نقد و بررسی برنامه‌ریزی در بهره‌برداری از میدان گازی پارس جنوبی

سیامک ادیبی [1]

چکیده

استفاده از میدان گازی پارس جنوبی، که بین کشورهای ایران و قطر مشترک است در سالهای اخیر به عنوان یکی از هدفهای مهم وزارت نفت تلقی شده است. با این که تقریباً اکثر طرحهای اخیر تولید گاز در ایران بر اولویت استفاده از این میدان تاکید داشته است، اما تاکنون بهره‌برداری از برخی فازهای برنامه‌ریزی شده با مشکلات و تاخیرات زیادی روبه‌رو بوده و این در حالی است که قطر از سال ۱۹۹۷ تاکنون از این میدان بهره‌برداری کرده است. در این مقاله سعی بر این است تا طرحهای توسعه دو کشور مورد بررسی قرار گیرد و مسائل و مشکلات طرف ایران را در سالهای اخیر مورد ارزیابی قرار دهد.

واژه‌های کلیدی: پارس جنوبی، گاز طبیعی، قرارداد توسعه، LNG.

مقدمه

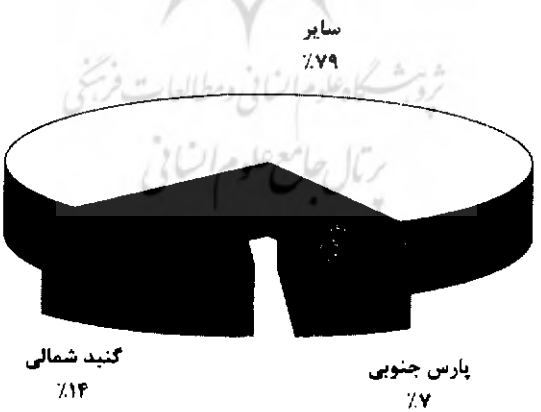
میدان گازی پارس‌جنوبی، بزرگترین میدان گازی مستقل جهان است که به‌صورت مشترک به کشورهای ایران و قطر تعلق دارد. این میدان از سوی قطر به گنبدشمالی

۱. شرکت FACTS Global Energy، S.Adibi@FGEnergy.com

معروف است و سالهاست که توسط این کشور مورد بهره‌برداری قرار گرفته است، به‌طوری‌که تولید انباشتی گاز در سمت قطر حدود ۵ تریلیون فوت مکعب بیشتر از ایران در انتهای سال ۲۰۰۶ بوده است. وسعت این میدان در سمت قطر، حدود ۵۴۰۰ کیلومتر مربع و در سمت ایران حدود ۳۷۰۰ کیلومتر مربع می‌باشد. این میدان از ۴ لایه مستقل گازی به نامهای K1، K2 ، K3 و K4 (خوف ۱ تا ۴) تشکیل شده است. لایه K4، غنی‌ترین لایه از نظر دارا بودن مایعات گازی (میعانات گازی) و گاز می باشد. در حال حاضر، قسمت اعظم تولیدگاز دو کشور از لایه K4 صورت می‌گیرد. لازم به ذکر است که منابع گازی قابل استحصال متعلق به قطر در ابتدای سال ۲۰۰۶، حدود ۹۰۰ تریلیون فوت مکعب و ذخیره گازی متعلق به ایران، حدود ۴۶۳/۵ تریلیون فوت مکعب اعلام گردیده است.

گفتنی است، اگر کل ذخایر گازی جهان را ۶۳۴۸ تریلیون فوت مکعب فرض کنیم، ذخیره گازی پارس‌جنوبی حدود ۷/۳ درصد و ذخیره گاز گنبدشمالی حدود ۱۴/۱۸ درصد کل ذخایر گازی جهان به شمار می‌رود. نمودار ۱، وضعیت ذخایر گاز این میدان در مقایسه با کل جهان را نشان می‌دهد.

