استرالیا ابرقدرت LNG

سعید خوشرو

نزدیک به ۲۰ سال است که استرالیا به جرگه صادرکنندگان LNG درآمده و در حال حاضر دومجموعه تاسیسات فعال برای عملیات صدور LNG را در اختیار دارد.North West Shelf (NWS) ، بزرگترین پروژه صادراتی استرالیاست که در غرب این کشور قرار دارد و نخستین محموله صادراتی خود را در سال ۱۹۸۹ روانه بازار کرده است. اداره عملیات این تأسیسات با ظرفیت سالانه ۱۱/۹ میلیون تن، در کنترل شرکت استرالیایی Woody Side است. این تأسیسات از چهار واحد تشکیل شده است و پنجمین واحد با ظرفیت ٤/٤ میلیون تن در سال در حال ساخت است و تا سه ماهه چهارم سال ۲۰۰۸، به بهره‌برداری خواهد رسید.

پروژه داروینLNG با ظرفیت تولید سالانه ۳/۷ میلیون تن نیز در اواسط سال ۲۰۰٦ به بهره‌برداری رسید. گازطبیعی میدان دریایی "بایو-یوندا" از طریق یک خطلوله به طول ۵۰۰ کیلومتر که از بستر دریای تیمور می گذرد به داروین LNG تحویل داده می‌شود. شرکت کونوکو فیلیپس که بهره‌برداری از این پروژه را به عهده دارد در بیش از ۱۰ حوزه نفتی منطقه سهم دارد از این رو انتظار می‌رود که در آینده ظرفیت این پروژه افزایش یابد که البته تا کنون زمان مشخصی برای آن اعلام نشده است. اما مقامات شرکت مذکور اعلام کرده‌اند که در صورت نهایی‌شدن این تصمیم، ظرفیت واحد دوم این مجموعه بیشتر از واحد اول و نزدیک به ٦ میلیون تن در سال خواهد بود.

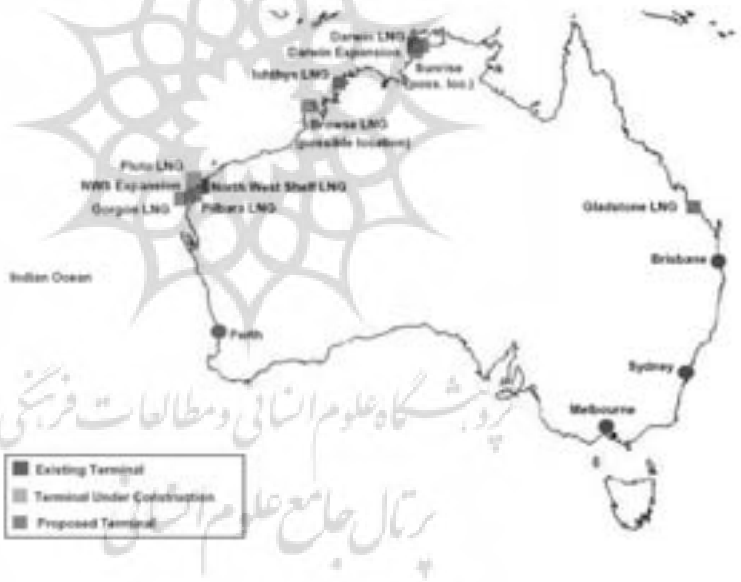
استرالیا با راه اندازی دومین تاسیسات تولید LNG خود نشان داده که قصد دارد به یکی از بزرگترین بازیگران در بازار جهانی LNG تبدیل شود. کشور استرالیا در سال مالی منتهی به ۳۰ ژوئن ۲۰۰۷، ۱۵/۲میلیون تن LNG تولید کرده و انتظار می‌رود در سال مالی منتهی به ۳۰ ژوئن ۲۰۰۸، تولید LNG خود را به ۱۵/۵ میلیون تن برساند. از این میان، ۱۲ میلیون تن به ژاپن و نزدیک به ۲/۵ میلیون تن به چین صادر شده است.

استرالیا طرح‌های متعددی را برای صدور LNG، درنظر گرفته است که به زودی به مرحله اجرا خواهد گذارد. شرکت Woody side، همچون گذشته، نقش اصلی را در توسعه این صنعت، بر عهده دارد. این شرکت در نظر دارد در یک دهه آینده، سه پروژه LNG را راه‌اندازی کند. پروژه پلوتوLNG با ظرفیت ٤/۸ میلیون تن در سال، در حال ساخت است و قرار است ظرفیت آن در مرحله دوم به ۱۰میلیون تن برسد. سرعت پیشرفت این پروژه بی‌نظیر بوده است و اگر اوضاع به همین منوال پیش‌رود، سریعترین پروژه LNG جهان خواهد بود. میدان گازی اختصاص‌یافته به این پروژه، در سال ۲۰۰۵ کشف شد و قرار است نخستین محموله LNG آن در اوایل سال ۲۰۱۰ روانه بازار شود.

سرعت اجرای پروژه به این سبب است که شرکت "وودی ساید" در این پروژه به تنهایی عمل می‌کند و شریکی ندارد که اختلاف نظرهای احتمالی، در جریان اجرا خللی وارد کند. علت دیگر این است که پروژه پلوتو در منطقه‌ای قرار گرفته که از قبل در آن مجتمع صنعتی وجود داشته است و این موضوع کسب مجوز از مقامات زیست‌محیطی را آسان‌تر می‌سازد. این در حالی است که بزرگترین پروژه شرکت وودی ساید برای گسترش صادرات گازطبیعی، به نام "براوز LNG" در پیچ و خم کسب مجوزهای زیست‌محیطی گرفتار شده است.

