهای ۱۱، ۱۲، ۱۳، ۱۷، ۱۸ و ۱۹ که هم‌جوار مرز هستند متمرکز می‌شد، آنگاه این امکان وجود داشت که از مهاجرت گاز ایران به سمت قطر جلوگیری شود. تعدادی از کارشناسان، تأخیر در توسعه و بهره‌برداری از برخی فازهای هم‌جوار مرز مشترک را متأثر از این می‌دانند که با توجه به شرایط تحریم و محدودیت‌های ایجاد اختصاص سرمایه‌گذاری پیمانکاران خارجی ال ان جیراندازی واحدهای ال ان جی در ایران، متوقف شد. این در حالی است که موضوع راه‌اندازی واحدهای ال ان جی با توجه به امکان‌پذیری صادرات گاز کشور از طریق خط لوله و همچنین نبود بستر رقابت با کشور قطر در بازار



جهانی ال ان جی، ال ان جی اساساً فاقد توجیه اقتصادی است. با توجه به ویژگی‌های اعمال شده در سطح‌بندی فازهای میدان پارس جنوبی و به‌منظور جلوگیری از مهاجرت بیشتر گاز از ناحیه ایران به قطر لازم است برنامه‌ریزی دقیق با نصب سکوها‌ی مناسب در بین فازها انجام شود. از سوی دیگر هر کشوری که فازهای نزدیک‌تر به مرز را در اولویت بهره‌برداری قرار داده است می‌تواند علاوه بر برداشت بیشتر از مخزن، از مهاجرت گاز خود به کشور همسایه جلوگیری کند. متأسفانه در این امر، کشور ما موفق نبوده و نه تنها مهاجرت گاز به قطر خسارات زیادی را متوجه کشور ما کرده است بلکه برداشت سریع قطر از فازهای مجاور، موجب بالا آمدن سطح آب در فازهای هم‌جوار ما با آن کشور شده است که قطعاً تأثیر منفی در تولیدات ما خواهد داشت.

فصل دوم - تحلیل و بررسی توسعه فاز ۱۱ پارس جنوبی

۲-۱. روند تاریخی توسعه فاز ۱۱

فازهای ۱۱ و ۱۲ پارس جنوبی نخست در قالب یک پروژه واحد و برای تولید روزانه ۵۵ میلیون مترمکعب گاز ترش (برای تحویل به واحدهای ال ان جی) و ۸۰ هزار بشکه میعانات گازی (برای صادرات) تعریف شده بود، اما بعدها این دو فاز از هم جدا شده و به‌رغم برگزاری مناقصات متعدد، فاز ۱۱ کماکان در انتظار تصمیم‌های وزارت نفت و شرکت ملی نفت ایران و شرکت نفت و گاز پارس بود.

به گزارش خبرگزاری نفت نیوز (۳ تیرماه ۱۳۹۴)، در اواخر دهه هفتاد شمسی، شرکت ملی نفت ایران و شرکت توتال فرانسه برای توسعه بخش بالادستی فاز ۱۱ پارس جنوبی و ساخت یک کارخانه حدود ۱۰ میلیون تنی تولید ال ان جیال ان جی به توافق رسیدند و نهایتاً در سال ۱۳۷۹ تفاهم‌نامه‌ای بین دو طرف به امضا رسید. شرکت پتروناس مالزی هم برای توسعه این فاز وارد مذاکره شد و با توافقی سه‌جانبه بین شرکت ملی نفت ایران ۵۰ درصد، شرکت توتال ۴۰ درصد و پتروناس ۱۰ درصد از سهام توسعه بخش بالادستی و پایین‌دستی فاز ۱۱ را عهده‌دار شدند. در سال ۱۳۸۵ و پس از مطالعات مهندسی، روند پیشرفت به‌دلیل حساسیت روی فعالیت‌های صلح‌آمیز هسته‌ای کند شد.

در خلال سال‌های ۱۳۸۵ تا ۱۳۸۷، توتال به بهانه افزایش قیمت جهانی فولاد و بالا رفتن هزینه، پیشنهاد جدید خود را در سطح ۱۰ تا ۱۱ میلیارد دلار مطرح کرد که با مخالفت شرکت ملی نفت ایران روبه‌رو شد و بدین‌ترتیب توتال کنار رفت. با خروج توتال، چینی‌ها وارد مذاکره شدند. طرح توسعه این فاز در سال ۱۳۸۸ با هزینه چهار میلیارد دلار به آنها واگذار شد. شرکت سی.ان.پی.سی چین موظف شد توسعه این فاز را در مدت ۵۲ ماه تکمیل کند. شرکت چینی، هیچ اقدام جدی نکرد تا بالاخره شرکت ملی نفت ایران بعد از ۵۰ ماه، قرارداد با چینی‌ها را در پاییز ۱۳۹۱ فسخ کرد.

مدیرعامل شرکت نفت و گاز پارس در حاشیه نمایشگاه نفت، گاز و پتروشیمی در سال ۱۳۹۵ چنین بیان می‌کند: «فاز ۱۱ میدان پارس جنوبی از اولویت خاص برخوردار است و سال گذشته روی توسعه

آن تمرکز شد، با این حال پیشنهادی که از سوی سه شرکت ایرانی متقاضی داده شده بود از سوی معاونت سرمایه‌گذاری شرکت ملی نفت بررسی شده و منابع در نظر گرفته شده برای توسعه این فاز پذیرفته نشد. فاز ۱۱ میدان پارس جنوبی یکی از پروژه‌هایی است که شرکت ملی نفت ایران برای جذب سرمایه‌گذار خارجی در قراردادهای جدید نفتی معرفی می‌کند.

در تاریخ ۱۸ آبان ۱۳۹۵، نخستین توافقنامه بین‌المللی در صنعت نفت در پسابرجام به‌صورت HOA^۱ در کنسرسیومی متشکل از توتال، شرکت ملی نفت چین (سی.ان.پی.سی) و پتروپارس برای توسعه فاز ۱۱ پارس جنوبی به امضاء رسید. رهبری توسعه این فاز برعهده توتال قرار دارد. توسعه فاز ۱۱ که معادل ۲ فاز استاندارد است، آخرین فاز باقی‌مانده از پارس جنوبی محسوب می‌شود. سهم توتال، شرکت ملی نفت چین و شرکت پتروپارس در توسعه فاز ۱۱ به‌ترتیب ۵۱/۱، ۳۰ و ۱۹ درصد است.

شکل ۲. روند تاریخی توسعه فاز ۱۱



۱. HOA: Heads of Agreement، به لحاظ حقوقی قراردادهای HOA از موافقتنامه‌های اصولی یا MOU ضعیف‌تر هستند زیرا در صورت بروز اختلاف‌های حقوقی، معمولاً قابلیت ارائه در دادگاه‌ها را ندارند.