نمودار ۱. وضعیت ذخایر گاز پارس جنوبی و گنبدشمالی در مقایسه با کل ذخایر گازی جهان (سال ۲۰۰۶)



اعلام ذخایر عظیم گاز قابل استحصال (۹۰۰ تریلیون فوت مکعب) بویژه در طرف قطر، به عقیده برخی از تحلیلگران و مهندسان مخزن، با تردیدهایی روبه‌روست. در واقع برخی از کارشناسان معتقدند که مقادیر قابل استحصال گاز این میدان به مراتب کمتر از

مقادیر اعلام شده توسط دو طرف می‌باشد. البته لازم به یادآوری است، تقسیم‌بندی ذخایر گازی میدان مشترک بین دو کشور به‌طور فرضی بوده و به‌دلیل مشترک بودن لایه‌های تولیدی گاز این میدان، در صورتی که یک‌طرف گاز بیشتری تولید کند، گاز و میعانات گازی موجود در مخزن به‌سمتی که تولید بیشتر از آن صورت می‌پذیرد، جریان خواهد یافت. در واقع اگر قطر در طول زمان، نسبت به ایران از میدان پارس‌جنوبی گاز بیشتری تولید نماید، قسمتی از گاز و میعانات گازی موجود در سمت ایران به سوی این کشور روانه خواهد شد. این پدیده بسیار تدریجی بوده ولی در هر حال، مقادیر از دست رفته گاز و میعانات گازی قابل توجه خواهد بود.

با توجه به مشترک بودن این میدان، دو کشور قطر و ایران همواره در تلاش بودند تا با معرفی طرحهای متعدد، بتوانند سهم بیشتری از گاز و میعانات گازی موجود را به خود اختصاص دهند، غافل از این که برداشت بیش از اندازه، احتمال لطمه زدن به میدان را به دنبال دارد.

برنامه‌های توسعه‌ای دو کشور در سالهای اخیر چنان گسترده و عظیم تعریف شده است که نگرانی برخی از مهندسان مخزن را در برداشته است. از این‌رو قطر در خصوص توانایی انجام تعهدات LNG خود در درازمدت و لطمات احتمالی به مخزن در اثر تولید بیش از اندازه، مطالعات جدیدی را بر روی میدان گنبدشمالی آغاز کرده است که تا سال ۲۰۰۹ ادامه خواهد داشت. همچنین قطر تا برآورد وضعیت تولید گاز از این میدان، تا سال ۲۰۱۲ میلادی از ارائه طرحهای جدید صرف نظر کرده است. اما در حال حاضر به نظر می‌رسد، نگرانی‌ها در سمت ایران به نوع دیگری بروز کرده است. این نگرانی‌ها در واقع، عمدتاً مربوط به تاخیر در زمان بهره‌برداری از طرحهای تعریف شده و سعی در جبران زمانی برداشت مقادیر بیشتر گاز می باشد.

در این مقاله سعی شده است با مروری بر طرحهای ایران و قطر، مسائل و مشکلات ایران در بهره‌برداری از این میدان مورد بررسی قرار گیرد.

برنامه‌های قطر در استفاده از گنبد شمالی

قطر با وسعتی حدود ۴۴۱۶ مایل مربع و جمعیتی حدود ۷۴۴ هزار نفر، سومین دارندهٔ بزرگ ذخایر گازی جهان بعد از روسیه و ایران به شمار می‌رود. توسعه سریع اقتصاد این کشور در سالهای اخیر بر پایه صنعت گاز استوار گردیده و دولتمردان قطر براین باورند که با اجرای پروژه‌های عظیم، قادر خواهند بود این کشور را به یکی از بزرگترین صادرکنندگان گازطبیعی جهان تبدیل نمایند. درحال‌حاضر، قطری‌ها با یاری جستن از

شرکت‌های نفتی مهم جهان نظیر اکسون موبیل، توتال، شل و بسیاری از شرکتهای مطرح دیگر و با به‌کارگیری دانش فنی و سرمایهٔ این شرکتها، درصددند حداکثر استفاده را از میدان مشترک گازی پارس‌جنوبی ببرند. طرحهای قطر در استفاده از گاز پارس‌جنوبی (گنبدشمالی) به صورت زیر قابل بررسی است:

۱. طرحهای LNG شامل برنامه‌های دو شرکت قطرگاز[1] و راس‌گاز[2]،
۲. پروژه صادرات گاز با خط لوله به کشورهای همجوار (پروژه دولفین)،
۳. پروژه‌های تبدیل گاز به فرآورده های نفتی (GTL)،
۴. پروژه توسعه استفاده از گاز در داخل قطر (پروژه الخلیج).