قرار است میدان‌های "توروسا"، "برکناک" و "کالیانس" با ذخیره‌ای افزون بر ۵۰۰ میلیارد متر مکعب، گازطبیعی مورد نیاز این پروژه ۷ میلیون تنی را تامین کنند. این میادین در ۴۰۰ کیلومتری بنادر شمال‌غربی استرالیا قرار دارند. بنابراین، شرکت وودی ساید یا باید خطلوله‌ای به طول ۴۰۰ کیلومتر را در بستر دریا احداث کند و یا تاسیسات LNG خود را بر روی سکوهای دریایی و در کنار میادین یادشده بنا کند که در این صورت نخستین تاسیسات دریایی تولید LNG خواهد بود. اما طرفداران محیط‌زیست با ساخت واحد تولید LNG در دریا به شدت مخالفت کرده‌اند و این امر سبب شده است که مقامات استرالیایی از صدور مجوز برای این پروژه خودداری کنند. به این ترتیب، با توجه به هزینه سنگین ساخت خطلوله در بستر دریا، سرنوشت این پروژه در هاله‌ای از ابهام باقی مانده است. پروژه Sunrise نیز سومین طرح LNG شرکت وودی ساید است که به سرنوشت مشابه دچار شده‌است. میدان‌های "سان‌رایز" و "تروبادور" در دریای تیمور، تامین‌کننده گازطبیعی این پروژه خواهند بود.

پروژه‌های LNG استرالیا



پژوهشگاه علوم انسانی و مطالعات فرهنگی
پرتال جامع علوم انسانی

طرح‌های LNG استرالیا به طرح‌های شرکت‌های وودی ساید و کونوکو فیلیپس، محدود نمی‌شود. در پاییز گذشته شرکت‌های شورون (با سهم ۵۰ درصد)، اکسان موبیل (با سهم ۲۵ درصد) و شل (باسهم ۲۵)، مجوز ساخت پروژه گورگون LNG را دریافت کردند. این پروژه در وهله نخست به منابع گازی افزون بر ۱ تریلیون متر مکعب دسترسی خواهد داشت. این پروژه برای ساخت دو واحدLNG هریک به ظرفیت سالانه ۵ میلیون تن طراحی شده که قرار است در سال ۲۰۱۰ به بهره‌برداری برسد. البته شرکت شورون به سبب مشکلات زیست‌محیطی و هزینه‌های فراوان، تاریخ بهره‌برداری را تا سال ۲۰۱۱ به تعویق انداخته که همچنان بلندپروازانه به نظر می‌رسد. باوجود این شورون اعلام کرده که با اضافه کردن یک واحد دیگر، ظرفیت این پروژه را به ۱۵ میلیون تن در سال خواهد رساند. گفتنی است که برای اضافه کردن یک واحد، باید مجوزهای زیست‌محیطی جداگانه‌ای دریافت شود و در صورت اجرایی شدن آن هزینه هر واحد به میزان چشمگیری کاهش خواهدیافت. برآوردهای کنونی، هزینه‌های احتمالی این طرح را نزدیک به ۲۰ میلیارد دلار نشان می‌دهد.

با توجه به افزایش شدید قیمت تجهیزات صنایع نفت و گاز، به نظر می‌رسد که هزینه طرح یاد شده بیشتر از مقدار پیش‌بینی شده باشد. شرکت ژاپنی اینپکس در اوایل فوریه ۲۰۰۸، اعلام کرد که در برآورد هزینه‌های پروژه "آچتیز LNG" تجدید نظر کرده‌است. این پروژه برای

تولید سالانه ۷/٦ میلیون تن LNG طراحی شده که با هزینه ۱۰ میلیارد دلار در سال های ۲۰۱۲ و ۲۰۱۳ به بهره‌برداری خواهد رسید. در بررسی‌های تازه این شرکت، نه تنها هزینه‌ها افزایش یافته که زمان بهره‌برداری نیز به تعویق افتاده‌است.

افزون بر موارد یاد شده، استرالیا دو طرح LNG دیگر را در دستور کار دارد. شرکت اکسان‌موبیل در نظر دارد با اجرای طرح "پیلبارا LNG" ظرفیت تولید سالانه LNG خود را ٦ میلیون تن افزایش دهد. این طرح در سال های ۲۰۱۱ و ۲۰۱۲ به بهره‌برداری خواهدرسید. "گلد استون LNG" با ظرفیت سالانه ۵۰۰ هزار تن، پروژه دیگری است که شرکت‌های سان شاین و سوجیتز به دنبال اجرای آن هستند.

اگر تمام پروژه‌های یاد شده به مرحله اجرا درآیند، ظرفیت تولید LNG استرالیا در دهه آینده به ٦۰میلیون تن در سال خواهدرسید. البته تجربه نشان می‌دهد همواره پروژه‌هایی از این دست باتاخیرهای فراوان به بهره‌برداری می‌رسند. به ویژه اینکه هجوم به سمت سرمایه‌گذاری در این بخش، کمبود تجهیزات مورد نیاز و نیروی کار متخصص را به همراه خواهد داشت و این امر هم به‌هزینه‌ها می افزاید و هم زمان بهره‌برداری را به تاخیر می‌اندازد. این مسئله به ویژه در سرزمین استرالیا بیش از دیگر مناطق نمایان است. پیش از این نیز این منطقه با کمبود نیروی کار متخصص روبه‌رو بوده است. در حال حاضر به‌نظر می‌رسد که با اعمال مقررات زیست‌محیطی و قوانین مربوط به نیروی کار می‌توان گشایشی در این موضوع به وجود آورد.