پس از امضای HOA، مذاکرات مربوط به متن قرارداد و ۱۴ پیوست آن و نیز جزئیات طرح توسعه میان طرفین صورت پذیرفت. این نخستین قراردادی است که در قالب شرایط عمومی، ساختار و الگوی قراردادهای نفتی مصوب هیئت وزیران به امضا می‌رسد. در زیر به جزئیات این قرارداد و مفاد آن می‌پردازیم:

■ اهداف و رؤس شرح عملیات

این طرح با هدف تولید حداکثری و پایدار روزانه ۲ میلیارد فوت مکعب (برابر با حدود ۵۶ میلیون مترمکعب) گاز غنی‌ترش از منابع بخش فراساحل فاز ۱۱ میدان گازی مشترک پارس جنوبی و انتقال آن به خشکی اجرا می‌شود. با اجرای این طرح برآورد می‌شود در طول ۲۰ سال دوره قرارداد ۳۳۵ میلیارد مترمکعب گاز طبیعی غنی و ترش از این میدان مشترک تولید شود که از این گاز غنی‌ترش می‌توان حدود ۲۹۰ میلیون بشکه میعانات گازی، ۱۴ میلیون تن گاز مایع، ۱۲ میلیون تن اتان و ۲ میلیون تن گوگرد به همراه ۳۱۵ میلیارد مترمکعب گاز سبک شیرین تولید کرد.

■ حاکمیت ملی بر منبع و نحوه مالکیت همه تأسیسات

در قرارداد تصریح شده است که مالکیت مخزن، هیدروکربورها استخراج شده و تأسیسات، همگی از ابتدا تا انتها متعلق به شرکت ملی نفت ایران (از طرف جمهوری اسلامی ایران) است.

■ درآمدهای طرح

با فرض قیمت حدود ۵۰ دلار برای هر بشکه نفت خام، بدون احتساب ارزش گاز شیرین، ارزش سایر محصولات قابل استحصال در طول دوره قرارداد بالغ بر ۲۳ میلیارد دلار می‌شود. ارزش گاز سبک شیرین تولیدی نیز با فرض هر مترمکعب ۱۰ سنت دلار بالغ بر ۳۱ میلیارد دلار می‌شود و در مجموع براساس قیمت‌های فعلی حامل‌های انرژی در بازار بین‌المللی، ارزش محصولات این طرح در طول دوره قرارداد برابر با ۵۴ میلیارد دلار آمریکا است. البته باید توجه کرد که درآمد دولت از اجرای این طرح منحصر به دوران قرارداد نبوده و برآورد می‌شود که ارزش تولیدات این میدان پس از پایان قرارداد (با قیمت‌های فرض شده حدود ۵۰ دلار) بالغ بر ۳۰ میلیارد دلار شود که در نتیجه درآمد کشور از اجرای این طرح، جمعاً از مبلغ ۸۴ میلیارد دلار با قیمت‌های کنونی نفت خام فراتر خواهد رفت.

■ توجه به نکات زیست‌محیطی

از منظر زیست‌محیطی، با استفاده از گاز طبیعی حاصل از اجرای این طرح و جایگزینی آن با انواع سوخت‌های مایع، برآورد می‌شود سالیانه حدود ۲۱ میلیون تن دی‌اکسید کربن و ۱۳۸۰ تن مونوکسید کربن ناشی از احتراق سوخت‌های فسیلی کاهش یابد. علاوه بر این رعایت همه استانداردهای زیست‌محیطی در اجرا و بهره‌برداری از طرح منظور شده است.

■ بخش‌های اصلی طرح

این طرح دارای دو بخش است:

بخش اول طرح شامل حفاری ۳۰ حلقه چاه (۲ حلقه توصیفی و ۲۸ حلقه توسعه‌ای) ۲ سکوی تولیدی هریک با ۱۵ حلقه چاه جهت تولید ۲ میلیارد فوت مکعب گاز (حدود ۵۶ میلیون مترمکعب) در روز و تأسیسات مربوط و دو رشته خط لوله ۳۲ اینچ جمعاً به طول ۲۷۰ کیلومتر است.

بخش دوم طرح شامل سکوی فشارافزایی برای حفظ تولید از این میدان است که ضمن آنکه جز فناوری‌های پیچیده و منحصربه‌فرد در منطقه است، دارای اهمیت اقتصادی بسیار زیادی است و تقریباً انتظار می‌رود نیمی از تولیدات بیان شده در بند قبل، از عملکرد این فناوری حاصل شود.

عملیات فاز دوم که کلیدی‌ترین بخش این پروژه است و برای اولین بار در کشور خاورمیانه انجام خواهد شد، شامل یک یا دو سکوی (حسب نتایج مطالعات آتی) فشارافزایی با ظرفیت ۲ میلیارد فوت مکعب استاندارد در روز جهت تقویت فشار سیال تولیدی از سکوهایی فاز ۱۱ پس از افت فشار مخزن در سال‌های آتی است. سکوی فشارافزایی اشاره شده دارای وزنی حدود ۲۰ هزار تن است. با شروع کاهش تولید از سایر فازهای پارس جنوبی، اجرای طرح مشابه و ساخت سکوهایی فشارافزایی برای سایر فازهای پارس جنوبی نیز ضروری خواهد بود و از این منظر، اجرای این بخش از طرح در کشور و کسب دانش فنی ساخت این سکو، یک دستاورد مهم و حیاتی برای توسعه آتی میدان پارس جنوبی است.

■ زمان‌بندی اجرای طرح

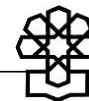
مطابق زمان‌بندی پیش‌بینی شده، ۴۰ ماه بعد از امضای قرارداد، تولید اولیه از میدان آغاز می‌شود. با توجه به پیچیدگی ساخت تأسیسات فشارافزایی در فاز دوم، ۳۶ ماه زمان برای مطالعه و آماده‌سازی و ۶۰ ماه زمان برای ساخت سکو در نظر گرفته شده است.

■ برآورد میزان سرمایه‌گذاری و نحوه تأمین منابع مالی موردنیاز اجرای طرح

برآورد هزینه مستقیم این طرح ۴۸۷۹ میلیون دلار است. در این قرارداد طرف دوم (مشارکت توتال و همکاران) موظف به تأمین کلیه منابع مالی مورد نیاز (اعم از مستقیم و غیرمستقیم) برای اجرای پروژه است و شرکت ملی نفت ایران تا پیش از آغاز تولید از میدان هیچ مبلغی به طرف دوم پرداخت نخواهد کرد. شروع بازپرداخت به پیمانکار، تنها منوط به آغاز تولید از میدان و از محل بخشی از تولید آن است.

■ نحوه بازپرداخت

بازپرداخت اصل هزینه سرمایه مستقیم طرف دوم، ۱۰ ساله خواهد بود که در مقایسه با قراردادهای پیشین بیع‌متقابل (با دوره بازپرداخت ۴ تا ۶ ساله) یک دستاورد مهم خواهد بود. میزان پرداخت مستمر به پیمانکار در هر سال، وابسته به مقدار تولید از میدان است. پرداخت هزینه بهره‌برداری و هزینه سرمایه‌ای غیرمستقیم به صورت جاری خواهد بود. همه هزینه‌های فوق‌الذکر بایستی براساس برنامه و بودجه عملیاتی سالیانه انجام شده و بازپرداخت آنها منوط به اخذ تأییدیه‌های لازم از شرکت ملی نفت ایران است.



