



بررسی راهبردهای قطر در بهره‌برداری حداکثری از بخش قطری میدان پارس جنوبی و ارائه راهکار برای تسریع ایران در توسعه بهینه بخش ایرانی

علی خواجه‌جوی^۱ ■ معاونت برنامه ریزی وزارت نفت

مقدمه

کشور قطر با در اختیار داشتن ۱۳/۵ درصد از کل ذخایر گاز جهان، پس از روسیه و ایران که به ترتیب سهمی معادل ۲۳/۹ و ۱۵/۸ درصد در اختیار دارند، در رتبه سوم جهان قرار دارد [۱]. تقریباً کل ذخایر گاز قطر در میدان مشترک گنبدشمالی (بخش قطری میدان پارس جنوبی) قرار گرفته است. بر اساس برآورد آژانس بین‌المللی انرژی، حجم گاز درجای میدان گنبدشمالی، حدود ۵۱ میلیارد متر مکعب و حجم میعانات آن نیز حدود ۵۰ میلیارد بشکه است که ذخایر گاز قابل استحصال قطر معادل ۲۵/۵ میلیارد متر مکعب و ایران برابر ۱۴/۲ میلیارد متر مکعب می‌باشد [۲]. در حال حاضر، قطر بزرگترین صادرکننده LNG جهان است. سهم این کشور از مبادلات جهانی LNG در سال ۲۰۱۰ با بیش از ۵ درصد افزایش نسبت به سال ۲۰۰۹ به ۲۵ درصد رسیده است [۱]. کشور قطر دارای ۱۴ واحد عملیاتی تولید LNG می‌باشد که در مجموع توان تولید ۷۷ میلیون تن LNG در سال را دارا هستند. از این تعداد، ۵ واحد در سال‌های ۲۰۰۹ و ۲۰۱۰ به بهره‌برداری رسیده است [۳]. درآمد قطر در سال ۲۰۱۱ از صادرات LNG حدود ۳۰ میلیارد دلار برآورد می‌شود که

این میزان نسبت به ۵ سال گذشته (۲۰۰۷) تقریباً ۳ برابر شده است [۴]. قطر به کشورهای امارات متحده عربی و عمان نیز از طریق خط لوله گاز صادر می‌کند. صادرات گاز قطر از طریق خط لوله از ۱۸/۷۵ میلیارد متر مکعب در سال ۲۰۰۹ به ۱۹/۱۵ میلیارد متر مکعب در سال ۲۰۱۰ افزایش پیدا کرده است. در مجموع سهم قطر از کل صادرات گاز طبیعی در جهان در سال ۲۰۱۰ برابر ۹/۷ درصد بوده که این امر قطر را به سومین صادرکننده بزرگ گاز جهان پس از روسیه و نروژ (با سهمی به ترتیب معادل ۲۰/۵ و ۱۰/۳ درصد) تبدیل کرده است [۱]. در واقع موقعیت قطر در بازارهای جهانی گاز متناسب با حجم ذخایر این کشور می‌باشد. حضور قطر در بازارهای جهانی گاز و استفاده قابل ملاحظه این کشور از منافع آن، این کشور را به فکر اتخاذ راهبردهایی برای حضور بلندمدت در این عرصه کرده است که در ادامه به برخی از مهم‌ترین آنها اشاره خواهد شد.

۱- تولید صیانتی و حداکثری از میدان گنبدشمالی

اولین راهبرد قطر در راستای دستیابی به هدف

خود مبنی بر حضور بلند مدت در بازارهای جهانی گاز، تولید صیانتی و حداکثری از میدان گنبدشمالی در درازمدت می‌باشد. وزیر انرژی قطر در ابتدای سال ۲۰۱۱ و در حاشیه جشن دستیابی به ظرفیت تولید ۷۷ میلیون تن LNG در سال و تبدیل این کشور از یک بازیگر حاشیه‌ای بازار نفت خام به بزرگ‌ترین صادرکننده LNG جهان گفته است این کشور به علت در نظر گرفتن ملاحظات تولید صیانتی از میدان گنبدشمالی و همچنین هزینه‌های لازم برای برگزاری جام جهانی فوتبال در سال ۲۰۲۲ که حدود ۷۰ میلیارد دلار برآورد می‌شود، برنامه‌ای برای تعریف طرح جدید تولیدی در میدان گنبدشمالی ندارد و در صورت نیاز بازار به افزایش تولید، این هدف را از طریق ارتقاء و افزایش ظرفیت تاسیسات موجود پیگیری خواهد کرد [۵]. البته به نظر می‌رسد دورنمای ضعیف قیمت LNG در بازارهای جهانی که ناشی از ظرفیت مازاد تولید از یکسو و روند کاهش مصرف گاز در جهان از سوی دیگر می‌باشد نیز در این تصمیم بی‌تأثیر نبوده است.