طبیعی است که استرالیا نمی‌تواند در موعد مقرر، تمام این پروژه‌ها را به بهره‌برداری برساند. ازاین‌رو، نمی‌تواند در زمان اوج تقاضای آسیا، از قیمت‌های بالای LNG بهره‌مند شود. تقاضای LNG اروپا به شدت روبه رشد است و پیش‌بینی می‌شود که تا سال ۲۰۲۰ به ۲۰۰ میلیون تن در سال برسد. بنابراین تنگناهای یاد شده استرالیا را از دستیابی به درآمد بالقوه ناشی از فروش LNG به قیمت بالا باز می‌دارد. به این ترتیب قطر یکی از بزرگترین تامین‌کنندگان LNG مورد نیاز آسیا خواهد بود و از منافع آن بهره خواهد برد. به هر حال، اگرچه استرالیا نمی‌تواند جایگاه ابرقدرت LNG را به‌دست آورد اما در تامین تقاضای روز افزون LNG جهان نقش مهمی را به عهده خواهد گرفت.

طرح‌های LNG استرالیا

نام	وضعیت	بهره برداری	ظرفیت (میلیون تن در سال)	بهره‌بردار
ان دبلیو اس» کاروان ۱-٤	در حال بهره برداری	۱۹۸۹	۹/۱۱	وودی ساید
ان دبلیو اس» کاروان ۵	در دست ساخت	۲۰۰۸	٤/٤	وودی ساید
پلوتو LNG	در دست ساخت	۲۰۱۰	۸/٤	وودی ساید
گورگون LNG	پیشنهاد	۲۰۱۱	۱۵	شورون
آیچیز LNG	پیشنهاد	۲۰۱۳-۲۰۱۲	٦/۷	اینپکس
پیلبارا LNG	پیشنهاد	۲۰۱۲-۲۰۱۱	٦	اکسان موبیل
براوز	پیشنهاد	۲۰۱۵-۲۰۱۳	۷-۱٤	وودی ساید
سانرایز LNG	پیشنهاد	--	--	وودی ساید
گلداستون LNG	پیشنهاد	--	۵/۰	سان شاین
داروین LNG	در حال بهره برداری	۲۰۰٦	۷/۳	کونوکو فیلیپس
توسعه داروین LNG	پیشنهاد	--	۵-٦	کونوکو فیلیپس

پژوهشگاه علوم انسانی و مطالعات فرهنگی
پرتال جامع علوم انسانی

پروژهٔ دلفین فرصت‌ها و چالش‌ها

هدی پناهی نژاد

پـروژهٔ دلفین یکی از بزرگ‌ترین پروژه‌های بین‌مرزی در خاورمیانه به شـمار می‌رود. این پروژه قرار است گاز قطر را از طریق خط لوله کشـورهای امارات و عمان انتقال دهد و برای اولین بار سـه کشـور خلیج فارس- قطر، عمان و امارات متحدهٔ عربی- را در یک شـبکهٔ یکپارچهٔ منطقه‌ای انرژی شریک کند. مرحلهٔ اول این پروژه، توسعهٔ دو سـکو در میدان شـمالی قطر و امکانات فرآوری در راس‌لافان و مرحلهٔ دوم آن، سـاخت یـک خط لولهٔ ٤٨ اینچـی زیرآبی به طول ۳۷۰کیلومتـر جهـت انتقال گاز به امارات متحـده را در بر می‌گیرد. جهت ارائهٔ معرفی مختصری از این پروژه، در ذیل به تبیین وضعیت گاز قطر و توضیح مختصری دربارهٔ تعاملات این کشور با کشورهای همسایه می‌پردازیم.

منطقـهٔ خلیج فـارس ٤٠ درصد از ذخایـر گازی جهان را به خود اختصاص داده است و پس از روسیه که بیشترین حجم ذخایر گازی جهان را در اختیار دارد؛ ایران، قطر، عربستان، امارات متحده و عمان به ترتیب رتبه‌های دوم، سـوم، چهارم، پنجم و دهم را از نظر حجم ذخایر در سـطح جهان به خود اختصاص داده‌اند. علی‌رغم وضعیت فعلی تولید و مصرف و حجم ذخایر منطقه که در جدول یک آورده شده است؛ پیش‌بینی افزایش مصرف داخلی و تقاضای منطقه‌ای، که تا اندازه‌ای از طریق پروژهٔ دلفین و صادرات الان‌جی تامین می‌شود؛ نشان‌دهندهٔ افزایش اهمیت گاز طبیعی در طی سال‌های آتی است.

ذخایر گنبد شمالی

پارس جنوبی/ گنبد شمالی، یک میدان گازی مشترک بین مرزهای آبی ایران و قطر در خلیج فارس اسـت. قسـمت شـمالی این میدان پارس‌جنوبی نام دارد که متعلق به ایران اسـت و قسـمت جنوبی آن گنبدشـمالی نام دارد که در آب‌های قطر جای دارد. سهم قطر از این میدان مشـترک ٦٢ درصد برآورد شـده است. سهم ایران از گاز این میدان نیز، ٤٣٦ تریلیون فوت مکعب گاز درجا و ۳۲۵ تریلیون فوت مکعب گاز قابل بازیافت تخمین زده‌شده است که این رقم ۸ درصد از کل گاز جهـان و ۵۰ درصـد از کل ذخایر گازی ایران را تشـکیل می‌دهد.

در سـال ۲۰۰٦، تخمین‌ها از قرار گرفتـن ۱۹ درصد از ذخایر گاز جهـان در این حوزهٔ مشـترک خبر می‌دادند ولـی از آنجا که از زمان اکتشاف این میدان در سال ۱۹۷۱ تحقیقات مستقلی در زمینهٔ تخمین حجم این میدان انجام نشده است؛ حجم تخمینی میدان دارای درصد بالائی از نااطمینانی است.