طرحهای LNG این کشور، توسط دو شرکت قطرگاز و راس گاز دنبال می شود. اولین طرح LNG قطر مربوط به شرکت قطرگاز (شامل ۳ واحد تولیدی)[3] در سال ۱۹۹۷ مورد بهره برداری قرار گرفت که صادرات آن به ژاپن در حال اجراست. پس از آن در سال ۱۹۹۹، تاسیسات مربوط به شرکت راس‌گاز، صادرات خود به کره جنوبی را آغاز نمود. گفتنی است، تاکنون طرحهای توسعه متعددی توسط این دو شرکت تعریف شده است که برخی از آنها(راس گاز ۲، واحدهای ۳ و ۴) در سالهای ۲۰۰۴ و ۲۰۰۵ به بهره‌برداری رسیدند. واحد ۵ پروژه راس گاز ۲ نیز در دسامبر سال ۲۰۰۶ حدود ۳ ماه زودتر از برنامه زمان‌بندی شده خود به بهره‌برداری رسید. درحال حاضر با در نظر گرفتن طرحهای بهره‌برداری شده LNG در قطر، این کشور بزرگترین صادرکننده LNG جهان به شمار می‌رود و پیش‌بینی می‌شود، در انتهای سال ۲۰۱۰، ظرفیت تولید LNG قطر به حدود ۷۷ میلیون تن در سال برسد.

لازم به ذکر است، در سال ۲۰۰۵ صادرات LNG قطر در حدود ۲۰/۸ میلیون تن در سال بوده است که نسبت به سال ۲۰۰۰، سالانه بطور متوسط ۱۵/۲ درصد رشد داشته است. قراردادهای بلندمدت این کشور با کشورهای ژاپن، کره جنوبی، هند و اسپانیا بوده است، هرچند در سالهای گذشته این کشور با عقد قراردادهای تک‌محموله یا کوتاه‌مدت، مقادیری LNG به کشورهایی نظیر آمریکا، پرتوریکو، ترکیه، بلژیک، پرتغال، ایتالیا و فرانسه صادر کرده است. جدول ۱، وضعیت صادرات LNG قطر را از سال ۱۹۹۷ تا سال ۲۰۰۵ نشان می‌دهد.

1. Qatar Gas
2. Ras Gas
3. Train

جدول ۱. صادرات LNG قطر به تفکیک

(ارقام: میلیون تن در سال)

سال	۱۹۹۷	۱۹۹۸	۱۹۹۹	۲۰۰۰	۲۰۰۱	۲۰۰۲	۲۰۰۳	۲۰۰۴	۲۰۰۵
ژاپن	۱/۹۷	۲/۷۳	۴/۳۱	۵/۷۵	۵/۷	۶/۲۵	۶/۷۳	۶/۸۲	۶/۳۳
کره جنوبی	-	-	۰/۴۹	۳/۲۲	۴/۸۷	۵/۱۲	۵/۶۹	۵/۸۲	۶/۲۱
هند	-	-	-	-	-	-	-	۱/۹۵	۴/۳۱
بلژیک	-	-	-	-	-	۰/۰۶	-	-	۰/۰۶
فرانسه	-	-	۰/۰۶	۰/۰۶	۰/۱۱	-	-	-	-
ایتالیا	-	-	۰/۰۳	۰/۰۶	-	۰/۱۸	-	-	-
اسپانیا	-	۰/۳۶	۰/۶۱	۰/۲۲	۰/۵۷	۱/۲۳	۱/۳۶	۳/۰۲	۳/۸۳
پرتغال	-	-	-	-	-	-	-	۰/۰۸	-
ترکیه	۰/۱۲	۰/۴۲	-	-	-	-	-	-	-
آمریکا	-	-	۰/۴۲	۰/۹۵	۰/۴۷	۰/۷۲	۰/۲۸	۰/۲۴	۰/۰۶
پرتوریکو	-	-	-	-	-	۰/۰۴	-	-	-
جمع کل	۲/۰۹	۳/۵۱	۵/۹۱	۱۰/۲۵	۱۱/۷۲	۱۳/۵۶	۱۴/۰۷	۱۷/۹۳	۲۰/۸۰

جدول ۲، وضعیت تولید و صادرات LNG و همچنین برنامه‌های آتی این کشور را بطور اجمالی نشان می‌دهد.