■ انتقال فناوری و ساخت داخل

شایان ذکر است براساس تعهدات پیمانکار در قرارداد، اجرای این طرح با حداکثر ساخت داخل همراه است؛ چراکه علاوه بر وجود شریک ایرانی (پتروپارس) در سازمان اجرایی طرف دوم قرارداد، وی موظف به اجرای قانون «حداکثر استفاده از توان تولیدی و خدماتی در تأمین نیازهای کشور و تقویت آنها در امر صادرات» مصوب ۶ شهریورماه ۱۳۹۱ است و بیشتر از این موارد، پیمانکار موظف به انجام تحقیق و توسعه مشترک در زمینه فناوری‌های ازدیاد برداشت با مراکز تحقیقاتی ایران است.

مشارکت طرف قرارداد، موظف به انتقال فناوری در چهار سطح است:

(الف) ارتقای توان شریک داخلی مشارکت طرح قرارداد پتروپارس که اصول و چگونگی آن در JVA میان طرفین با تأیید شرکت ملی نفت ایران مشخص خواهد شد. اعضای مشارکت موظف شده‌اند در JVA میان خود، راهکارهای مورد نیاز برای ارتقای ظرفیت‌ها و قابلیت‌های طرف ایرانی (شرکت پتروپارس) در زمینه‌های مربوط به مهندسی و مدیریت مخزن، مدیریت پروژه‌های بزرگ گازی و مدیریت دارایی‌ها و تأمین مالی را به‌روشنی تعیین تکلیف کنند. شرکت ملی نفت ایران نیز بر اجرای مفاد قرارداد میان اعضای مشارکت، نظارت کامل خواهد داشت.

(ب) رشد ظرفیت‌های تحقیقاتی و دانشگاهی پژوهشکده ازدیاد برداشت (وابسته به وزارت نفت) تحت نظارت شرکت ملی نفت ایران و به‌منظور برگزاری دوره‌های آموزشی حرفه‌ای، اجرای پروژه‌های تحقیقاتی مشترک، توسعه آزمایشگاه‌های تحقیقاتی و تبادل نیرو، قرارداد همکاری منعقد کند.

(ج) بهره‌گیری از حداکثر توان پیمانکاران و شرکت‌های داخلی.

(د) ارتقای توان تکنولوژیک و مدیریتی شرکت ملی نفت ایران.

اهم موارد انتقال تکنولوژی در بخش واگذاری کارها به پیمانکاران دست‌دوم به شرح ذیل دیده شده است:

در زمینه بهره‌گیری از حداکثر توان پیمانکاران و شرکت‌های داخلی، کنسرسیوم طرف قرارداد 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.

افزون بر این مشارکت طرف قرارداد موظف به رعایت موارد ذیل است:

همه پیمانکاران دست‌دوم GC، EPC، OSC که در مناقصات شرکت می‌کنند موظف به استفاده از حداقل درصد کالاها و خدمات ایرانی هستند که میزان آن برای هر بسته اصلی در پیوست قرارداد تعیین شده است. به‌منظور انتخاب برندگان مناقصات برگزار شده از سوی مشارکت طرف قرارداد، قیمت اعلامی شرکت‌کنندگان در مناقصات، براساس سهم شریک ایرانی و همچنین میزان استفاده آنها از کالاها و خدمات ایرانی، تراز می‌شود. در صورت تحقق نیافتن حداقل میزان کالا و خدمات خریداری شده داخلی از سوی پیمانکاران برنده شده در مناقصات، این پیمانکاران موظف به پرداخت جریمه هستند. به‌منظور

ساخت ایستگاه تقویت فشار، مشارکت طرف قرارداد باید در زمان انجام مطالعات مفهومی، ظرفیت‌ها و قابلیت‌های چهار یارد ساخت سکو در کشور را ارزیابی کرده و نیازهای این یاردها را برای ارتقا و امکان ساخت ایستگاه تقویت فشار مشخص و تهیه کنند. پس از انجام مطالعات مفهومی نیز، مشارکت طرف قرارداد می‌بایست با ارتباط مستمر با این چهار یارد ایرانی، موارد مورد نیاز برای ارتقای این یاردها را براساس مطالعات مفهومی انجام شده، توصیه کند (این سکو چنانچه یکی باشد) حدود ۲۰ هزار تن وزن دارد. تا به حال بزرگ‌ترین سازه دریایی ساخته شده در ایران ۵ هزار تن بوده است. تمام فازهای پارس جنوبی برای جلوگیری از کاهش تولید به این تکنولوژی نیاز دارند و در حال حاضر ایران این تکنولوژی را ندارد لذا با ساخت این سکو برای اولین بار در ایران، این تکنولوژی بسیار ضروری برای توسعه آینده پارس جنوبی، در اختیار شرکت‌های ایرانی قرار می‌گیرد.

■ مراحل قانونی برای عملیاتی کردن قرارداد

۱. عقد این قرارداد به استناد ماده (۱۱) قانون وظایف و اختیارات وزارت نفت مصوب ۱۹ اردیبهشت‌ماه ۱۳۹۱ مجلس شورای اسلامی، با کسب مجوز از وزیر نفت، فقط با رعایت آیین‌نامه معاملات شرکت ملی نفت ایران صورت گرفته است.

۲. مستند به ماده (۱۲) قانون رفع موانع تولید، مصوبه شورای اقتصاد در تاریخ ۳ تیرماه ۱۳۹۶ درخصوص تأیید توجیه فنی - اقتصادی و زیست‌محیطی و همچنین سقف تعهد دولت و جدول زمان‌بندی سرمایه‌گذاری اجرا و بازپرداخت تمام هزینه‌ها و پرداخت دستمزد در طرح اخذ شده است.

۳. مصوبه هیئت تطبیق قراردادهای نفتی درخصوص عدم مغایرت قرارداد با مصوبه هیئت‌وزیران درخصوص شرایط عمومی، ساختار و الگوی قراردادهای بالادستی نفت و گاز برپایه بند «۶» مصوبه شماره ۵۳۴۲۱/ت/۶۹۹۷۵ هـ مورخ ۱۰ شهریورماه ۱۳۹۵ هیئت‌وزیران اخذ شده است.

۴. تأییدیه وزیر نفت نیز درخصوص کلیات قرارداد (شامل قیمت، مدت و اعمال شرایط عمومی) به استناد تبصره ماده (۳۹) قانون اساسنامه شرکت ملی نفت ایران و بند «۱» مصوبه شماره ۵۷۲۲۲/ت/۵۳۳۶۷ هـ مورخ ۱۶ مردادماه ۱۳۹۵ هیئت‌وزیران اخذ شده است.

در جدول ۳ مهم‌ترین تفاوت‌های موجود در چارچوب قرارداد فاز ۱۱ و فاز ۲ و ۳ که در هر دو قرارداد شرکت توتال رهبری کنسرسیوم مجری پروژه را برعهده داشته مشخص شده است.