توسعهٔ گنبد شمالی

قطر نیز همانند بسیاری از کشورهای صادرکنندهٔ گاز، پیش از افزایش تقاضای جهانی این حامل انرژی، از ارزش آن بی‌اطلاع بود و در اوایل دهـهٔ ۷۰، تقریباً تمامی گازهای همراه خود که به حدود ۵۹۳ میلیارد فوت مکعب در سـال می‌رسید را می‌سـوزاند. تا سال ۱۹۷٤، حجم گازهای سوزانده شده به ٦٦ درصد گازهای همراه کاهش یافت ولی در سال ۱۹۷۹ این رقم تنها به ٦۱ درصد کاهش یافت.

شـرکت شل "گنبد شمالی" را در سـال ۱۹۷۱ کشف کرد. قطر در زمان کشـف این میدان، به علت اشکال در یافتن بازارهای صادرات

گاز، این میدان را یک مخزن گاز بی‌استفاده و رها شده می‌دانست و در همین راستا، علی‌رغم ملی شدن میدان در اواخر دهۀ ۷۰ ، فرآیند انتقال آن به حدی دوستانه بود که شل توانست کماکان موقعیت خود را به عنوان پیمانکار تامین تخصص‌های فنی و پشتیبانی حفظ کند ولی در آن زمان قطر به علت فرآیند دشوار تصویب پروژه‌ها که مستلزم مشارکت مستقیم امیر قطر بود، امکان دنبال کردن فعالانۀ تولید این میدان را نیافت.

با کشف میدان پارس جنوبی توسط ایران در ۱۹۹۱، سیاست‌های قطر منجربه شدت گرفتن تنش‌ها با ایران شد تا جائی که ایران اعلام کرد در صورت عدم برداشت منصفانۀ قطر از میدان، به ابزارهای دیگری برای حل موضوع روی خواهد آورد. این تهدید ایران از آنجا که ابعاد گنبد شمالی/ پارس جنوبی و در نتیجه ظرفیت تولید صادرات آنها ناشناخته بود، منجر به ایجاد نگرانی در بین شرکت‌های نفتی شد. این تعارضات پس از امضای توافق‌نامه‌ای بین ایران و قطر در اواخر دهۀ ۸۰ که ساختار گنبد شمالی و پارس جنوبی را تعریف می‌کرد، برطرف شد. در اوایل سال ۲۰۰۲، قطر و ایران به یک مطالعۀ امکان سنجی مشترک برای ایجاد مشارکت بین دو کشور در به‌کارگیری مخازن گاز و مشارکت در فعالیت‌های پائین‌دستی پرداختند.

پدر امیر فعلی قطر، جهت توسعۀ گنبد شمالی از شرکت‌هائی چون شل، بی‌پی و شرکت توتال فرانسه جهت مشارکت در ۷/۵ درصد از سهام مشارکتی این پروژه با نام QGPC دعوت به عمل آورد.

خروج شل از پروژۀ گنبد شمالی(جهت تمرکز بر منطقۀ فلات قارۀ شمال غرب استرالیا) به تاخیر موقت در توسعۀ میدان انجامید. با این وجود، قطر توانست با پافشاری، موافقت‌نامۀ مشترکی را مابین شرکت‌های QGPC، بی‌پی و توتال جهت تشکیل "قطرگاز" – شرکت گاز طبیعی مایع قطر– به امضا رساند.

تقاضای گاز در کشورهای هدف پروژۀ دلفین

صنعت گاز، نه تنها نیازمند سرمایه‌گذاری‌های کلان اولیه می‌باشد بلکه سرمایه‌گذاری مداوم در اکتشاف، توسعه، تولید و ذخیره‌سازی نیز در این بخش ضروری است. منابع مالی کشورهای عضو شورای همکاری خلیج فارس عموماً از سه طریق تامین می‌شوند۱– از منابع داخلی شرکت‌های ملی نفت ۲– بازارهای بین‌المللی سرمایه(پروژۀ ال ان جی قطر) ۳– و در بعضی از موارد از سرمایه‌گذاری مستقیم خارجی. نیازهای داخلی کشورهای منطقه به گاز طبیعی جهت تولید الکتریسیته، صنایع و یا تزریق مجدد گاز به مخازن نفتی، منجر به انحراف گاز تولیدی این منطقه از بازارهای بین‌المللی به سمت بازارهای داخلی شده است. اما قیمت‌های منطقه‌ای گاز طبیعی، در سطوحی قرار دارند که نه‌تنها سرمایه‌گذاری را تشویق نمی‌کنند بلکه حتی از اهمیت فروش گاز در داخل منطقه نسبت به صادرات آن به خارج از منطقه می‌کاهند. به این ترتیب، ادامۀ این روند ممکن است منجر به شکل‌گیری بحران حتی در غنی‌ترین کشورها از نظر ذخایر گازی همچون عمان و امارت متحدۀ عربی شود(جدول ۲).

