

پارس جنوبی زیر سابه فشارافزایی قطر

با افت فشار گاز در لایه‌های جنوبی میدان مشترک، سهم ایران از ثروت انرژی خلیج فارس هر روز کوچک‌تر می‌شود و هنوز فکر جدی برای تامین مالی این پروژه انجام نشده است.

به گزارش مشعل نیوز، در قلب خلیج فارس، جایی میان آب‌های نیلگون اما پرتنش جنوب، بزرگ‌ترین میدان گازی جهان نفس می‌کشد؛ پارس جنوبی، میدانی که هر مترمکعبش معادل ثروتی استراتژیک برای اقتصاد ایران و قطر محسوب می‌شود. اما در حالی‌که همسایه جنوبی با توسعه پیوسته و فشارافزایی گاز در لایه‌های نهایی میدان مسیر برداشت را سرعت می‌بخشد، ایران همچنان درگیر اصلاح ساختار مالی، کمبود سرمایه و فرسودگی تجهیزات است.

گزارش‌های رسمی نشان می‌دهد ظرفیت بالفعل تولید گاز قطر از پارس جنوبی اکنون از مرز ۸۰۰ میلیون متر مکعب در روز عبور کرده، در حالی‌که ایران - با وجود توسعه ۲۴ فاز در دهه گذشته - در بهترین حالت قادر به برداشت حدود ۶۵۰ میلیون متر مکعب است. با کاهش فشار طبیعی مخزن، این اختلاف در سال‌های آینده به شکافی اقتصادی و فنی تبدیل خواهد شد که تنها با سرمایه‌گذاری سنگین در پروژه‌های فشارافزایی (EOR) قابل جبران است.

فرسایش زمان و نسیان سیاست‌گذاری

پارس جنوبی نمونه عینی از سیاست‌های توسعه‌ای ایران در بخش نفت و گاز است؛ پروژه‌ای که دهه‌ها به‌عنوان نماد همت ملی شناخته می‌شد، اما امروز نماد رکود مدیریت مالی محسوب می‌شود. طی بیست سال اخیر، توسعه میدان در دو سوی مرز با دو منطق کاملاً متفاوت پیش رفته است: قطر با مشارکت غول‌های بین‌المللی همچون ExxonMobil، TotalEnergies و Shell، و

ایران با تکیه بر پیمانکاران داخلی، منابع صندوق توسعه ملی و گاه اوراق سلف نفتی.

نتیجه این دو مسیر، شکاف عمیق در بهره‌وری است. برآورد کارشناسان صنعت نشان می‌دهد هر فاز قطری در پارس جنوبی از نظر ضریب باز یافت و فشار خروجی، حدود ۲۰ تا ۳۰ درصد جلوتر از طرف ایرانی است. در ایران، تأخیرهای مالی و تحریم‌ها موجب شد پروژه فشارافزایی به تعویق افتد و بستر انتقال گاز از سکوهای جنوبی به خشکی فرسوده شود.

سکوت گران در برابر فشارافزایی قطر

از سال ۲۰۲۳، پروژه‌ای عظیم در قطر تحت عنوان North Field Expansion آغاز شده که هدف آن افزایش ظرفیت برداشت گاز تا بیش از ۱۲۰۰ میلیون متر مکعب در روز در افق ۲۰۲۷ است. این برنامه شامل نصب کمپرسورهای فوق‌سنگین در لایه‌های عمیق و تزریق گاز بازگردانی‌شده برای افزایش فشار مخزن مشترک است.

به عبارت دیگر، قطر عملاً از مخزن مشترک با ایران برداشت بیشتر و سریع‌تری انجام می‌دهد، بدون آنکه ایران توان مقابله فنی داشته باشد.

ایران نیز طرح فشارافزایی را از سال ۱۳۹۹ در دستور کار شرکت ملی نفت قرار داد؛ اما نه بودجه مشخصی تخصیص یافت و نه شرکت خارجی حاضر به همکاری شد. تلاش برای جذب شرکت‌های چینی و روسی نیز با موانع فنی روبه‌رو شد، زیرا طراحی کمپرسورهای با توان بالا نیازمند فناوری توربوکمپرسورهای است که تحت تحریم قرار دارند.