جدول ۳. چارچوب قراردادهای توسعه فاز ۲، ۳ و فاز ۱۱

شرح	فاز ۲ و ۳	فاز ۱۱
نوع قرارداد	بیع متقابل	IPC
طول دوره قرارداد (سال)	۶	۲۰
اهداف طرح و شرح کار	تولید گاز سبک با ظرفیت ۵۰ میلیون مترمکعب و ۸۰ هزار بشکه میعانات گازی در روز و ۴۰۰ تن گوگرد در روز	تولید گاز غنی ترش با ظرفیت ۵۶ میلیون مترمکعب
هزینه سرمایه‌ای (میلیون دلار)	۲۰۱۲	۲۲۲۸
هزینه بانکی (میلیون دلار)	۸۰۷	۳۲۸
دستمزد (میلیون دلار)	۱۴۰۰	۶۷۶۱
نسبت هزینه بانکی به هزینه سرمایه‌ای (درصد)	۴۰/۱	۱۴/۷
نسبت دستمزد به هزینه سرمایه‌ای (درصد)	۶۹/۶	۳۰۳/۵
نسبت دستمزد سالیانه به هزینه سرمایه‌ای (درصد)	۱۱/۶	۱۵/۲
بازپرداخت هزینه‌های سرمایه‌ای (سال)	۵-۷	۱۰

هزینه سرمایه‌ای توسعه فاز ۲ و ۳ در قرارداد بیع متقابل منعقد شده در مهرماه سال ۱۳۷۶ برابر با ۲۰۱۲ میلیون دلار بوده که از این میان، ۱۰۸۴ میلیون دلار به هزینه احداث پالایشگاه مربوط بوده است. این در حالی است که هزینه توسعه فاز ۱۱ که فاقد پالایشگاه است (بدون در نظر گرفتن فاز دوم طرح که مربوط به ساخت و نصب سکوی فشارافزایی ۲۰ هزار تنی است) در قرارداد منعقد شده در سال ۱۳۹۶ برابر با ۲/۲۲ میلیون دلار در نظر گرفته شده است.

۲-۲. آخرین وضعیت توسعه فاز ۱۱

با خروج آمریکا از برجام و اعمال تحریم‌های مجدد علیه جمهوری اسلامی ایران، توتال هم مجدداً از این قرارداد خارج شد. پس از کناره‌گیری توتال، سی‌ان‌پی‌سی‌آی رهبر کنسرسیوم طرح توسعه فاز ۱۱ پارس جنوبی شد اما از همان ابتدا به دلیل فشارهای آمریکای نظر صریح خود را درباره ادامه همکاری در این پروژه به صورت شفاف اعلام نکرده بود که سرانجام پس از کش و قوس‌های فراوان به طور رسمی خبر کناره‌گیری این شرکت چینی از طرح توسعه فاز ۱۱ اعلام شد.

به گفته مقام‌های کشورمان، این طرح توسعه به طور کامل به شرکت پتروپارس داده شده است. صدرصد سهام این شرکت متعلق به شرکت نیکو است که در حقیقت بازوی بازرگانی بین‌المللی شرکت ملی نفت است. بنابراین پتروپارس در حقیقت شرکتی است که با یک واسطه در مالکیت شرکت ملی نفت یعنی همان کارفرمای این پروژه قرار دارد.

۲-۳. دلایل عدم توفیق در توسعه فاز ۱۱ پارس جنوبی

در راستای توسعه این پروژه علاوه بر بدعهدی طرف‌های خارجی و عدم پایبندی به تعهدات، دو مشکل دیگر نیز وجود دارد:

- نخست اینکه طرح توسعه فاز ۱۱ پارس جنوبی نزدیک به ۵ میلیارد دلار سرمایه لازم دارد که در شرایط تحریم و محدودیت منابع مالی، تأمین آن کار دشواری است. تاکنون زنگنه برای ۲/۴ میلیارد دلار از این مبلغ به سراغ شورای هماهنگی سران قوا رفته و قرار است از صندوق توسعه ملی این مبلغ را تأمین کند.

- مشکل دوم هم این است که این فاز در مرز ایران و قطر دارد و پیش‌بینی‌ها این است که بعد از یک سال و نیم تولید گاز این فاز، با افت فشار روبه‌رو خواهد شد و از این‌رو نیاز به دستگاه فشارافزا وجود دارد که تکنولوژی آن در دست چند شرکت بین‌المللی است و درواقع این فناوری در ایران وجود ندارد. بخش نخست طرح شامل یک سکوی تولیدی با ۳۰ حلقه چاه است و بخش دوم طرح شامل یک سکوی فشارافزایی با هدف بازگردانی گاز و حفظ فشار میدان است که این سکوها ۲۰ هزار تنی نیازمند فناوری‌های پیچیده و منحصربه‌فرد در منطقه بوده و دارای اهمیت اقتصادی بسیار زیادی است و تقریباً انتظار می‌رود نیمی از تولیدات بعد از یک دوره کوتاه چندساله از عملکرد این فناوری حاصل شود که البته این بخش از طرح، حدود ۲/۶ میلیارد دلار سرمایه‌گذاری نیاز دارد.

شکل ۳. دلایل عدم توفیق در توسعه فاز ۱۱ پارس جنوبی





با شروع کاهش تولید از سایر فازهای پارس جنوبی، اجرای طرح مشابه و ساخت سکوهاى فشارافزایی برای سایر فازهای پارس جنوبی هم یک ضرورت خواهد بود و از این منظر، اجرای این بخش از طرح در کشور و کسب دانش فنی ساخت این سکو، یک دستاورد مهم و حیاتی برای توسعه آینده میدان پارس جنوبی است. به طور کلی به رغم وجود توان فنی مهندسی کافی در داخل، تجربه سال‌های گذشته حاکی از آن است که صنعت نفت و گاز کشور از یک سو با ضعف مدیریت پروژه‌های بزرگ مواجه است و از سوی دیگر در تأمین برخی تجهیزات کلیدی و تأمین مالی کلان به دلیل وجود تحریم‌های ظالمانه با مشکل روبه‌رو است. طولانی شدن توسعه فازهای انجام شده توسط شرکت‌های داخلی و افزایش چند برابری هزینه تمام شده طرح‌های توسعه پارس جنوبی نتیجه آن بوده است.

فصل سوم – سناریوهای توسعه فاز ۱۱ پارس جنوبی در دوران تحریم

۳-۱. بررسی راهبردهای توسعه فازهای پارس جنوبی در دوران قبل و حین تحریم‌ها

مهم‌ترین راهبرد کشور در توسعه فازهای مختلف میدان عظیم پارس جنوبی در شرایط تحریم استفاده از ظرفیت و توانایی شرکت‌ها و پیمانکاران داخلی برای توسعه این میدان عظیم است.^۱

توسعه پارس جنوبی از فاز ۲ و ۳ آغاز شد. در سال ۱۳۷۶ شرکت‌های ایرانی توان توسعه این مگا پروژه را از نظر توان فنی، طراحی و مهندسی و همچنین مدیریت کلان پروژه نداشتند؛ از این رو این پروژه به شرکت‌های توتال فرانسه، گازپروم روسیه و پتروناس مالزی با رهبری کنسرسیوم توتال فرانسه واگذار شد.