پیش‌بینی می‌شود کشور امارات متحدۀ عربی، علی‌رغم دارا بودن پنجمین حجم ذخایر گازی جهان، تا سال ۲۰۱۷ با کمبود گازی معادل ۱/۵ میلیارد فوت مکعب در روز مواجه شود. از همین رو، امارات متحدۀ عربی در سال ۲۰۰۶ و ۲۰۰۷ به استفاده از مقادیر کوچک ذغال‌سنگ برای تولید الکتریستۀ داخلی روی آورده و در حال اجرای مطالعات امکان‌سنجی جهت افزایش سهم ذغال‌سنگ در ترکیب انرژی خود می‌باشد. علاوه‌براین امارات در نظر دارد تا انرژی هسته‌ای را توسعه داده و مصرف سوخت‌های تجدیدپذیر را نیز افزایش دهد. ولی علت کمبود گاز در امارات چیست؟

با کشف میدان پارس جنوبی توسط ایران در ۱۹۹۱، سیاست‌های قطر منجربه شدت گرفتن تنش‌ها با ایران شد تا جائی که ایران اعلام کرد در صورت عدم برداشت منصفانۀ قطر از میدان، به ابزارهای دیگری برای حل موضوع روی خواهد آورد

امارات گاز را در بازار داخلی به قیمتی نزدیک به قیمت سر چاه(۱ دلار در هر میلیون بی تی یو) می‌فروشد. این قیمت‌های پائین، جذابیت بیشتری را جهت واردات گاز از طریق پروژۀ دلفین نسبت به توسعۀ میادین گازی داخلی این کشور به وجود آورده است. فروش گاز گنبد شمالی به قیمت ۱/۳۰ دلار در هر میلیون بی تی یو به امارات، با توجه به این که قیمت گاز در برخی مناطق جهان به ٦ تا ۱۰ دلار در هر میلیون بی‌تی‌یو می‌رسد؛ منجر به افزایش هزینۀ فرصت قطر در اجرای این پروژه شده و در واقع در حکم نوعی پرداخت یارانه به فرآیند صنعتی‌شدن امارات می‌باشد. در حالی که امارات به واردات گاز از طریق خط لولۀ دلفین جهت پاسخگوئی به رشد سرسام‌آور منطقۀ دبی اقدام نموده، ابوظبی در حال تبدیل شدن به یکی از اصلی‌ترین عرضه‌کنندگان گاز به صورت ال ان جی می‌باشد. امارات متحده اولین کشور خلیج فارس بود که زیرساخت‌های ال ان جی را در کشور خود احداث کرد و اولین محمولۀ ال ان جی این کشور در سال ۱۹۷۷ از جزیرۀ داس صادر شد.

عمان نیز مانند امارات متحده، جهت خارج کردن اقتصاد خود از عارضۀ تک‌محصولی، گاز را در بازارهای داخلی خود به قیمت

پائینی به فروش می‌رساند. در عمان، متنوع‌سازی اقتصاد به معنای ارتقای صنایع پتروشیمی و تولید الکتریسیته می‌باشد. علاوه‌براین عمان جهت افزایش عمر مخازن گازی خود و اجرای تعهداتش در زمینهٔ صادرات ال ان جی به واردات گاز روی آورده است و از آنجا که نمی‌تواند به تامین گاز مورد نیاز خود از طریق فازهای بعدی پروژهٔ دلفین امیدوار باشد؛ به دنبال تامین گاز موردنیاز خود از طریق ایران نیز هست.

جدول ۱. آمارهای مربوط به گاز طبیعی کشورهای خلیج فارس

کشور	مخازن ۲۰۰۶ (تریلیون فوت مکعب)	تولید گاز طبیعی خشک ۲۰۰۵ (تریلیون فوت مکعب)	مصرف ۲۰۰۵ (تریلیون فوت مکعب)	صادرات ال‌ان‌جی ۲۰۰۵ (تریلیون فوت مکعب)
عربستان	۲۴۰	۲/۵	۲/۵	۰
ایران	۹۷۴	۳/۶	۳/۶	۰
عراق	۱۱۲	>۰/۱	>۰/۱	۰
قطر	۹۱۰	۱/۶	۰/۶	۱
امارات	۲۱۴	۱/۷	۱/۵	۰/۲
کویت	۵۵	۰/۴	۰/۴	۰
بحرین	۳	۰/۴	۰/۴	۰
کل	۲۵۰۹	۱۰/۳	۹/۱	۱/۲

جدول ۲. قیمت داخلی گاز طبیعی خوراکی

کشور	(دلار در هر میلیون بی‌تی‌یو)
مصر	۱/۱۹
ایران	۰/۳۵
عمان	۰/۹
قطر	۰/۸۷
عربستان سعودی	۰/۷۵
امارات متحده	۰/۷۵

جدول ۳. زیرساخت‌های ال‌ان‌جی قطر، می ۲۰۰۷

واحد	ظرفیت مایع سازی	شروع به کار	بازارهای مقصد اولیه
راس لافان			
ترین ۱ و ۲	(۲/۳ ۲ میلیون متریک تن)۳۲۰میلیارد فوت مکعب	آگوست ۱۹۹۹	کره جنوبی
ترین ۳	(۷/ ٤ میلیون متریک تن)۲۳۰میلیارد فوت مکعب	فوریه ۲۰۰٤	هند
ترین ٤	(۷/ ٤ میلیون متریک تن)۲۳۰ میلیارد فوت مکعب	آگوست ۲۰۰۵	اروپا
ترین۵	(۷/ ٤ میلیون متریک تن)۲۳۰ میلیارد فوت مکعب	مارچ ۲۰۰۷	اروپا و آسیا
ترین ٦	(٦/ ۷ میلیون متریک تن)۳۸۰ میلیارد فوت مکعب	۲۰۰۸	آمریکا
ترین ۷	(٦/ ۷ میلیون متریک تن)۳۸۰ میلیارد فوت مکعب	۲۰۰۹	آمریکا
قطر گاز			
ترین ۱ تا ۳	(۲/ ۳۵۳ میلیون متریک تن)٤٦٨ میلیارد فوت مکعب	دسامبر-۱۹۹٦	ژاپن و اسپانیا
ترین ٤و ۵	(۸ /۷۵ ۲ میلیون متریک تن)۷٦۰ میلیارد فوت مکعب	۲۰۰۸	انگلستان
ترین ٦	(۸ /۷ میلیون متریک تن)۳۸۰ میلیارد فوت مکعب	۲۰۰۹	آمریکا
ترین ۷	(۸/ ۷ میلیون متریک تن)۳۸۰ میلیارد فوت مکعب	۲۰۱۰	آمریکا و اروپا