قطر قصد دارد تا سال ۲۰۱۴ مطالعه جامعی روی میدان گنبدشمالی و طرح‌های توسعه ای آتی



آن انجام دهد. چرا که اخیراً ابهامات و سؤالات متعددی در خصوص آینده میدان گنبدشمالی و نرخ تخلیه آن مطرح شده است و حفاری برخی از چاه‌ها و نرخ تولید پایین‌تر از انتظار آنها، مقامات قطری را در خصوص آینده این میدان نگران کرده است. این مطالعات توسط شرکت آگزون موبیل طی ۴ سال انجام خواهد پذیرفت، اما به گفته وزیر انرژی قطر ممکن است زمان بیشتری به این منظور اختصاص یابد [۶].

لازم به ذکر است قطر پروژه‌های از پیش طراحی شده خود در این میدان را به پیش خواهد برد و تنها از تعریف پروژه‌های تولیدی جدید خودداری خواهد کرد. به‌عنوان نمونه آخرین پروژه‌ای که در میدان گنبدشمالی در حال اجرا می‌باشد، پروژه برزان (Barzan) می‌باشد که توسط شرکت‌های قطرپترولیوم و آگزون موبیل در حال اجرا بوده و طبق برنامه تا سال ۲۰۱۵ معادل ۵۰ میلیون مترمکعب در روز تولید گاز خواهد داشت [۷]. گاز تولیدی در این پروژه ۱۰ میلیارد دلاری برای نیازهای داخلی و رو به رشد قطر مصرف خواهد شد [۱۵].

با این وجود آژانس بین‌المللی انرژی در آخرین گزارش خود برآورد کرده است که تا سال ۲۰۱۶ تولید گاز قطر از کل تولید گاز ایران بیشتر شود و در نتیجه جایگاه ایران در بازارهای جهانی گاز از رتبه چهارم به رتبه پنجم تنزل پیدا نماید [۸]. این در حالی است که تولید گاز ایران در سال ۲۰۰۰ بیش از ۲/۵ برابر تولید قطر بوده که این نسبت در سال ۲۰۱۰ به حدود ۱/۲ برابر کاهش پیدا کرده است [۱].

۲- ارتقاء تأسیسات موجود به‌جای راه‌اندازی واحدهای جدید

همان‌طور که گفته شد، وزیر انرژی قطر اعلام کرده است که تا سال ۲۰۱۴ پروژه جدیدی برای افزایش تولید از میدان گازی گنبدشمالی تعریف نخواهد شد و صرفاً اجرای پروژه‌های در دست اجرا و یا پایین دستی و در صورت نیاز تعمیرات تأسیسات موجود را پیگیری خواهد نمود. در همین راستا کشور قطر موفق شده است با ارتقاء تأسیسات موجود در پروژه

Qatargas 1 ظرفیت تولید LNG این واحد را از ۶ به ۱۰ میلیون تن در سال افزایش دهد. با موفقیت آمیز بودن اجرای این پروژه، این کشور قصد دارد در صورت نیاز بازار به افزایش تولید LNG، با ایجاد تغییر و رفع مشکلات عملیاتی در ۴ واحد از مجتمع‌های موجود، معادل ۱۰ میلیون تن به ظرفیت تولید خود بیفزاید. شرکت آگزون موبیل آمریکا سهم عمده‌ای در احداث و تولید مجتمع‌های LNG در قطر دارد به طوری که این شرکت در ۱۲ مجتمع از ۱۴ مجتمع تولید LNG این کشور مشارکت دارد. البته وزیر انرژی قطر اعلام کرده است، اگر بازار نیازی به تولید مازاد نداشته باشد، پروژه‌های برطرف کردن مشکلات واحدهای عملیاتی موجود نیز تا سال ۲۰۱۴ به اجرا در نخواهند آمد. وی افزایش ظرفیت واحدهای موجود را اقتصادی‌تر از ایجاد واحدهای جدید اعلام کرده و اظهار داشته است این به معنای تعطیلی و رکود در فعالیت‌ها و پروژه‌های صنعت نفت و گاز این کشور نخواهد بود و قطر با جدیت پروژه‌های عظیم و در دست اجرای خود در سایر زمینه‌ها از جمله بخش‌های پتروشیمی، پالایشگاهی و تولید برق را به پیش خواهد برد. قطر در حال حاضر تنها کشور عضو شورای همکاری خلیج فارس می‌باشد که برق تولیدی مازاد دارد [۹].

۳- مشارکت در طرح‌ها و بازار سایر کشورهای صادرکننده گاز

راهبرد دیگر قطر برای گسترش و تداوم حضور بلندمدت خود در بازارهای جهانی گاز، عقد قراردادهای استراتژیک دو جانبه با سایر کشورهای صادرکننده گاز جهان می‌باشد. در این قراردادها، قطر در ازای مشارکت خود در پروژه‌ها و بازار گاز سایر شرکت‌ها و کشورها، سهام پروژه‌های موجود و یا آتی خود در میدان گنبدشمالی را در اختیار آنها قرار می‌دهد. به‌عنوان نمونه قطر و روسیه در حال نهایی نمودن توافقنامه‌ای هستند که بر اساس آن در ازای مشارکت قطر در توسعه بزرگترین میدان مستقل گازی روسیه (میدان نواتک) و حضور در پروژه تولید LNG میدان یمال (با ظرفیت