پروژه دولفین

پروژه دولفین یکی از بزرگترین پروژه‌های خط لوله در منطقه خلیج‌فارس است که گاز ارزان قیمت گنبدشمالی را به مشتریان خود از جمله دوبی، ابوظبی و عمان انتقال می‌دهد. پروژه دولفین با سرمایه‌گذاری شرکت مبادله (۵۱ درصد)، توتال(۲۴/۵)درصد و شرکت آمریکایی Occidental Petroleum (۲۴/۵ درصد) تشکیل گردیده است. شرکای این طرح پس از تشکیل شرکت دولفین انرژی، قرار است گاز استحصالی از میدان گنبدشمالی را به مدت ۲۵ سال به مصرف‌کنندگان اشاره شده طبق قرارداد تحویل دهند. براساس توافقات انجام شده، شرکت دولفین انرژی، گاز را از دولت قطر طی قرارداد منعقد شده در سال ۲۰۰۱، به قیمت ۰/۸۷ دلاردرهرمیلیونBtu خریداری می‌کند و در حدود ۱/۲ تا ۱/۳ دلاردرهرمیلیونBtu به دوبی و ابوظبی تحویل خواهد داد. قیمت گاز به صورت ثابت، و افزایش تدریجی ۲ درصد در سال است و از قیمت نفت‌خام تأثیرپذیری ندارد. براساس این پروژه، گاز تولید شده به میزان ۲ میلیارد فوت مکعب در روز توسط یک خط لوله ۴۸ اینچی از میدان گنبدشمالی به منطقه راس‌لافان

جدول ۲. خلاصه وضعیت تولید و صادرات LNG کشور قطر (۱۹۹۷ تا ۲۰۱۰)

نام پروژه	تعداد واحد (Train)	ظرفیت (میلیون تن در سال)	سهامداران	سال شروع	بازارهای هدف
قطر گاز ۱	۳	۹/۶	قطرپترولیوم (۶۵٪)، توتال (۱۰٪)، اکسون موبیل (۱۰٪)، ماروبنی (۷/۵٪) و میتسویی (۷/۵٪)	۱۹۹۷	ژاپن و اسپانیا
قطر گاز۲ (واحد ۴)	۱	۷/۸	قطرپترولیوم (۷۰٪)، اکسون موبیل(۳۰٪)	پایان ۲۰۰۷	انگلستان
قطر گاز۲ (واحد ۵)	۱	۷/۸	قطرپترولیوم (۶۵٪)، اکسون موبیل (۱۸/۳٪)، توتال (۱۶/۷٪)	سه ماهه سوم ۲۰۰۸	ژاپن، کره جنوبی، فرانسه، انگلستان و آمریکا
قطر گاز۳ (واحد ۶)	۱	۷/۸	قطرپترولیوم (۶۸/۵٪)، کونوکو فیلیپس (۳۰٪)، میتسویی (۱/۵٪)	سه ماهه چهارم ۲۰۰۹	آمریکا
قطر گاز ۴ (واحد ۷)	۱	۷/۸	قطرپترولیوم (۷۰٪)، شل (۳۰٪)	۲۰۰۹ تا ۲۰۱۰	آمریکا و انگلستان
راس گاز ۱	۲	۶/۶	قطرپترولیوم (۶۳٪)، اکسون موبیل (۲۵٪)، ایتوچو (۴٪)، سایر شرکتهای کره ای و ژاپنی(۸٪)	۱۹۹۹	کره جنوبی
راس گاز ۲ (واحد ۳)	۱	۴/۷	قطرپترولیوم (۷۰٪)، اکسون موبیل(۳۰٪)	۲۰۰۴	هند
راس گاز۲ (واحد۴)	۱	۴/۷	قطرپترولیوم (۷۰٪)، اکسون موبیل(۳۰٪)	اکتبر ۲۰۰۵	اسپانیا و ایتالیا
راس گاز۲ (واحد۵)	۱	۴/۷	قطرپترولیوم (۷۰٪)، اکسون موبیل(۳۰٪)	دسامبر ۲۰۰۶	بلژیک و کره جنوبی
راس گاز۳ (واحد۶)	۱	۷/۸	قطرپترولیوم (۷۰٪)، اکسون موبیل(۳۰٪)	۲۰۰۸	تایوان و بلژیک
راس گاز۳ (واحد۷)	۱	۷/۸	قطرپترولیوم (۷۰٪)، اکسون موبیل(۳۰٪)	۲۰۰۹	آمریکا
کل ظرفیت تولید در پایان سال ۲۰۱۰		**۷۷/۱ میلیون تن در سال**			

انتقال‌یافته و بعد از شیرین‌سازی و جداسازی مایعات گازی مجدداً توسط خط لوله به منطقه الطویله در امارات انتقال خواهد یافت. در حال حاضر، انتقال گاز با ظرفیت اولیه حدود ۴۰۰ میلیون فوت‌مکعب در روز به شیخ‌نشین دوبی صورت می‌گیرد و پیش‌بینی می‌شود، صادرات به امارات‌متحده‌عربی از سه ماهه سوم سال ۲۰۰۷ به ظرفیت کامل خود برسد. همچنین صادرات گاز این پروژه از سال ۲۰۰۸ به کشور عمان نیز آغاز خواهد شد. لازم به ذکر است، خطلوله و تاسیسات نصب شده، امکان افزایش ظرفیت تا ۳/۲ میلیارد فوت مکعب در روز را دارا می‌باشند. ولی به نظر می‌رسد، دولت قطر در حال حاضر، تمایلی به فروش گاز با قیمت‌های پایین را ندارد.