منبع: راس گاز، قطر گاز، گزارشات رسانه‌ها

تولد پروژهٔ دلفین

بخش‌های ساختمانی پروژهٔ دلفین توسط UOG ، یکی از شاخه‌های وزارت دفاع امارات، احداث شد. شرکت انرژی دلفین با مسئولیت محدود (دل) در سال ۱۹۹۹ جهت هدایت پروژه تشکیل شد. سهام‌داران دِل عبارتند از شرکت توسعهٔ مبادله با ۵۱ درصد سهام که یکی از شرکت‌های فرعی کاملاً دولتی ابوظبی است؛ شرکت توتال با ۲٤/۵ درصد و شرکت نفت اکسیدنتال با ۲٤/۵ درصد.

همان‌طور که در شکل دیده می‌شود؛ دلفین گنبد شمالی قطر را به شبکه‌های گاز داخلی امارات در ابوظبی، دبی و همچنین عمان متصل می‌کند. یک خط لوله، به قطر ٤۸ اینچ و به طول ٤۰۰ کیلومتر، گنبد شمالی را به تاسیسات پالایشی واقع در راس لافان متصل می‌کند. پس از جدا سازی میعانات و "ال پی جی"، گاز خشک از طریق یک خط لولهٔ زیرآبی به طول ۳۷۰ کیلومتر به سیستم‌های آب‌شیرین‌کن الطویله در ابوظبی انتقال داده می‌شود. گاز از الطویله از طریق خطوط لولهٔ زمینی به طول ۱۸۲ کیلومتر و به قطر ۲٤ اینچ و از مسیر العین به فجیره(در ساحل شرقی) انتقال داده می‌شود.

پروژهٔ دلفین در ابتدای کار با بدبینی شرکت‌های بین‌المللی مواجه شد. یکی از علل اصلی این بدبینی نیز حضور سهام‌دارانی از کشورهای خلیج‌فارس که اغلب با یکدیگر مشاجره داشتند بود. علاوه‌براین مسئلهٔ قیمت‌گذاری گاز و نااطمینانی از توانائی UOG (یک شرکت تدارکات وابسته به وزارت دفاع بدون تجربهٔ قبلی در زمینهٔ مسائل نفت و گاز) در مذاکره با ابوظبی نیز مزید برعلت بود. ولی بلافاصله پس از امضای قرارداد سهام بالادستی پروژهٔ دلفین بین شرکت نفت قطر و UOG, در چهارمین کنفرانس دوحه در سال ۲۰۰۱، توجهات به این پروژه جلب شد ولی هنوز تکلیف مواردی چون قیمت‌گذاری و مالکیت میعانات معلوم نشده بود. به همین علت، مشکلاتی از قبیل عدم توافق بین شرکت نفت قطر و دِل بر سر قیمت فروش گاز پیش آمد.

در این برهه امیر قطر و حاکم ابوظبی دخالت کرده و اعلام کردند که پروژه بیشتر از این نمی‌تواند به علت مشکلات اقتصادی و قیمت‌گذاری به تعویق بیافتد. به این ترتیب علی‌رغم نارضایتی شرکت نفت قطر از قیمت پائین "تحویل در مبدا"معادل ۰/۸۷ دلار در میلیون بی‌تی‌یو به راس لافان و قیمت "تحویل در مقصد"۱/۳۰ دلار در هر میلیون بی‌تی‌یو در مسیر انتقال به امارات تعیین شد. فاز اول پروژه در ژوئن ۲۰۰۷ با انتقال ٤۰۰ میلیون فوت مکعب در روز گاز طبیعی به عمان و امارات آغاز به کار کرد و پیش‌بینی می‌شود حجم گاز انتقالی تا ۲ میلیارد فوت مکعب در روز افزایش یابد. دلفین در طی یک دورهٔ ۲۵ ساله، ۲۰۰ میلیون فوت مکعب در روز گاز را به عمان و ۱/۸ میلیارد فوت مکعب گاز در روز را به امارات مخصوصاً ابوظبی و دبی انتقال خواهد داد.

تامین مالی پروژه

قطر جهت تامین مالی پروژهٔ دلفین به سراغ منابع مالی متعدد رفت البتــه بــه علت وجود مشــکل در تامین مالی پروژه، در شــروع کار، ســهامداران مســئولیت تامین هزینه‌های اولیهٔ آن را بر عهده گرفتند. شــرکای دل که به دنبال دستیابی به نرخ بازگشت بالاتر سهام بودند، می‌دانستند که مشکلات تامین مالی، تا زمانی که مقدمات پروژه فراهم نشده باشد؛ ادامه خواهد یافت. دل جهت تسهیل تامین مالی در سال ۲۰۰٤، اقدام به دریافت یک وام میانه(وام واسطه) ۲/٤٥ میلیارد دلاری با کنسرسیومی از ۲۵ بانک ملی و بین‌المللی نمود که این حجم پول هزینه‌های ساخت پروژه را تا سال ۲۰۰٦ تامین می‌کرد.

پروژهٔ دلفین از بسیاری جهات نوعی نوآوری در پروژه‌های نفت و گاز به حســاب می‌آید. بی‌نظیرترین خصوصیت پروژهٔ دلفین، اتکای بی‌سابقه آن به تامین مالی اسلامی است.