تولید ۱۵ میلیون تن LNG در سال)، شرکت گازپروم روسیه نیز امکان خرید سهام و حضور در پروژه‌های اجرا شده و یا برنامه‌ریزی شده LNG میدان گنبد شمالی را داشته باشد. قطر پیشنهاد داده است که در زمینه‌های تکنولوژی، حمل و نقل، بازاریابی و فاینانس پروژه ۱۵ تا ۲۰ میلیارد دلاری تولید LNG میدان یمال مشارکت نماید. از دیگر توافقات در حال انجام، حضور طرف‌های قطری و روس در هیأت مدیره شرکت‌های یکدیگر (گازپروم و قطرپترولیوم) و امکان گازرسانی به مشتریان اروپایی یکدیگر در مواقع مورد نیاز می‌باشد. شرکت Total که در میدان نواتک و پروژه یمال به ترتیب ۱۲ و ۲۰ درصد سهام دارد، از حضور قطر در این پروژه‌ها استقبال کرده و اظهار امیدواری نموده است که توافق لازم بین روسیه و قطر در این زمینه نهایی شود [۱۰]. پیش از این در سال ۲۰۱۰، مقامات روسی و مدیران شرکت گازپروم برای شرکت در پروژه‌های توسعه گنبد شمالی و گسترش همکاری‌های راهبردی در بازار جهانی گاز، ملاقاتی را با وزیر و مدیران ارشد شرکت قطر گاز در دوحه برگزار کرده بودند. البته پس از این نشست اعلام شده بود، مقامات قطری برنامه‌ای برای تعریف طرح جدید برای تولید از میدان گنبد شمالی تا پایان سال ۲۰۱۴ ندارند و شرکت گازپروم نیز باید تا آن سال برای حضور در پروژه‌های این میدان منتظر بماند [۱۱].

۴- استفاده حداکثری از وضعیت فعلی بازار LNG جهان

بروز سونامی ژاپن در سال ۲۰۱۱ موجب بهبود چشمگیر چشم انداز تقاضای LNG نسبت به قبل شد. چرا که افزایش تولید شیل‌های گازی در آمریکا و کاهش مصرف گاز در اروپا و آمریکا به دلیل بحران اقتصادی منجر به تیره شدن چشم‌انداز بازار گاز طبیعی و به‌خصوص طرح‌های LNG در جهان شده بود و طی سال‌های ۲۰۰۷ تا ۲۰۱۰، در مجموع حدود یک سوم از کل واردات گاز آمریکا کاهش یافت. در پی افزایش تولید از شیل‌های گازی در آمریکا واردات این کشور از طریق خط لوله حدود ۲۸ درصد کاهش داشته است (۸۰ درصد

صادر شده است (شکل ۱). در سال ۲۰۱۰ معادل ۱۱ درصد از کل واردات LNG آمریکا توسط قطر تامین شد. این در حالی است که واردات LNG آمریکا طی سال‌های ۲۰۰۷ تا ۲۰۱۰ معادل ۵۰ درصد کاهش داشته است. ظرفیت تبدیل مجدد گاز مایع شده به حالت اولیه (Regasification) در آمریکا در حدود ۱۸۰ میلیارد متر مکعب است که بخش عمده آن طی چند سال اخیر ایجاد شده، اما در سال ۲۰۱۰ به دلیل افزایش تولید گاز از شیل‌های گازی در آمریکا و همچنین کاهش تقاضا به دلیل بحران اقتصادی، فقط از ۱۲ میلیارد متر مکعب آن استفاده شده است [۳].

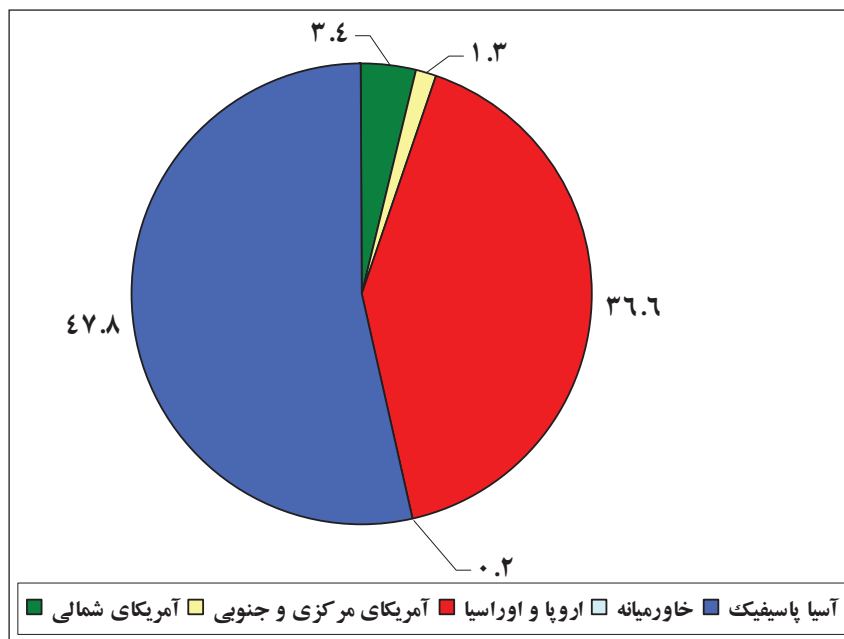
قیمت LNG در مناطق و بازارهای مختلف متفاوت است. طی ۳ سال گذشته آسیا بالاترین قیمت و منطقه آمریکا کمترین قیمت را به خود اختصاص داده‌اند. چرا که مکانیسم قیمت گذاری گاز در آسیا غالباً به صورت سنتی یعنی تابعی از قیمت نفت خام است (Oil-Linked Pricing). اما در بازارهای آمریکا آزادسازی صورت گرفته و بازارها رقابتی هستند. در شکل ۲ روند تغییر قیمت گاز در بازارهای عمده جهان طی ۳ سال گذشته (۲۰۰۸-۲۰۱۱) نشان داده شده است.