نتیجه آنکه، در حال حاضر قطر با استفاده از فناوری توربینی Siemens و General Electric فشار مخزن را در سطح پایدار نگه داشته، اما ایران در چند فاز جنوبی (از جمله فازهای ۱۳، ۱۴، ۲۲ تا ۲۴) با افت فشار محسوس و کاهش تولید روزانه مواجه است.

تأخیر در آغاز پروژه فشارافزایی ایران

طرح فشارافزایی پارس جنوبی، طبق اعلام شرکت نفت و گاز

پارس، قرار بود در قالب مجموعه‌ای از ۲۰ سکوی کمپرسور دریایی و چهار واحد فرآیندی خشکی اجرا شود. هزینه کل پروژه بین ۲۰ تا ۲۵ میلیارد دلار برآورد شده بود. اما از سال ۱۴۰۰ تاکنون تنها طراحی اولیه و مطالعه امکان‌سنجی انجام شده است.

در نبود مهندسی تأمین مالی مشخص، پروژه عملاً متوقف مانده و وزارت نفت حالا به دنبال «اصلاح ساختار مالی مشارکت داخلی» است. این عبارت در عمل به معنای تعویض مدل قراردادهای از EPC (پیمانکاری کامل) به مشارکت سرمایه‌ای در تولید (Integrated Investment) است؛ مدلی که قرار است بازیگران بزرگ داخلی، از جمله شرکت‌های پتروشیمی، فولاد و حتی صندوق‌های بازنشستگی را وارد سرمایه‌گذاری مستقیم کند.

با این حال، تحلیلگران هشدار می‌دهند که این روش - در غیاب دسترسی به فناوری کمپرسور و طراحی دریایی - صرفاً تأمین سرمایه را ممکن می‌سازد، نه اجرای فنی پروژه را.

پیامدهای اقتصادی تأخیر در فشارافزایی

افت فشار مخزن پارس جنوبی پیامدهای فراتر از کاهش تولید گاز دارد. از یکسو، کاهش توان تولید گاز خشک و میعانات گازی مستقیماً بر صادرات فرآورده و خوراک صنایع پتروشیمی جنوب اثر می‌گذارد؛ از سوی دیگر، افت عرضه داخلی می‌تواند موجب افزایش واردات گاز از ترکمنستان و محدودیت تزریق به شبکه سراسری شود.

بر اساس مدل برآورد شرکت ملی نفت، هر یک واحد کاهش فشار در مخزن معادل افت ۲۵ تا ۳۰ میلیون متر مکعب برداشت روزانه است. در فاصله سال‌های ۱۴۰۲ تا ۱۴۰۸، این افت می‌تواند به کاهش مجموع تولید نزدیک به ۱۵۰ تا ۱۷۰ میلیون متر مکعب در روز منجر شود - مقداری که تقریباً نیمی از گاز مورد نیاز شبکه خانگی در زمستان را تشکیل می‌دهد.

اقتصاددانان حوزه انرژی معتقدند این وضعیت در صورت تداوم، ایران را از صادرکننده بالقوه گاز به واردکننده بالقوه تبدیل خواهد کرد؛ سناریویی که با سیاست خودکفایی انرژی کشور در تضاد کامل است.

رقابت خاموش با همسایگان؛ از خزر تا پارس جنوبی

پارس جنوبی تنها جبهه این رقابت نیست. میادین مشترک در غرب کارون (آزادگان، یاران و یادآوران)، فرزاد ب و بخشی از خلیج فارس نیز در معرض همان پدیده هستند؛ برداشت سریع‌تر عراق، عربستان و قطر در مقابل ایستایی فنی ایران.

در میدان آزادگان جنوبی، عراق موفق شده با سرمایه‌گذاری حدود ۸ میلیارد دلار و حضور شرکت‌های ژاپنی و چینی، تولید را به بیش از ۲۵۰ هزار بشکه در روز برساند، در حالی‌که طرح فشارافزایی ایران هنوز در مرحله تست آزمایشی است.

به تعبیر یکی از مدیران سابق شرکت ملی نفت، ایران در حال نبردی بی‌صدا با همسایگان است؛ نبردی که نتیجه‌اش نه در میدان جنگ، بلکه در خطوط برداشت و فشار مخزن نوشته می‌شود. هر ساعت تأخیر در اجرای پروژه‌های EOR در میادین مشترک، به معنای انتقال مستقیم سهم ایران از انرژی زیرزمینی به خطوط صادراتی همسایگان است.