در ۱۱ ســپتامبر ۲۰۰۵، دلفین با ١٤ نهاد مالی اسلامی جهت تامین ۱ میلیارد دلار هزینه‌های بعدی ساخت پروژه به توافق رسید. از آنجا که این پروژه عظیم‌ترین معاملهٔ نفت و گاز مطابق با قوانین شــریعت است؛ نهادهای مالی معتقدندکه پروژهٔ دلفین می‌تواند به عنوان نمونهٔ پروژه‌های تامین مالی اســلامی در ســطح جهانــی و منطقه‌ای مورد توجــه قرار گیرد. این در حالی اســت که در ابتــدای کار، بانکداران نســبت به امکان جذب ۱ میلیارد دلار سرمایه از بازار اسلامی بدبین بودند از این‌رو، دلفین از نظر اینکه اولین پروژه‌ای است که در تامین مالی بخش بالادســتی صنعت نفت از تامین مالی اســلامی بهره برده اســت، بی‌نظیر می‌باشــد. علاوه‌براین، موفقیت رویهٔ طی شده توسط قطــر، به حدی اســت که علی‌رغم اینکه امیر شــیخ حمد ابن خلیفه الثانی، سرمایه‌گذاری را در اواسط دههٔ ۹۰ آغاز کرد ولی نه تنها هیچ نشــانی از توقف توسعهٔ قطر در حال حاضر به چشم نمی‌خورد بلکه قطر دارای رتبهٔ+A در ســرمایه‌گذاری می‌باشد و علی‌رغم نااطمینانی شــرکت‌های عمدهٔ نفتی از سرمایه‌گذاری در کشورهای دارای منابع، به‌علت ترس از ملی شــدن صنایع آنها، وزیر انرژی قطر اعلام کرده اســت که " برترین وام‌دهندگان جهان بلافاصله به درخواســت‌های قطر در زمینهٔ تامین مالی پاســخ می‌دهند که این توجه، بیانگر اعتماد آنها به قطر است".

آیا پروژهٔ دلفین اقتصادی است؟

بــه نظر می‌رســد تصمیم قطر مبنی بر صــادرات گاز از طریق خط لوله به کشــورهای منطقــه، کاملاً غیراقتصادی باشــد زیرا صادرات ال‌ان‌جی از یک ســو موجب کاهش نااطمینانی ژئوپلیتیکی مستتر در کشورهای ترانزیت و از سوی دیگر منجر به افزایش بازده مالی فروش گاز می‌شود. ظرفیت ترمینال‌های ال‌ان‌جی قطر به ۱/۵ تریلیون فوت مکعب در ســال ۲۰۰٦ رســید و پیش‌بینی می‌شــود این رقم به ۳/۸ تریلیون فوت مکعب تا ســال ۲۰۱۲ افزایش یابد(جدول ۳). به این ترتیب به نظر می‌رســد که دوران خطوط لوله در حال ســپری شدن است. قطر با استفاده از دو شرکت صادرات ال‌ان‌جی خود با نام‌های شرکت ال‌ان‌جی قطر(گاز قطر) و شرکت ال‌ان‌جی راس لافان، موفق بــه منعقد کردن قراردادهای انتقال ال ان جی به سرتاســر جهان هم در قالب بلندمدت و هم به صورت اســپات شده است. آشکار است که این شیوهٔ فروش گاز هم از جهت سیاسی و هم از جهت تجاری نسبت به خط لوله ریسک کمتری دارد.

قطر در حال بررسی صادرات ال‌ان‌جی به پاکستان است. هند که از مذاکرات خط لولهٔ صلح و واردات ال‌ان‌جی ایران کنار کشیده است، می‌تواند از ال‌ان‌جی قطر به عنوان جایگزین گاز ایران بهره برد.

درعین حال، مذاکرات برسر قیمت گاز پروژهٔ دلفین، بین دل و دبی،

با تَنش آغاز شد زیرا با وجود اینکه دل به درستی بر سر قیمت بالاتر از ۱/۳۰ دلار در هر میلیون بی تی یو برای ارسال گاز به دبی پافشاری می‌کرد؛ دبی معتقد بودکه هزینهٔ انتقال گاز ابوظبی از طریق خط لولهٔ "الطویلـه- جبل علی" تنها معادل ۱ دلار در هر میلیون بی تی یو تمام می‌شود و بنابراین حاضر به پذیرش قیمت‌های بالاتر نبود؛ در نهایت دو شرکت به توافق رسیدند که دل گاز را به دبی به قیمت ۱/۳۰ دلار در هر میلیون بی‌تی‌یو (تحویل در مقصد الطویله) بفروشد و هزینه‌های حمـل و نقل گاز از الطویله به مصرف‌کنندگان دبی را نیز اضافه کند. بنابراین کاملاً آشـکار است که هزینهٔ فرصت قطر در پروژهٔ دلفین به علـت پائین بودن بیش از حد قیمت و امـکان صادرات ال‌ان‌جی به مشتریان آسیا پاسیفیک و آتلانتیک بسیار بالا است.

مشکلات بالقوهٔ پروژهٔ دلفین

۱ - بـه علـت افزایـش تحریم‌ها علیه ایـران، اهمیـت منابع گاز پارس‌جنوبی برای ما بیش از پیش افزایش خواهد یافت و این موضوع ممکن است برروابط ایران و قطر به علت ازدیاد برداشت این کشور از این میدان مشترک سایه افکند.

۲ - تأثیر افزایش تقاضای داخلی منتج از رشـد اقتصادی شـتابان برخی کشـورهای خلیج فارس را نمی‌توان در سرنوشـت راه‌اندازی فازهای بعدی پروژه نادیده گرفت تا جائی که وزیر انرژی قطر اعلام کرده است" تا زمانی که ما خود به گاز نیاز داریم، نمی‌توانیم اولویت را به صادرات گاز بدهیم".