طرحهای تبدیل گاز به فرآورده‌های نفتی (GTL) قطر

در حال حاضر، قطر طرحی بزرگ برای تبدیل گاز به فرآورده‌های نفتی (GTL) را با شرکت شل دنبال می‌کند که تاسیسات مذکور در حال ساخت می‌باشد. پروژه GTL مربوط به شرکت ساسول در ماه مارس سال ۲۰۰۷ به بهره‌برداری اولیه رسیده و در حال حاضر تاسیسات مذکور با حدود ۷۰درصد ظرفیت کامل خود مشغول به‌کار می‌باشد. پیش‌بینی می‌شود این طرح در ابتدای سال ۲۰۰۸ میلادی به ظرفیت حداکثر خود برسد. هم‌اکنون طرح GTL شرکت ساسول بزرگترین واحد تبدیل گاز به فرآورده‌های نفتی در جهان در مقیاس اقتصادی به شمار می‌رود.

گفتنی‌است، در سالهای اخیر، قطر طرح دیگری‌برای تبدیلGTL با ظرفیت ۱۵۴ هزاربشکه در روز را با شرکت اکسون‌موبیل دنبال می‌کرد که یکی‌از مهمترین رویدادهای این پروژه در سال ۲۰۰۷، انصراف شرکت اکسون موبیل از اجرای این طرح بوده است. با انصراف شرکت اکسون موبیل، اجرای این‌طرح عظیم به‌طور کامل منتفی‌گردیده است. این امر بنابه گفته این شرکت، به‌دلیل افزایش بیش از حد هزینه‌های ساخت و مقرون به صرفه‌نبودن ساخت این تاسیسات در شرایط کنونی بوده است. با توجه به لغو طرح GTL شرکت اکسون‌موبیل، طرحهای موجود GTL قطر در جدول ۳، خلاصه شده‌اند.

جدول ۳. وضعیت طرحهای GTL قطر

نام طرح	میزان گاز مورد نیاز (میلیون فوت مکعب در روز)	ظرفیت تولیدی	تاریخ بهره برداری
Oryx GTL (Sasol)	۳۳۰	۳۴ هزار بشکه در روز	نیمه نخست سال ۲۰۰۷
Pearl (Shell)	۱۶۵۰	۱۴۰ هزار بشکه در روز	مارس ۲۰۱۰

پروژه الخلیج

این پروژه برای حداکثرسازی استفاده از گاز گنبدشمالی در اقتصاد داخلی قطر با مشارکت شرکت، اکسون‌موبیل درحال اجراست. فاز نخست این طرح شامل تولید ۷۲۰ میلیون فوت مکعب گاز شیرین در روز برای مصارف نیروگاهی و صنعت و همچنین طرح Oryx GTL اختصاص یافته است. بهره‌برداری از نخستین فاز این طرح از نوامبر سال ۲۰۰۵ آغاز گردیده است. فاز دوم شامل تولید ۱۲۵۰ میلیون فوت‌مکعب گاز شیرین در روز می‌باشد که در ژانویه سال ۲۰۰۹ به بهره‌برداری خواهد رسید.

پروژه برزان(Barzan)

با توجه به انصراف شرکت اکسون موبیل در اجرای طرح GTL مذکور، این شرکت تصمیم دارد پروژه دیگری برای تولید و انتقال گاز به بازار داخلی قطر تحت عنوان پروژه Barzan را اجرا نماید. هدف این طرح تولید گاز به میزان حداکثر ۱/۵ میلیارد فوت مکعب در روز برای مصارف داخلی قطر از جمله مصارف گاز در نیروگاه‌های برق و پروژه‌های متعدد پتروشیمی است.

بررسی سیاستهای قطر در استفاده از گاز گنبدشمالی

جمعیت بسیار محدود و مصرف ناچیز گاز در داخل قطر، شرایطی را فراهم آورده است تا این کشور بتواند مقادیر زیادی از گاز خود را صادر نماید. گفتنی است که بزرگترین پروژه تزریق گاز این کشور در میدان نفتی دخان در حال حاضر در جریان است. این کشور در سال ۲۰۰۵، حدود ۳/۹ میلیارد متر مکعب گاز را به میادین نفتی خود (عمدتاً دخان) تزریق نموده است.