در مجموعه وزارت نفت در آن سال‌ها تصمیم بر آن شد که شرکت‌های ایرانی با الگوبرداری از کار شرکت‌های خارجی، حضور خود در مگا پروژه‌های گازی را آغاز کنند، از این رو کار توسعه فاز یک پارس جنوبی به شرکت ایرانی تازه تأسیس پتروپارس واگذار شد. طرح توسعه فاز ۱ میدان گازی پارس جنوبی در دی ماه ۱۳۷۷ توسط شرکت نفت و گاز پارس (POGC) و در قالب یک قرارداد بیع متقابل (Buy Back) به شرکت ایرانی پتروپارس واگذار شد. این شرکت با در اختیار گرفتن نقشه‌های تهیه شده برای توسعه فازهای ۲ و ۳ و شروع به کپی برداری از کنسرسیوم توتال، گازپروم، پتروناس و با مهندسی معکوس و کسب تجربه، شروع به کار کرد.

پس از آنکه سه سال از تجربه کار شرکت پتروپارس در فاز اول می‌گذشت و در حالی که توسعه این فاز به نیمه راه رسیده بود، در میانه سال ۱۳۷۹ عملیات توسعه فازهای ۴ و ۵ به کنسرسیوم متشکل از شرکت‌های انی ایتالیا، پتروپارس ایران و نیکوی ایران واگذار شد.

۱. در این زمینه آقای مشکین فام مدیرعامل شرکت نفت و گاز پارس بیان می‌کند: «با افتخار اعلام می‌کنم توسعه این میدان طی بیست سال گذشته نمونه کم نظیری از خودباوری و خود اتکایی داخلی است».

شرکت‌های پتروپارس و نیکو در مجموع سهمی ۴۰ درصدی در قرارداد توسعه‌ای این فاز داشتند اما تجارب پتروپارس در فاز اول نشان می‌داد که نیاز است شرکت‌های ایرانی با حضور کنار شرکت‌های بزرگ نفتی، برخی ریزه‌کاری‌های لازم را از طراحی تا اجرا فرا گیرند.

همچنین توسعه فازهای ۶، ۷ و ۸ میدان گازی پارس جنوبی در همان سال به شرکت ایرانی پتروپارس واگذار شد. شرکت ایرانی پتروپارس با تجارب اندوخته از توسعه فاز ۱، به‌طور همزمان ادامه توسعه فاز ۱، آغاز توسعه فازهای ۴ و ۵ کنار شرکت انی ایتالیا و آغاز توسعه فازهای ۶ و ۷ و ۸ را پی گرفت.

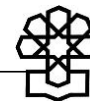
شرکت نیکو، دیگر شرکت ایرانی بود که کنار شرکت پتروپارس ایران، کسب تجربه در مگا پروژه‌های گازی را در فازهای ۴ و ۵ آغاز کرد. این رویه که شرکت‌های ایرانی بیشتری بتوانند به کسب تجربه در مگا پروژه‌های گازی اقدام کرده و در سال‌های آینده بتوانند با اتکا به دانش کسب شده، توسعه پارس جنوبی را خود در دست بگیرند، سرلوحه توسعه فازهای بعدی قرار گرفت به‌طوری‌که در سال ۱۳۸۱، توسعه فازهای ۹ و ۱۰ به کنسرسیومی متشکل از شرکت GS کره جنوبی، شرکت مهندسی و ساختمان صنایع نفت OIEC و شرکت مهندسی و ساخت تأسیسات دریایی ایران IOEC رسید.

طرح توسعه فاز ۱۲ به‌منظور ایجاد ظرفیت برداشت روزانه معادل سه فاز استاندارد از مخزن پارس جنوبی طراحی و در سال ۱۳۸۴ به‌روش بیع‌مقابل به شرکت پتروپارس واگذار شد. این شرکت ایرانی تجارب خود از پروژه‌های قبلی را به این پروژه مهم آورد و کار توسعه را آغاز کرد.

سال ۱۳۸۵ شاهد آغاز توسعه دو پروژه مهم شامل پروژه توسعه فازهای ۱۵ و ۱۶ و پروژه توسعه فازهای ۱۷ و ۱۸ پارس جنوبی با تکیه بر توان داخلی و اعتماد به توان پیمانکاران ایرانی بودیم و رفته‌رفته شرکت‌های ایرانی جدیدی کنار شرکت‌های قدیمی‌تری چون پتروپارس با تجاربی که از سایر پروژه‌های بزرگ صنعتی در کشور داشتند به جمع شرکت‌های فعال ایرانی در مگا پروژه‌های پارس جنوبی پیوستند.

در پروژه فازهای ۱۵ و ۱۶ کنسرسیومی متشکل از شرکت‌های آریا نفت شهاب، مهندسی و ساخت تأسیسات دریایی ایران، صف و ایزوایکو کار را در دست گرفت و بعدها قرارگاه سازندگی خاتم‌الانبیا (ص) نیز به این پروژه اضافه شد و رهبری کنسرسیوم را به‌عهده گرفت. در پروژه فازهای ۱۷ و ۱۸ نیز کنسرسیومی متشکل از سازمان گسترش و نوسازی صنایع ایران، شرکت مهندسی و ساخت تأسیسات دریایی ایران، شرکت ملی حفاری ایران، شرکت مهندسی و ساختمان صنایع نفت و شرکت صنعتی دریایی ایران (صدرا) کار توسعه را در دست گرفتند.

در میانه سال ۱۳۸۹، در عزمی از سوی دولت وقت پروژه کلانی در پارس جنوبی آغاز شد که معروف به توسعه فازهای ۳۵ ماهه پارس جنوبی شد. در این طرح، اجرای پروژه فاز ۱۴ با واگذاری به کنسرسیومی متشکل از سازمان گسترش و نوسازی صنایع ایران (ایدرو)، شرکت مدیریت طرح‌های صنعتی ایران، شرکت مهندسی و ساخت تأسیسات دریایی ایران، شرکت ملی حفاری ایران، شرکت مجتمع کشتی‌سازی و صنایع فراساحل ایران، شرکت مدیریت پروژه‌های نیروگاهی ایران (مپنا)، شرکت پایندان و شرکت



ماشین‌سازی اراک، اجرای پروژه فاز ۱۳ با واگذاری به کنسرسیومی متشکل از شرکت پتروپایدار ایرانیان، شرکت صنعتی دریایی ایران (صدرا) و شرکت مدیریت پروژه‌های نیروگاهی ایران (گروه مپنا)، اجرای پروژه فاز ۱۹ با واگذاری به کنسرسیوم شرکت‌های پتروپارس، پتروپارس ایران و مهندسی و ساخت تأسیسات دریایی ایران، اجرای پروژه فازهای ۲۰ و ۲۱ با واگذاری به کنسرسیومی متشکل از شرکت مهندسی و ساختمان صنایع نفت ایران OIEC و شرکت مهندسی و ساخت تأسیسات دریایی ایران و اجرای پروژه فازهای ۲۲، ۲۳ و ۲۴ با واگذاری به شرکت پتروسینا آریا و شرکت صنعتی دریایی ایران (صدرا) آغاز شد. اگرچه هیچ کدام از این پروژه‌ها موفق به تکمیل در زمان ۳۵ ماهه نشدند اما با درصدهای مختلف پیشرفت، در سال‌های بعد مسیر تکمیل شدن و رسیدن به بهره‌برداری را طی کردند.