اصلاح ساختار؛ ضرورت یا آخرین فرصت؟

برای جبران عقب‌ماندگی، وزارت نفت راهی جز اصلاح ساختار سرمایه‌گذاری ندارد. در شرایط تحریم، دستیابی به فاینانس خارجی یا مدل‌های IPC غیرممکن شده و بخش خصوصی داخلی نیز از تعهدات سنگین مالی بیم دارد.

طرح جدید که در قالب «سرمایه‌گذاری تلفیقی با تضمین بازگشت گاز» در دست بررسی است، می‌کوشد بنگاه‌های بزرگ داخلی را به سرمایه‌گذاری در حوزه زیرساخت گازی تشویق کند. اما منتقدان، نبود سیاست واحد و تضاد میان وزارت نفت و سازمان برنامه را مانع اصلی می‌دانند.

در همین حال، وزارت انرژی قطر اعلام کرده که تا پیش از پایان سال ۲۰۲۶، پنج سکوی فشارافزایی دیگر در شمال میدان نصب خواهد شد و تا سال ۲۰۳۰، ظرفیت صادرات LNG این کشور به ۱۲۶ میلیون تن در سال خواهد رسید. ایران، در مقابل، هنوز نتوانسته حتی نخستین کمپرسور فشارافزایی خود را به مرحله ساخت برساند.

بحران فناوری؛ صرف سرمایه بدون تکنولوژی

مشکل اصلی ایران نه صرفاً نبود سرمایه، بلکه نبود فناوری است. طراحی کمپرسورهای فشارافزایی نیازمند تجهیزات دور بالا، شفت‌های خاص تیتانیومی و سیستم‌های خنک‌سازی پیشرفته است که تنها چند شرکت جهانی قادر به تولید آنها هستند. تحریم‌های صنعتی علیه ایران خرید این فناوری را دشوار کرده و تلاش برای داخلی‌سازی آن در سطح آزمایشگاهی باقی مانده است.

برخی منابع صنعتی خبر داده‌اند که شرکت توربوکمپرسور نفت در حال مذاکره با مؤسسات تحقیقاتی داخلی برای طراحی نمونه‌های سبک کمپرسور است؛ اما حتی در خوش‌بینانه‌ترین سناریو، بهره‌برداری صنعتی از این فناوری پیش از سال ۱۴۰۹ ممکن نخواهد بود.

آینده پارس جنوبی؛ از نماد ملی تا آزمون ساختار

پارس جنوبی دیگر نه فقط یک میدان گازی، بلکه آزمونی برای کارآمدی ساختار انرژی کشور است. با وجود همه محدودیت‌ها، ظرفیت بازگشت به صحنه رقابت هنوز از دست نرفته؛ ایران می‌تواند با اصلاح الگوی قراردادهای فعال‌سازی صندوق توسعه ملی به‌عنوان شریک سرمایه، و جذب دانش فنی از مسیر همکاری با شرکت‌های آسیایی، بخشی از عقبماندگی را جبران کند.

به گفته کارشناسان مرکز پژوهش‌های مجلس، اگر پروژه فشارافزایی تا پایان ۱۴۰۸ آغاز شود، ایران قادر است افت فشار را تا حدی مهار کرده و در افق ۱۴۱۰ تولید پایدار ۸۰۰ میلیون متر مکعبی را حفظ کند. در غیر این صورت، مجموع خسارت اقتصادی ناشی از کاهش برداشت از میدان مشترک می‌تواند بیش از ۱۰ میلیارد دلار در سال هزینه فرصت برای کشور ایجاد کند.

ایران در میادین مشترک، به‌ویژه پارس جنوبی، نه با کمبود منابع طبیعی بلکه با کمبود تصمیم مواجه است. در حالی‌که قطر با مدیریت واحد، سرمایه‌گذاری پیوسته و انتقال فناوری، مسیر آینده گاز جهان را تعیین می‌کند، ایران هنوز میان اصلاح ساختار، جذب سرمایه و چالش تکنولوژی در رفت‌وآمد است.

روند فعلی اگر ادامه یابد، فاصله تولید دو کشور تا سال ۱۴۱۰ ممکن است دو برابر شود - کابوسی برای سیاست انرژی و نشانه‌ای از ضرورت بازنگری فوری در راهبرد توسعه میادین مشترک.

در میدان خاموش پارس جنوبی، رقابت ادامه دارد؛ رقابتی که هر مترمکعبش معادل بخشی از آینده اقتصاد ایران است.