هر چند در ابتدا به نظر می‌رسید این کشور مایل به صادرات LNG با قیمتهای بسیار پایین نسبت به برخی رقبای خود در بازار باشد، ولی مذاکرات قیمتی و آخرین قراردادهای امضا شده نشان می‌دهد که تمایل این کشور، صدور LNG به قیمتهای بالا بویژه به بازارهای جنوب شرق آسیاست. در تازه‌ترین قرارداد قطر با کره‌جنوبی برای صدور سالانه ۲/۱ میلیون تن LNG ، قیمت گاز بدون هیچ محدودیت کف و سقف، به حدود ۱۱ دلاردر هر میلیون Btu (با فرض قیمت نفت خام ۶۰ دلاردرهربشکه) می‌رسد. قیمتهای بالای LNG که عمدتاً ناشی از فشار روز افزون تقاضای جهانی می‌باشند، سودهای مناسبی را در اختیار قطر قرار داده است.

از طرف دیگر، ساختار تصمیم‌گیری قطر در اجرای پروژه‌ها بسیار ساده است و

تصویب هر طرح توسط وزارت انرژی این کشور، به منزله تصمیم قطعی برای اجرای آن طرح می‌باشد.

نبود محدودیتهای سرمایه‌گذاری خارجی در این کشور و تصمیم‌گیری سریع به‌دلیل پیچیده نبودن ساختار تصمیم‌گیری، باعث گردیده است تا این کشور به سرعت طرحهای توسعه خود را عملی سازد.

بررسی طرحهای ایران به منظور توسعه میدان گازی پارس جنوبی

فاز یک

فاز یک میدان گازی پارس‌جنوبی، جهت استحصال روزانه ۲۵ میلیون مترمکعب گازطبیعی شیرین و ۴۰ هزار بشکه میعانات گازی طراحی شده است. توسعه این فاز در سال ۱۳۷۶ به شرکت پتروپارس به صورت بیع متقابل واگذار گردید و بهره‌برداری از این فاز با تاخیری نزدیک به دوسال، به‌طور رسمی از بهمن سال ۱۳۸۲ آغاز شد. لیکن مدتها پس از بهره‌برداری رسمی، این فاز به دلیل مشکلات موجود در واحدهای گوگرد زدایی در ظرفیت کامل تولید نبود، تا این که پس از تغییرات اساسی مجدد، امکان دستیابی به حداکثر ظرفیت فراهم گردید.

فازهای ۲ و ۳

فازهای ۲ و ۳ طرح توسعه میدان گازی پارس جنوبی، جهت استحصال روزانه ۵۰ میلیون مترمکعب گازطبیعی تصفیه شده و ۸۰ هزار بشکه میعانات گازی طراحی شده است. قرارداد توسعه فازهای ۲و۳ در سال ۱۳۷۶ به کنسرسیوم شرکتهای توتال، پتروناس و گازپروم به صورت بیع متقابل واگذار گردید. گفتنی است، توسعه این دو فاز، اولین حضور شرکتهای خارجی در برنامه های پارس‌جنوبی به شمار می‌رفت. عملیات راه‌اندازی فازهای مذکور از اسفند سال ۱۳۸۰ آغاز شد و سرانجام این دو فاز در بهمن سال ۱۳۸۱ به بهره‌برداری کامل رسیدند.

فازهای ۴ و ۵

فازهای ۴ و ۵ طرح توسعه میدان پارس‌جنوبی جهت استحصال ۵۰ میلیون مترمکعب گازطبیعی تصفیه شده در روز، ۸۰ هزار بشکه میعانات گازی در روز، ۱/۰۵ میلیون تن گاز مایع (LPG) در سال و یک میلیون تن اتان در سال طراحی شده‌اند. توسعه دو فاز مذکور با مشارکت شرکت‌های آجیپ و پتروپارس در سال ۱۳۷۹ شروع شد و در ابتدای سال ۱۳۸۴، فازهای مذکور به بهره‌برداری کامل رسیدند.

تأسیسات دریایی این دو فاز شامل دو سکوی دریایی، دو سکوی مشعل، دو خط لوله ۳۲ اینچ و دو خط لوله ۴/۵ اینچ هر یک به طول ۱۰۵ کیلومتر است. تأسیسات خشکی شامل پالایشگاه گازی، تأسیسات جانبی و یک خط لوله ۵۶ اینچ انتقال گاز به طول ۷۰ کیلومتر از پالایشگاه خشکی به سمت کنگان است.