در سال ۱۳۹۲ با روی کار آمدن تیم جدید مدیریتی وزارت نفت، تصمیم بر آن شد تا پروژه‌های پارس جنوبی اولویت‌بندی شود و براساس میزان پیشرفت فیزیکی هر فاز و نوع قرارگیری بلوک آن در پهنه پارس جنوبی (اولویت دادن به بلوک‌های مرزی) فازها با تمرکزدهی سرمایه و توان فنی و مهندسی و با استفاده از توانمندی شرکت‌های ایرانی به بهره‌برداری برسند.

در این راستا، رفته‌رفته فازهای ۱۲ و ۱۵ و ۱۶ به مدار بهره‌برداری وارد شدند و در سال ۱۳۹۵ ظرفیت تولید گاز ایران از میدان مشترک پارس جنوبی به ۴۵۳ میلیون مترمکعب رسید.

توسعه در پارس جنوبی با سرعت ادامه یافت و با بهره‌برداری از فازهای ۱۷، ۱۸، ۱۹ و ۲۰ و ۲۱ در سال ۱۳۹۶ به رکورد تولید ۵۷۰ میلیون مترمکعب در روز رسیدیم و طی چهار سال (از سال ۱۳۹۲ تا ۱۳۹۶) با تکمیل این فازها، ظرفیت تولید گاز کشور از پارس جنوبی دو برابر شد. در ادامه با بهره‌برداری از سکوه‌های A و C فاز ۱۴ در سال جاری ظرفیت تولید گاز ایران از این مخزن مشترک به ۶۱۰ میلیون مترمکعب در روز رسید و موفق شدیم در میزان تولید روزانه، قطر را پشت سر بگذاریم. پس از طی این مسیر که از سال ۱۳۷۶ آغاز شده و تاکنون ادامه دارد، شرکت‌هایی در ایران تشکیل شده و فعالیت کرده‌اند که با کسب تجارب ارزنده در پروژه‌های مختلف پارس جنوبی، اکنون پیمانکارانی توانمند در عرصه طراحی، مهندسی و اجرای مگا پروژه‌های گازی هستند. مشکین فام با بیان اینکه سهم مشارکت داخلی در توسعه فازهای ابتدایی ۳۰ درصد بوده و در حال حاضر به بیش از ۶۴ درصد افزایش یافته است، گفت: به‌طور میانگین حدود ۲۰ هزار نفر در دوران ساخت این طرح‌ها مشغول به کار بوده و ۳ هزار نفر نیز عملیات بهره‌برداری از آن را به‌عهده خواهند داشت.

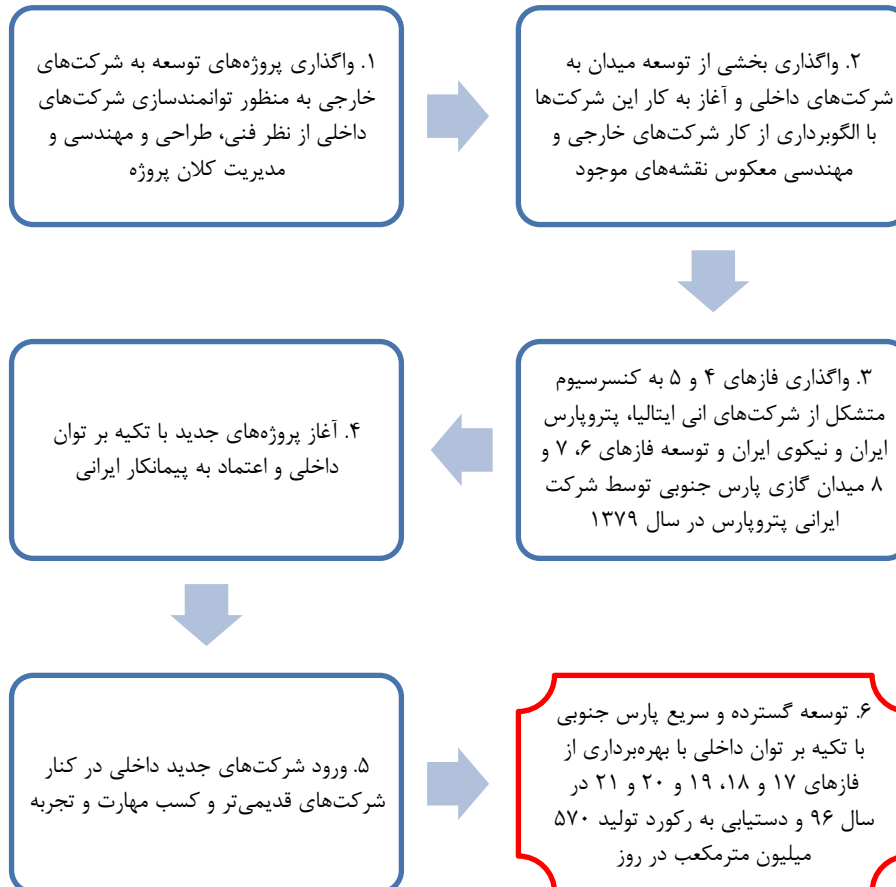
مدیرعامل شرکت نفت و گاز پارس با اشاره به اینکه پارس جنوبی ازجمله پروژه‌های عظیم صنایع نفت و گاز جهان به‌شمار می‌رود، گفت: در رابطه با توسعه پارس جنوبی حماسه بی‌سابقه‌ای در تاریخ ایران ثبت شده است که از لحاظ ابعاد مدیریتی و مالی برانزده نام بزرگ‌ترین میدان گازی جهان است. این مقام مسئول به نقش مهم کارکنان شرکت ملی نفت ایران، پیمانکاران، مشاوران، سازندگان و تأمین‌کنندگان داخلی در بهره‌برداری از فازهای پارس جنوبی اشاره کرده و بیان می‌کند که: این تلاشگران

با سرمایه‌گذاری بالغ بر ۱۱ میلیارد دلار، کشور عزیزمان را به افتخار بهره‌برداری از فازهای ۱۳ و ۲۲ تا ۲۴ پارس جنوبی با ظرفیت تولید بیش از ۱۱۲ میلیون متر مکعب در روز گاز غنی رسانده‌اند. ایشان در تشریح وسعت عملیات اجرایی فازهای ۱۳ و ۲۲ تا ۲۴ پارس جنوبی به‌دست متخصصان داخلی به این نکات اشاره می‌کنند: حفر ۷۶ حلقه چاه در فاصله حدود ۱۰۰ کیلومتری ساحل با مجموع مترآژ حفاری حدود ۲۵۰ کیلومتر، ساخت و نصب ۸ سکوی دریایی با مجموع وزن ۱۶۰ هزار تن شامل عرشه، پایه سکو و متعلقات آن، لوله‌گذاری بیش از ۳۸۰ کیلومتر خط لوله ۳۲ اینچ زیر دریا، احداث دو پالایشگاه عظیم گازی با ۸ ردیف پالایشی همراه با واحدهای متعدد فرایندی و جانبی از جمله بخش خشکی و فراساحل این طرح‌ها را شامل می‌شود.