و امکان صادرات LNG به مقاصد مختلف بسته به کشش بازار و نشانه‌های عرضه و تقاضا در بازارهای مختلف را برای خود محفوظ می‌دارد. همین امر نحوه عقد قرارداد فروش و قیمت در بازار LNG را به موضوع چالش برانگیزی تبدیل نموده است؛ زیرا وارد کنندگان اروپایی بیشتر تمایل به عقد قراردادهای بلند مدت با قیمت‌های مشخص LNG دارند. اما قطر اعلام کرده است که اگر کشورهای اروپایی به دنبال قراردادهای بلند مدت هستند، می‌بایست قیمت‌هایی را در قرارداد مد نظر داشته باشند که امکان رقابت با شرایط و بازارهای مختلف را داشته باشد. در زمینه قیمت نیز قطر برخلاف تمایل کشورهای وارد کننده گاز همواره از قیمت‌های گاز متصل به قیمت جهانی نفت خام دفاع کرده است، هر چند قصد دارد به منظور رقابت با روسیه و نروژ در بازار اروپا، قیمت بخش کوچکی از صادرات خود به این بازار را مستقل از قیمت نفت خام تعیین کند [۱۰].

در سال ۲۰۰۹ میلادی ۴۰ درصد LNG قطر به کشورهای ژاپن، کره جنوبی و هند، ۳۷ درصد به کشورهای اروپایی شامل انگلیس، اسپانیا، فرانسه و بلغارستان و ۱/۷ درصد نیز به آمریکا

از گاز وارداتی آمریکا از طریق خط لوله تامین می‌شود [۱۲]. اما سونامی ژاپن افق دیگری را در پیش رو قرار داد. فشارهای اجتماعی حاصل از خسارت‌های وارد شده به نیروگاه اتمی فوکوشیما، جهانیان را در توسعه نیروگاه‌های هسته‌ای محتاط کرده است.

در حال حاضر نیروگاه‌های هسته‌ای ژاپن یکی پس از دیگری برای عملیات تعمیر و ایمن سازی از مدار تولید خارج شده‌اند. ظرفیت عملیاتی نیروگاه‌های هسته‌ای ژاپن در زمان بروز سونامی ۳۴ گیگاوات بوده است که در حال حاضر این نیروگاه‌ها یکی پس از دیگری برای عملیات تعمیر و ایمن سازی از مدار تولید خارج شده‌اند و در ۱۴ اکتبر ۲۰۱۱ ظرفیت مورد استفاده از این نیروگاه‌ها معادل ۸/۶ گیگاوات بوده است و احتمالاً در سال ۲۰۱۲ تنها یکی از ۳۸ نیروگاه هسته‌ای این کشور فعال باقی خواهد ماند. این موضوع باعث افزایش بی سابقه واردات LNG ژاپن شده است به طوری که واردات LNG ژاپن در سال ۲۰۱۱ به میزان ۲۱/۱ میلیون تن بیش از سال ۲۰۱۰ بوده است که ۱۰ میلیون تن آن را از طریق قطر تأمین کرده است. بروز حادثه سونامی در ژاپن باعث شده است که کشورهای آلمان و ایتالیا نیز در آینده، تولید برق از انرژی هسته‌ای و احداث واحدهای جدید اتمی را از استراتژی انرژی خود خارج نمایند [۱۰]. همچنین با توجه به آلاینده‌گی شدید زیست محیطی نیروگاه‌های تولید برق با سوخت زغال سنگ، استفاده از LNG یک آلترناتیو مناسب برای آنها محسوب می‌شود. علاوه بر ملاحظات زیست محیطی، تجربه بحران ژاپن ثابت کرد که بر خلاف خط لوله، تأمین انرژی از طریق LNG یک فرصت مناسب برای امنیت انرژی کشورهای مصرف کننده محسوب می‌شود زیرا که قابلیت تحویل در هر نقطه را دارا است و این انعطاف پذیری می‌تواند در مواقع بحران بسیار با اهمیت باشد.



شکل ۱ | سهم صادرات LNG قطر به مناطق مختلف جهان در سال ۲۰۱۰ [۱]

۵- متنوع سازی بازار و عقد قرارداد با قیمت‌های مناسب
کشور قطر متنوع سازی مقاصد صادراتی را به عنوان یک راهبرد کلیدی در دستور کار دارد



همانطور که مشاهده می‌شود در ماه‌های منتهی به ژانویه ۲۰۱۱ قیمت گاز در ژاپن حدوداً ۳ برابر بازار آمریکا بوده است.