فازهای ۶، ۷ و ۸

توسعه فازهای ۶، ۷ و ۸ جهت استحصال ۸۰ میلیون مترمکعب گاز ترش در روز، ۱۲۰ هزار بشکه میعانات گازی در روز و ۱/۲ میلیون تن گاز مایع (LPG) در سال درحال انجام است.

قرارداد توسعه فازهای ۶، ۷ و ۸ پارس‌جنوبی در تیر سال ۱۳۷۹ به شرکت پتروپارس واگذار گردید، ولی تاکنون این فازها به بهره‌برداری نرسیده‌اند. تأسیسات این ۳ فاز شامل سه سکوی سرچاهی، سه سکوی مشعل، سه خط‌لوله ۳۲ اینچ، سه خط‌لوله ۴/۵ اینچ دریایی هر کدام به طول ۱۰۵ کیلومتر و همچنین تاسیسات خشکی و خط لوله ۵۶ اینچ انتقال گاز ترش از عسلویه به آغاجاری به طول ۵۱۲ کیلومتر می‌باشد. گفتنی است، گاز استحصالی از این سه فاز قرار بود به صورت ترش به میدان آغاجاری انتقال یافته و جهت افزایش ازدیاد برداشت نفت به این میدان تزریق گردد. البته پس از چندی، ساخت این خط لوله از طرح توسعه فازهای ۶، ۷ و ۸ پارس جنوبی تفکیک شد و اجرای آن به شرکت ملی گاز ایران واگذار گردید. در ابتدا تصمیم گرفته شده بود گاز ترش توسط خط‌لوله‌ای بدین منظور (خط لوله سراسری پنجم) انتقال یابد که به‌دلیل ترش بودن بیش از حد گاز پارس‌جنوبی و احتمال بروز اتفاقات ناگوار زیست‌محیطی، از همان ابتدا، با مخالفت بسیاری از کارشناسان مواجه شد. تاخیر در سفارش و تامین لوله‌های مخصوص انتقال گاز ترش از یکسو و مخالفت برخی کارشناسان با انتقال گاز به صورت تصفیه‌نشده باعث گردید که تاکنون ساخت خط لوله پنجم سراسری محقق نگردد. این در حالی است که تقریباً تمامی تاسیسات مورد نیاز مربوط به تزریق گاز در میدان آغاجاری آماده بهره‌برداری قرار گرفته است، ولی راهکاری برای انتقال گاز این فازها به صورت ترش برای تزریق وجود ندارد. از طرف دیگر، تاسیسات دریایی فازهای اشاره شده نیز تقریباً آماده بهره‌برداری می‌باشند. با توجه به شرایط پیش‌آمده، مجدداً طرح مذکور مورد بررسی قرار گرفت و نهایتاً تصمیم به شیرین‌سازی گازهای تولیدی از این سه فاز، در شرکت ملی نفت ایران، اتخاذ گردید. در شرایط خوشبینانه به نظر می‌رسد که انتقال گاز به صورت تصفیه‌شده از خط لوله سراسری ششم که به صورت موازی با خط لوله سراسری پنجم احداث گردیده است، در اواسط سال جاری شمسی فراهم شود. در این صورت امکان

بهره‌بردای تنها یک فاز وجود خواهد داشت و احتمالا بهره‌برداری دو فاز دیگر به سال آینده موکول خواهد شد.

فازهای ۹ و ۱۰

اجرای فازهای ۹ و ۱۰ طرح توسعه میدان عیناً مشابه فازهای ۴ و ۵ است. اجرای فازهای ۹ و۱۰ طرح توسعه میدان جهت استحصال ۵۰ میلیون مترمکعب گاز طبیعی تصفیه شده در روز و ۸۰ هزار بشکه میعانات گازی در روز، ۱/۰۵ میلیون تن گاز مایع (LPG) در سال و یک میلیون تن اتان در سال است. اجرا و ساخت پالایشگاه، سکوهای دریائی و خط‌لوله دریا در اسفند سال ۱۳۸۱ به صورت فاینانس به مشارکت شرکتهای مهندسی و ساختمان صنایع نفت، مهندسی و ساخت تأسیسات دریائی و LG کره جنوبی واگذار شده است. پیش‌بینی می‌شود شروع بهره‌برداری از این دو فاز در اواخر سال ۱۳۸۶ و یا اوایل سال ۱۳۸۷تحقق یابد.