به گفته مشکین فام، تأکید شرکت ملی نفت ایران بر استفاده از پیمانکاران، سازندگان و تأمین‌کنندگان داخلی باعث رونق کسب‌وکار در این بخش‌ها و همچنین در ابعاد بزرگ‌تر، موجب رونق اقتصاد کشور طی سالیان گذشته شده است.

در شکل زیر راهبردهای مسئولان صنعت نفت ایران در توسعه فازهای مختلف میدان پارس جنوبی از ابتدا تاکنون و روند رشد و توانمند شدن شرکت‌های داخلی در توسعه این فازها آورده شده است:

شکل ۴. روند رشد و توانمند شدن شرکت‌های داخلی در توسعه فازهای پارس جنوبی





۲-۳. سناریوهای توسعه فاز ۱۱ پارس جنوبی با اعمال مجدد تحریم‌ها (بعد از سال ۲۰۱۸) همان‌طور که از تاریخچه توسعه فازهای میدان پارس جنوبی پیداست دو سناریو اصلی برای توسعه فاز ۱۱ وجود دارد:

شکل ۵. سناریوهای توسعه فاز ۱۱



۱-۲-۳. ارزیابی و انتخاب سناریوی مرجع

سناریوی اول؛ استفاده از توان و ظرفیت شرکت‌ها و پیمانکاران داخلی

شرکت‌های ایرانی که در راه توسعه پارس جنوبی توانمند شده و تجارب ارزنده‌ای کسب کرده‌اند امروز می‌توانند از تجارب و توانمندی‌های خود در طراحی، مهندسی و اجرای مگا پروژه‌های نفتی و گازی کشور استفاده کرده و حتی در پروژه‌های خارج از مرزهای ایران فعالیت داشته باشند. همکاری شرکت‌های ایرانی با شرکت‌های خارجی در سال‌های اولیه توسعه پارس جنوبی و سپس اعتماد به پیمانکاران داخلی در سال‌های تحریم مسیری بود که به رشد توان علمی و فنی شرکت‌های ایرانی منجر شد و بدون شک برای ادامه مسیر توسعه صنعت نفت و گاز کشور، استفاده از این توان، برگ برنده کشور است.

شرکت‌های ایرانی برای نخستین بار در پروژه‌های پارس جنوبی بود که حفاری اکتشافی و تولیدی در اعماق دریا را کنار شرکت‌های اروپایی انجام دادند و بعد از آن با تکیه بر توان داخلی به حفاری چاه‌های جدید اکتشافی، توصیفی و تولیدی در بخش‌های مختلف پارس جنوبی پرداختند. لوله‌گذاری دریایی فازهای نخست توسعه‌ای پارس جنوبی از سوی شرکت‌های اروپایی انجام شد اما امروزه شاهد بهره‌برداری از فازهایی هستیم که صفر تا صد لوله‌گذاری دریایی آن توسط شرکت‌های ایرانی انجام شده و حتی در این پروژه‌ها رکوردهایی جدید با نام شرکت‌های ایرانی به ثبت رسیده است.

هیچ کدام از شرکت‌های ایرانی تا پیش از توسعه پارس جنوبی، تجربه و فعالیتی در زمینه ساخت

پالایشگاه‌های گازی و تجهیزات پیچیده آن اعم از تجهیزات دوار، فرایندی، جداکننده و ... نداشتند و در جریان توسعه این میدان گازی بود که شرکت‌های مختلف ایرانی هرکدام در بخش‌های مختلفی چون نیروگاه، یوتیلیتی، طراحی و مدیریت پروژه، طراحی و ساخت تجهیزات و ... ورود و فعالیت کردند به‌طوری که امروز شرکت‌هایی باتجربه در بخش طراحی، ساخت و اجرای پالایشگاه‌های بزرگ گازی در ایران داریم.

تأمین خطوط لوله گاز ترش در شرایط تحریمی یکی از دغدغه‌های مسیر توسعه پارس جنوبی بود، لوله‌هایی که با دلالتی شرکت‌های ثالث و با هزینه‌ای بیشتر از شرکت‌های اروپایی خریداری می‌شد و یا لوله‌هایی که از کشورهای آسیایی خریداری شده و با چالش کیفیت مواجه می‌شد، مسیر پردغدغه‌ای بود که طی شد تا بالاخره شرکت‌های ایرانی به تولید خطوط لوله گاز ترش ورود کردند.

طی این راه ۲۰ ساله موجب شد تا امروز شرکت‌های ایرانی در مدیریت پروژه‌های کلان در بخش بالادستی نفت و گاز، ساخت و نصب سکوها، دریایی، تجهیزات سرچاهی، تجهیزات دوار پالایشگاهی، تجهیزات مورد استفاده در حفاری، ساخت و نصب خطوط لوله گاز در خشکی، لوله‌گذاری دریایی، انجام حفاری‌ها و ... توانمند شوند و از این توانمندی امروز بتوانیم به‌عنوان برگ برنده تحریم‌های نفتی ایران در مسیر توسعه صنعت نفت و گاز بهره‌گیریم.

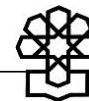
سناریوی دوم؛ منتظر ماندن برای عقد قرارداد با شرکت‌های بزرگ نفتی دنیا

فاز ۱۱ پارس جنوبی نمادی از بدعهدی شرکت‌های خارجی در صنعت نفت و گاز ایران است این فاز حدود ۱۹ سال درگیر فرایند امضای تفاهم‌نامه‌ها و قراردادهای مختلف با شرکت‌های بزرگ نفتی بوده که هیچ کدام هم ثمری برای آن نداشته است. برای پی بردن به ناکارآمدی این سناریو می‌توان به تاریخچه توسعه فاز ۱۱ مراجعه کرد.

با این توصیفات سناریو مرجع و منتخب در این پژوهش سناریو اول است یعنی استفاده از توان و ظرفیت‌های شرکت‌ها و پیمانکاران داخلی و بومی کشور.

شکل ۶. ارزیابی سناریوهای توسعه فاز ۱۱





۲-۲-۳. پیشنهاد سیاستی

پتانسیل‌های داخلی از جمله مپنا و قرارگاه سازندگی خاتم‌الانبیا (ص) می‌توانند اجرای بخش قابل توجهی از برنامه‌های وزارت نفت را در این اوضاع و احوال به‌عهده بگیرند، کما اینکه در دوران تحریم، فازهای پارس جنوبی را با توان داخلی توسعه دادیم و پیشرفت بسیار خوبی هم در آنها وجود داشت. در دوره اخیر هم می‌توان برای توسعه فاز ۱۱ از این ظرفیت‌های موجود استفاده کرد.^۱

از سوی دیگر شرکت پتروپارس که خود یکی از شرکای توسعه فاز ۱۱ طبق قرارداد سال ۱۳۹۶ است، نیز آمادگی دارد حداقل بخشی از این پروژه را توسعه دهد. از این رو به‌نظر می‌رسد وزارت نفت نباید بیش از این منتظر وقت‌کشی توتال‌ها و CNPC‌ها بماند و بهتر است غول‌های نقد ایرانی را به غول‌های نسیه و پر از وعده‌های پوچ خارجی ترجیح داده و هرچه سریع‌تر توسعه فاز ۱۱ پارس جنوبی را با توان داخلی کلید بزند.