۳ - تخلیهٔ سـریع گنبد شمالی ممکن است منجر به کاهش فشار و آسیب‌رسـانی به بهره‌وری میدان شـود، به همین علت، قطر در سال ۲۰۰۵ تعلیقـی را بر پروژه‌های آتی میدان وضع کرد. در زمان تعلیق، دولت به بررسی اثر توسعهٔ پرشتاب میدان خواهد پرداخت. علی‌رغم اینکه تعلیق اولیهٔ تا سال ۲۰۰۹ طراحی شده بود، ولی به نظر می‌رسد این تعلیق تا سال ۲۰۱۰-۲۰۱۲ ادامه یابد، البته این تعلیق پروژه‌هائی را که قبلاً به تصویب رسیده و یا در حال اجرا بوده‌اند را در بر نمی‌گرفت. ولی از آنجا که گسـترش پروژهٔ دلفین غیرمحتمل است، احتمالاً نرخ برداشت از این میدان در آینده کاهش خواهد یافت.

٤ - مخالفت‌های عربستان با این پروژه را نیز نمی‌توان کاملاً نادیده گرفت. سابقهٔ تعارض بین عربستان و قطر به درگیری اعراب بادیه‌نشین در مناطق مرزی دو کشور در سال ۱۹۹۲ برمی‌گردد که منجر به قتل دو تبعهٔ قطری و ربودن یک نفر دیگر شد که تعارضات بعدی را به همراه داشت ولی دو کشور موفق به عادی سازی روابط درسال ۱۹۹٦ و حل و فصل مسائل مرزی درسال ۱۹۹۹ شدند. درعین حال به نظر می‌رسد علت اصلی مخالفت عربستان با پروژهٔ دلفین و پروژهٔ گازرسانی به کشورهای شورای همکاری خلیج فارس چیز دیگری باشد. ٦۰درصد از ذخایر گاز عربستان به صورت همراه و ٤۰ درصد آن در میادین مستقل گازی جای دارد. علی‌رغم دارا بودن چهارمین حجم ذخایر گازی، سیاست عربستان در طی سال‌های طولانی مخالفت با صادرات گاز به عنوان یک منبع سوختی بوده چراکه ممکن بود منجر به کاهش تقاضا برای نفت شود, ولی اخیراً عربستان به علل سیاسی و اقتصادی و تامین امنیت تقاضا به سمت پروژه‌های گازی روی آورده است. از همین روی، عربستان، پروژهٔ دلفین را به عنوان قدم اولیه در ایجاد یک اتحاد سیاسی نوین بدون حضور خود می‌داند و مخالفت‌های خود را نیز علناً به نمایش گذارده است از جمله اینکه در سال ۲۰۰۵ با عبور پروژهٔ دلفین از طریق عربستان به کویت مخالفت کرد و اخیراً نیز اعلام کرده است که فاز اول پروژهٔ دلفین که از مرزهای آبی این کشور می‌گذرد باید متوقف شود. البته شرکت دل نیز ادعای رسمی عربستان را رد کرده است و اعلام کرده که پروژه بر طبق روال و در مسیر صحیح پیش می‌رود.

آیندهٔ پروژهٔ دلفین

با توجه به قیمت پائین صادرات گاز گنبد شـمالی از طریق پروژهٔ دلفین, دولت قطر فرصت بالائی را در قیاس با صادرات گاز بصورت ال‌ان‌جی از دسـت داده اسـت. تمایل قطر به فروش گاز طبیعی با قیمت‌های بسیار پائین، بیانگر شناخت قطر از قیمت گاز در کشورهای همسـایه و تمایل این کشور به ایجاد ارتباطات اقتصادی و سیاسی با این کشورها است که البته تحت لوای شورای همکاری خلیج فارس نبوده اسـت و حتی تفکر شکل‌گیری اتحاد کشورهای جنوب خلیج فارس را تقویت کرده است. با این وجود، هنوز آشکار نیست که آیا منطق سیاسی- اقتصادی در پس پردهٔ شکل‌گیری فاز اول دلفین، منجر به شـکل‌گیری فازهای بعدی این پروژه نیز خواهد شـد یا خیر. البته قطر به عمان و امارات اعلام کرده است که قیمت فروش گاز طبیعی فازهای بعدی پروژهٔ دلفین - در صورت ادامه یافتن- حداقل ٤ دلار در هر میلیون بی‌تی‌یو خواهد بود. این مسـئله منجر به ایجاد نگرانی در کشورهای امارات و عمان شده است.

با توجه به نیاز روزافزون کشـورهای عمان و امارات به گاز طبیعی و توجه به این نکته که از نظر کارشناسـان فاز اول پروژهٔ دلفین تنها برای ۲ تا ۳ سال پاسخگوی کمبود گاز در کشورهای عمان وامارات می‌باشـد و با در نظر گرفتن این حقیقت که حتی در صورت اجرائی شـدن فاز دوم پروژه، برای گاز انتقالی قیمت بسـیار بالاتری وضع خواهد شد؛ به نظر می‌رسد ایران در زمینهٔ صادرات گاز به کشورهای هدف پروژهٔ دلفین(عمان، امارات) - به عنوان یک گزینهٔ جایگزین- از قدرت چانه‌زنی بالائی برخوردار شده است.

علاوه بر این مذاکرات قیمتی پروژه دلفین از بعد دیگری نیز برای ایران اهمیت دارد. در قرارداد گاز ایران به شرکت کرسنت امارات که مناقشاتی را بوجود آورده است, پیش‌بینی شده که اگر قرارداد جدید گازی با قیمتی بالاتر از قرارداد کرسنت در منطقه خلیج فارس منعقد شود قیمت قرارداد مذکور نیز بلافاصله باید با قیمت جدید تعدیل شود.

***بولتن ماهانه تحولات نفت و گاز شماره ۱۷**