۶- افزایش تولید نفت خام و میعانات گازی

قطر یکی از تولیدکنندگان عمده مایعات هیدروکربوری می‌باشد. این کشور در سال ۲۰۱۰ معادل ۱ میلیون و ۵۶۹ هزار بشکه در روز ظرفیت تولید مایعات هیدروکربوری (نفت خام، مایعات و میعانات گازی) داشته است [۱]. برخلاف روند رو به کاهش تولید نفت خام این کشور، میزان تولید میعانات گازی و مایعات گازی (NGL) قطر رو به افزایش می‌باشد. تولید میعانات و مایعات گازی قطر در سال ۲۰۰۷ معادل ۲۸۷ هزار بشکه در روز بوده که این میزان در سال ۲۰۱۰ به حدود دوبرابر یعنی ۵۶۷ هزار بشکه در روز افزایش یافته است [۳].

در این میان تولید میدانی نفتی الشاهین نقش مهمی در تولید نفت خام کشور قطر دارد. الشاهین در میدان پارس جنوبی قرار گرفته است و در واقع با ایران مشترک می‌باشد. (لايه‌های نفتی میدان پارس جنوبی) ظرفیت تولید میدانی نفتی الشاهین در حال حاضر ۴۵۰ هزار بشکه در روز می‌باشد [۱۴]. مقامات شرکت نفت قطر (Qatar Petroleum) به دنبال افزایش ظرفیت تولید از این میدان تا سقف ۵۲۵ هزار بشکه در روز بودند که به تازگی اعلام شد این پروژه با موفقیت همراه نبوده و حداکثر توان تولید این میدان ۴۵۰ هزار بشکه در روز می‌باشد [۵].

کار توسعه میدان الشاهین در قطر را شرکت دانمارکی Maersk بصورت قرارداد مشارکت در تولید از سال ۱۹۹۲ (۱۳۷۱ شمسی) بر عهده گرفته و اولین تولید از این میدان نیز از سال ۱۹۹۴ آغاز گردیده است. این شرکت ۶ میلیارد دلار در میدان الشاهین سرمایه‌گذاری کرده و تاکنون ۱۵ سکو و ۱۶۳ چاه تولیدی و تزریق آب در این میدان حفر کرده است. از آنجایی که توسعه این میدان به دلایل فنی از پیچیدگی بسیار زیادی برخوردار است،

اعمال تغییرات در تأسیسات سطح الارضی و یا چاه‌های موجود مانند افقی کردن چاه‌ها و تغییر نوع تکمیل آنها ضروری می‌باشد.

۲- مطالعه و اعمال روش‌های نوین حفاری و تکمیل چاه در چاه‌های جدید

تکنولوژی حفاری مورد استفاده و نوع تکمیل چاه یکی از عوامل مهم در عملکرد چاه می‌باشد. لذا تشکیل تیم‌های پژوهشی و کارشناسی به این منظور و استفاده از آخرین تکنولوژی‌ها می‌تواند علاوه بر کاهش هزینه و زمان در انجام عملیات حفاری، منجر به تولید بیشتر نیز گردد. به عنوان نمونه

شرکت‌های بین‌المللی در قطر، رشته تکمیلی ۶۰ حلقه از چاه‌های تولیدی را از ۱۷ اینچ به $\frac{5}{8}$ اینچ تغییر داده‌اند که نتیجه آن افزایش میزان تولید و در عین حال کاهش تعداد چاه‌ها بوده است. (حفره بزرگ یا Big bore hole) همچنین تغییر استراتژی تکمیل چاه به حفره باز (Open hole) می‌تواند در نقاط مرکزی میدان موثر باشد. استفاده از حفاری افقی نیز یکی دیگر از مواردی است که می‌تواند منجر به افزایش تولید از چاه‌ها شود. این امر در فاز ۱۲ توسط شرکت پتروپارس به اجرا گذاشته شد که نتایج خوبی نیز در بر داشته است. برنامه‌ریزی اصولی برای کاهش زمان حفاری نیز ضروری است. زمان حفر یک حلقه چاه جدید در میدان گنبدشمالی حدود ۳۵ روز می‌باشد.