همچنین برای تأمین مالی طرح توسعه فاز ۱۱ در صورتی که مصارف ریالی پروژه حداکثر شود، استفاده از ابزارهای متنوع بازار سرمایه مثل صکوک استصناع، منفعت، اوراق مشارکت و صندوق‌های سرمایه‌گذاری پروژه برای استفاده از سرمایه‌های ریالی مردم به‌راحتی امکان‌پذیر است.

۱. عباس علی‌آبادی مدیرعامل شرکت مپنا تیرماه سال گذشته اظهار داشت: فکر می‌کنم پتانسیل‌های داخلی از جمله مپنا می‌توانند اجرای بخش چشمگیری از برنامه‌های وزارت نفت را در این اوضاع و احوال به‌عهده بگیرند، کما اینکه در دوران تحریم، فازهای پارس جنوبی را با توان داخلی توسعه دادیم، پیشرفت بسیار خوبی هم در آنها بود و در دوره اخیر هم این فازها تکمیل شد. علی‌آبادی با بیان اینکه «نباید فرصت را از دست دهیم و باید با اتکال به ظرفیت‌های داخلی، صنعت نفت را توسعه دهیم»، گفت: فاز ۱۱ پارس جنوبی اولین پیشنهاد مپنا به وزارت نفت بود، البته بعد از آنکه این پروژه به مپنا واگذار نشد، تا الان (تیر ۱۳۹۷) ما دیگر مذاکره‌ای با وزارت نفت در خصوص فاز ۱۱ پارس جنوبی نداشته‌ایم. مدیرعامل شرکت گروه مپنا در پاسخ به اینکه «آیا این شرکت توانایی تأمین مالی سهم توتال در فاز ۱۱ پارس جنوبی را دارد؟»، گفت: ما مشکل تأمین سرمایه برای توسعه فاز ۱۱ نداریم. وی ادامه داد: ما ثابت کرده‌ایم که می‌توانیم؛ مپنا تاکنون میلیاردها دلار در پروژه‌ها سرمایه‌گذاری کرده و الان بیش از ۱۰ هزار مگاوات نیروگاه داریم که با سرمایه‌گذاری خودمان این ظرفیت را ایجاد کرده‌ایم. علی‌آبادی تصریح کرد: ما هم از منابع داخلی استفاده می‌کنیم و هم امکان استفاده از سرمایه‌های خارجی وجود دارد؛ حتی پول‌های سرگردان کشور را که به‌صورت نقدینگی در جامعه وجود دارد می‌توان با برنامه‌ریزی درست، به‌سمت توسعه پروژه‌ها سوق داد. سعید محمد فرمانده قرارگاه سازندگی خاتم‌الانبیا (ص) اعلام کرد: اعلام کرده‌ایم امکان تأمین مالی توسعه فاز ۱۱ را داریم و هم می‌توانیم این پروژه را کاملاً داخلی‌سازی کنیم. وی در این خصوص بیان کرده است که: در بخش سکوها تقویت فشار فاز ۱۱ که در حال حاضر تکنولوژی آن در ایران موجود نیست در صورتی که مجموعه وزارت نفت به ما برای توسعه این فاز اعتماد کند ما می‌توانیم با ارتباطی که با بخش‌های مربوطه در خارج از کشور می‌گیریم این تکنولوژی را به داخل کشور وارد کرده و نیازهای این پروژه را در راه توسعه برطرف کنیم.

منابع و مآخذ

۱. آمار و اطلاعات رسمی و یا غیررسمی منتشر نشده توسط شرکت ملی نفت و برخی شرکت‌های تابعه که البته با توجه به آخرین رویدادها و اخبار و تحولات، توسط پژوهشگران این طرح پژوهشی در بسیاری موارد تجدیدنظر و تعدیل و بعضاً اصلاح شده است.
۲. ترازنامه انرژی.
۳. ترازنامه هیدروکربوری.
۴. چشم‌انداز انرژی جهانی (اداره اطلاعات انرژی آمریکا، ۲۰۱۶).
۵. درخشان، مسعود و علی محمد سعیدی (۱۳۸۵)، «بررسی الگوهای قراردادی مناسب برای تأمین مالی در بخش بالادستی نفت و گاز»، طرح پژوهشی، معاونت انرژی - دفتر همکاری‌های فناوری ریاست جمهوری.
۶. درخشان، مسعود و علی محمد سعیدی (۱۳۸۵)، «بررسی مخازن نفتی کشور و امکان‌سنجی تولید و ازدیاد برداشت از طریق تزریق گاز در افق چشم‌انداز (۱۴۰۴ ه. ش)»، طرح پژوهشی، معاونت انرژی - دفتر همکاری‌های فناوری ریاست جمهوری.
۷. سالنامه آماری بی پی (۲۰۱۶).
۸. صاحب‌هنر، حامد و علی طاهری فرد. «شبیه‌سازی مالی قرارداد فاز ۱۱ پارس جنوبی»، دفتر مطالعات انرژی، صنعت و معدن (گروه انرژی).
۹. گزارش «آثار توافقی برجام بر توسعه بخش نفت، گاز و پتروشیمی (۲۰۱۶-۲۰۱۸)» از مؤسسه مطالعات انرژی سبحان.
۱۰. محاسبات و برآوردهای انجام شده براساس آمارهای رسمی و غیررسمی در مورد عرضه و تقاضای گاز کشور در برنامه‌های هفتم، هشتم و نهم توسط مجری و همکاران این طرح پژوهشی.
۱۱. مصاحبه با کارشناسان و مهندسان مخازن گازی کشور به‌ویژه پارس جنوبی.
۱۲. مؤسسه مطالعات بین‌المللی انرژی (۱۳۷۶). طرح جامع بیست‌ساله گاز طبیعی کشور.
13. Annual statistical bulletin 2018.
14. BP Statistical Review of World Energy June 2018-all data.
15. www. Rystad Energy.com



شماره مسلسل: ۱۶۷۳۱

شناسنامه گزارش

عنوان گزارش: فاز ۱۱ پارس جنوبی - آخرین وضعیت و سناریوهای توسعه در دوران تحریم

نام دفتر: مطالعات انرژی، صنعت و معدن (گروه انرژی)

تهیه و تدوین کنندگان: محمود کریمی، محمد امرایی

همکار: مهدخت متین

ناظران علمی: حسین افشین، علی اصغر اژدري، فریدون اسعدی

ویراستار تخصصی: ———

ویراستار ادبی: ———

واژه‌های کلیدی:

۱. پارس جنوبی

۲. فاز ۱۱

۳. تحریم



تاریخ انتشار: ۱۳۹۸/۹/۵