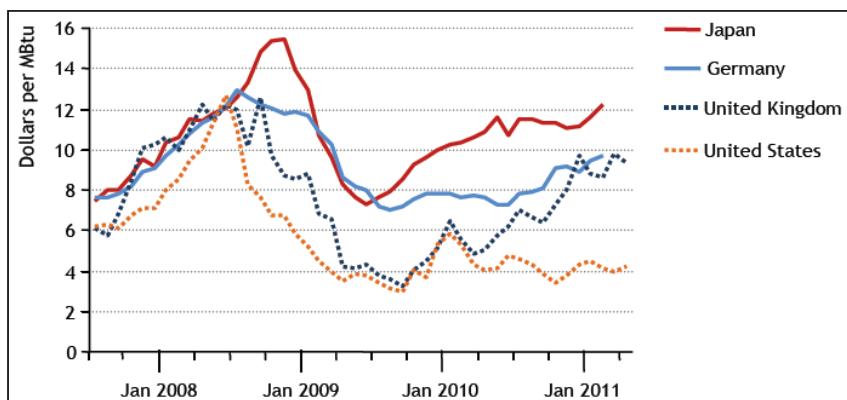
رکوردهای ثبت شده این شرکت در میدان الشاهین نیز در صنعت نفت بی‌نظیر است. به گونه‌ای که شرکت Maersk در سال ۲۰۰۸ طولانی‌ترین چاه جهان را به طول ۱۲/۳ کیلومتر در این میدان حفاری نموده است. همچنین طول قسمت حفاری افقی انجام شده در این میدان معادل ۱۰/۹ کیلومتر می‌باشد که بالاترین رکورد در صنعت حفاری جهان محسوب می‌شود. دلیل این امر نیز ضخامت کم لایه نفتی (۶ متر) در این میدان می‌باشد و لذا برای توسعه آن از حفاری افقی استفاده کرده‌اند که با افزایش سطح تماس دیواره چاه و میدان، نرخ تولید افزایش یابد [۱۴].

جمع بندی و ارائه راهکار

کشور قطر با استفاده از مشارکت شرکت‌های توانمند بین‌المللی توانسته است حداکثر استفاده را از ذخایر گاز خود ببرد و به جایگاه ویژه‌ای در بازارهای جهانی دست یابد. لذا با توجه به برنامه‌های آتی قطر در برداشت از این میدان، پیشنهادات ذیل جهت استفاده از فرصت‌های موجود در میدان پارس جنوبی ارائه می‌گردد.

۱- مطالعه جامع جهت تولید بیشتر از فازهای تولیدی موجود

با توجه به زمان طولانی و هزینه زیاد راه‌اندازی فازهای جدید، بررسی امکان تولید بیشتر از فازهای راه‌اندازی شده با



شکل ۲ | روند تغییر قیمت گاز در بازارهای عمده جهان از ژانویه ۲۰۰۸ تا ۲۰۱۱ [۱۳]

۳- تخصیص دکل حفاری به تعداد مورد نیاز در فازهای پارس جنوبی

یکی از مهم ترین عوامل تاخیر در راه اندازی فازهای پارس جنوبی، حفاری چاه ها می باشد. در حال حاضر ۸ دستگاه حفاری در فازهای پارس جنوبی فعال هستند که حداقل ۱۵ دکل حفاری دیگر در این میدان مورد نیاز است. تامین این دکل ها می تواند نقش تاثیر گذاری در راه اندازی سریع تر فازها داشته باشد.

۴- بازنگری در تعریف محدوده فازهای ۱۱ و ۱۲

بر اساس بررسی های صورت گرفته ذخیره گاز فاز ۱۲ کمتر از برآوردهای اولیه بوده و میزان گاز تولیدی این فاز برای تاسیسات طراحی شده تناسب ندارد و می توان با الحاق فازهای ۱۱ و ۱۲ تولید فاز ۱۱ را با استفاده از تاسیسات موجود در فاز ۱۲ پوشش داد. لازم به ذکر است توسعه فاز ۱۱ در دست شرکت های چینی می باشد و متاسفانه عملکرد قابل ملاحظه ای نیز در این زمینه نداشته اند. بنابراین با ادغام فازهای ۱۱ و ۱۲ با یکدیگر می توان فاز جدیدی با ظرفیت ۳/۵ میلیارد فوت مکعب در روز ایجاد نمود. در این صورت با حذف تاسیسات فاز ۱۱ علاوه بر صرفه جویی مستقیم ۴ میلیارد دلاری، در زمان راه اندازی این فاز نیز تعجیل می شود.

۵- متمرکز کردن توان مالی و پیمانکاری در فازهایی با بیشترین پیشرفت فیزیکی

با توجه به تحریم های بین المللی و مشکلات تامین منابع مالی و قطعات و تجهیزات لازم برای توسعه فازهای پارس جنوبی لازم است تمام تمرکز سرمایه گذاری و توان پیمانکاری کشور بر روی فازهایی که بیشترین پیشرفت فیزیکی را تاکنون دارا می باشند، متمرکز گردد و تا اتمام این فازها از انجام فعالیت های موازی در سایر فازها که منجر به تحلیل رفتن توان کارفرما و پیمانکاران خواهد شد خودداری گردد. در همین زمینه اتمام فازهای ۹، ۱۰، ۱۵، ۱۶، ۱۲، ۱۷ و ۱۸ باید در اولویت قرار گیرند. لازم به ذکر است تنها با اتمام فازهای مذکور طی ۵ سال آتی حداقل معادل

فازهای تولیدی موجود به ظرفیت تولید گاز غنی از میدان پارس جنوبی افزوده خواهد شد که منجر به پیشی گرفتن تولید ایران از قطر و فراهم کردن امکان جبران نسبی تاخیر تاریخی ایران از قطر در بهره گیری از این میدان خواهد شد.

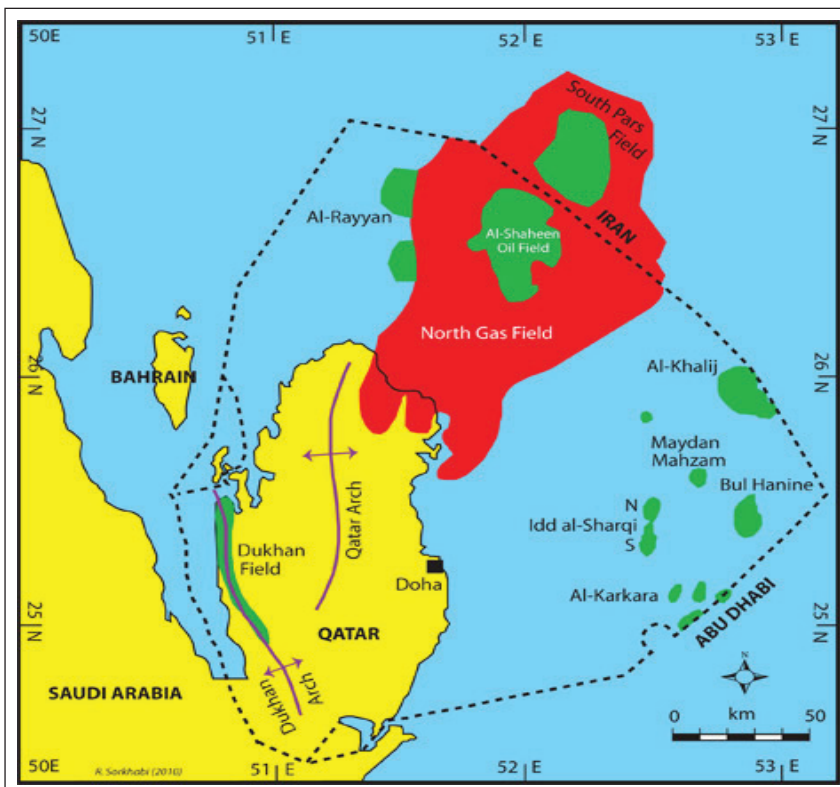
۶- انتشار اوراق مشارکت برای تامین منابع مالی لازم با نرخ سود رقابتی و بالا

برای توسعه میداین مشترک می بایست از منابع مالی داخلی و قطعی استفاده گردد (اعم از منابع شرکت ملی نفت ایران و سرمایه داخل کشور) و منابع خارجی در صورت وجود برای توسعه میداین مستقل داخلی به کار گرفته شوند. به انتظار نشستن برای عقد قرارداد بیع متقابل با شرکت های خارجی در شرایط حاضر تنها به معنی عقب ماندن از تولید خواهد بود. در همین زمینه می توان علاوه بر درآمدهای داخلی شرکت ملی نفت از سایر درآمدها نظیر انتشار اوراق مشارکت نیز بهره برد. انتشار

اوراق مشارکت با نرخ رقابتی مناسب برای این میدان (با رقمی بیش از نرخ تورم رسمی کشور) می تواند منابع مالی مناسبی را در اختیار پروژه های پارس جنوبی قرار دهد. متاسفانه به دلیل سود پایین در نظر گرفته شده (پایین تر از نرخ تورم رسمی کشور) در اوراق مشارکت منتشر شده در دوره های پیش این شیوه نتوانسته است به اندازه لازم در پیشبرد اهداف صنعت نفت کشور موثر واقع شود.

۷- استفاده و عقد قرارداد با متخصصین توانمند خارجی به صورت فردی

هر چند در شرایط تحریم عقد قرارداد با شرکت های بین المللی نفتی دشوار شده است، اما می توان با شناسایی و مذاکره با متخصصین توانمند غربی به صورت فردی، از دانش و تجربه آنها در زمینه های مختلف اعم از مهندسی مخزن، تاسیسات، حفاری و غیره استفاده نمود. قطعاً این امر منجر به انتقال دانش فنی آنها به کارشناسان ایرانی و پیشبرد بهتر



شکل ۳ | موقعیت میدان گازی گنبدشمالی (پارس جنوبی) و میدان نفتی الشاهین



پروژه‌های پارس جنوبی خواهد شد. همچنین در همین زمینه می‌توان از برخی از ایرانیان مقیم خارج از کشور که در شرکت‌های مطرح دنیا در حال فعالیت می‌باشند نیز استفاده نمود.

۸- برنامه ریزی اصولی برای بهره‌برداری از لایه‌های نفتی پارس جنوبی

بحث توسعه لایه‌های نفتی میدان پارس جنوبی از سال ۱۳۸۰ آغاز شده و در حال حاضر پس از گذشت ۱۰ سال نتیجه مطلوبی در این زمینه حاصل نشده است. تنها در بخش کوچکی از میدان فعالیت اجرایی توسعه انجام شده و در سایر بخش‌ها حتی کار اکتشافی جامعی نیز صورت نگرفته است. همچنین تولید از این بخش نیز به رغم اتمام حفاری چاه‌ها در سال ۱۳۸۵ عملیاتی نشده و در صورت ادامه روند موجود، پیش‌بینی می‌شود تا چند سال آتی نیز بهره‌برداری از این بخش آغاز نگردد. این در حالی است که در آبان ماه ۱۳۸۹ اعلام گردید که بر اساس مطالعات مشترک شرکت نفت و گاز پارس و پژوهشگاه صنعت نفت محدوده لایه‌های نفتی نسبت به پیش‌بینی‌های گذشته ۲/۵ برابر افزایش داشته است. لذا لازم است جهت سامان دادن به وضعیت این میدان، کارگروه میادین مشترک این موضوع را به طور ویژه پیگیری نماید. به عنوان مثال پیمانکار این پروژه مهم شرکت پتروایران است

که حدود سه سال است در بلا تکلیفی واگذاری به بخش خصوصی به سر می‌برد و این بلا تکلیفی به پروژه‌های این شرکت که عمدتاً نیز پروژه‌های میادین مشترک هستند لطمه فراوانی وارد نموده است و هر چه سریع‌تر باید تعیین تکلیف شود.

۹- عدم توسعه میادین مستقل داخلی مگر با استفاده از منابع مالی مستقل از شرکت

در برنامه پنجم صنعت نفت، شرکت ملی نفت ایران پیشنهاد توسعه ۵۹ مخزن را ارائه نموده است. توسعه این مخازن با توجه به محدودیت‌های مالی و اجرایی (توان پیمانکاری و ساخت) کشور و در شرایط تحریم و وجود میادین مشترک، در اولویت قرار ندارند. لذا باید توسعه میادین مستقل تا برطرف شدن مشکلات و محدودیت‌های موجود و نیز تا کم کردن شکاف تولید در میادین مشترک با کشورهای همسایه به تعویق افتد. البته برخی از این مخازن به دلیل مسائل فنی و عقد قرارداد در گذشته می‌بایست توسعه یابند، اما در سایر موارد در صورتی که منابع سرمایه‌گذاری خارج از منابع داخلی شرکت ملی نفت ایران برای آنها وجود ندارد، توسعه آنها منطقی نمی‌باشد.

۱۰- اجرای پایلوت بازگردانی گاز به میدان در فازهای با فاصله زیاد از مرکز مشترک

افت فشار و تشکیل میعانات گازی در داخل

مخزن سبب از دست رفتن منابع کثیری از میعانات گازی موجود در میدان پارس جنوبی می‌شود. لذا پیشنهاد می‌شود در فازهایی که فاصله زیادی از مرکز دارند پس از تولید گاز و پالایش آن و جداسازی میعانات و مایعات با ارزش آن، عملیات بازگردانی گاز انجام شود تا فشار مخزن در دراز مدت حفظ شود و در آینده و با تخلیه میعانات و مایعات مخزن بتوان گاز آن را مجدداً تولید نمود. لازم به ذکر است ارزش میعانات و مایعات درون هر فاز میدان پارس جنوبی با ارزش گاز آن برابر است.

۱۱- مستند نمودن دانش مدیریت پروژه در فازهای مختلف پارس جنوبی

در طی سال‌های گذشته تجارب بسیاری در پروژه‌های عظیم پارس جنوبی بدست آمده است. کسب این تجارب با صرف هزینه‌های بسیار حاصل شده اما متأسفانه تنها در اختیار افراد دخیل در این پروژه‌ها می‌باشد و لذا قابلیت انتقال به سایر شرکت‌ها و افراد فعال در این زمینه وجود ندارد. مستند سازی و انتقال این تجارب می‌تواند نقش بسزایی در افزایش کارایی پروژه‌های برنامه ریزی شده در سال‌های آتی داشته باشد.

پی‌نوشت‌ها

¹. a.khajavi@gmail.com

منابع

- [1] BP Statistical Review of World Energy 2011
- [2] "South Pars / North Dome Gas-Condensate field", Wikipedia
- [3] EIA, "Qatar accounts for a growing share of LNG exports", Feb 25, 2011
- [4] "Exports Qatar: Qatar's income to hit record high", www.emirates.com, 24 May 2011
- [5] "Moratorium on the Further Exploitation of the North Field Is Maintained for the Time Being", AOG, Jan. 2011
- [6] "Qatar Moratorium Continues As North Field Proves Challenging", MEES, 12 Dec. 2011
- [7] EIA, "Qatar Country Analysis", January 2011
- [8] Medium Term Oil and Gas Markets, 2011-16 June 2011
- [9] "Qatar: After the Party", Energy Compass, Dec. 17, 2010
- [10] "LNG Producers Face Market Challenges, Qatar Mulls Russian Partnership", MEES, 21 Nov. 2011
- [11] "Gazprom eyes 2014 entry to Qatari gas business", www.arabianoilandgas.com, Apr 19, 2010
- [12] EIA, "U.S. natural gas imports fall for third year in a row", April 1, 2011
- [13] IEA, World Energy Outlook 2011
- [14] "Qatar Eyes Iran As Tehran Pushes Shared Oil Field Development", MEES, 26 July 2010
- [15] "Qatar Barzan gas project cost \$10bn", Reuters, 1 Nov 2011