فاز ۱۱

توسعه فاز ۱۱ جهت تولید و صادرات LNG برنامه‌ریزی شده و به پروژه PARS LNG اختصاص یافته است. این طرح با همکاری شرکت ملی صادرات گاز ایران (۵۰ درصد)، شرکت توتال (۴۰ درصد) و شرکت پتروناس (۱۰ درصد) برای ساخت دو خط تولید ۵ میلیون تنی LNG (در مجموع ۱۰ میلیون تن در سال) در جریان است. براساس اطلاعات موجود، قرار است محصول واحد اول این تاسیسات توسط شرکتهای پتروناس و توتال خریداری شود و در حال حاضر بازاریابی واحد دوم در حال انجام است. اما اجرای این طرح منوط به تصمیم‌گیری نهایی (FID) شرکاء می‌باشد که تاکنون به‌دلایل متعدد این تصمیم‌گیری به تعویق افتاده است. احتمال می‌رود در سه ماهه سوم سال ۲۰۰۷ میلادی این تصمیم‌گیری به انجام برسد و در صورت توافق، ساخت این تاسیسات بلافاصله شروع خواهد شد. در خوشبینانه‌ترین حالت، انجام پروژهٔ مذکور به ۴ تا ۵ سال زمان نیاز دارد.

فاز ۱۲

توسعه فاز ۱۲ پارس جنوبی نیز برای صادرات LNG به پروژهIran LNG اختصاص یافته است. سهام این طرح ۱۰۰درصد متعلق به شرکت ملی نفت ایران است. در سال ۱۳۸۴ به منظور بازاریابی محصول این طرح، قراردادی برای فروشLNG با کشور هند به امضاء رسید که به دلیل قیمت پایین آن (حداکثر ۳/۱ دلار در هر میلیونBtu) مورد تصویب شورای عالی اقتصاد واقع نگردید. لازم به ذکر است، در قرارداد مذکور تاریخ شروع تحویل

LNG از ابتدای سال ۲۰۱۰ مورد توافق قرار گرفته بود.

توسعه بخش بالادستی این فاز به شرکت پتروپارس واگذار گردیده که به نظر می‌رسد در سالهای ۲۰۱۱ تا ۲۰۱۲ آماده بهره‌برداری باشد. در صورتی که کشورهای ایران و هند نتوانند در مورد قیمت LNG به توافق برسند، اجرای پروژه LNG حداقل تا سال ۲۰۱۳ یا ۲۰۱۴ به تعویق خواهد افتاد. این فاز روزانه ۳ میلیارد فوت‌مکعب گاز تولید خواهد کرد که ۲ میلیارد فوت مکعب در روز برای خوراک تاسیسات مورد نظر و یک میلیارد فوت مکعب در روز برای مصارف داخلی در نظر گرفته شده است.

لازم به ذکر است، در سال جاری، تفاهم‌ناهه‌ای با شرکت اتریشی OMV امضاء گردید که با توجه به مفاد آن، قرار است این شرکت در توسعه بالادستی فاز ۱۲ (با سهمی حدود ۲۰ درصد) و در اجرای طرح Iran LNG با دریافت سهمی حدود ۱۰ درصد مشارکت نماید. این شرکت همچنین خرید ۲/۲ میلیون تن در سال از طرح مذکور را مدنظر قرار داده است.

فازهای ۱۳ و ۱۴

توسعه فازهای ۱۳ و ۱۴ جهت تولید و صادرات LNG به پروژه Persian LNG اختصاص یافته است. این طرح با همکاری شرکت ملی صادرات گاز ایران (۵۰ درصد)، شرکت شل (۲۵ درصد) و شرکت رپسول (۲۵ درصد) برای ساخت دو واحد تولید ۸ میلیون تنی LNG (مجموع ۱۶ میلیون تن در سال) در جریان است. در شرایط خوشبینانه احتمال می‌رود تصمیم‌گیری نهایی (FID) در اواخر سال ۲۰۰۷ یا اوایل سال ۲۰۰۸ انجام گیرد. در صورت توافق، بهره‌برداری از این تاسیسات زودتر از سال ۲۰۱۳ محقق نخواهد گردید.

فازهای ۱۵ و ۱۶

اجرای فازهای ۱۵ و ۱۶ جهت استحصال روزانه ۵۰ میلیون متر مکعب گاز تصفیه شده، یک میلیون تن در سال اتان ، ۱/۰۵ میلیون تن در سال LPG و ۷۵ هزار بشکه در روز میعانات گازی به قرارگاه خاتم‌الانبیاء واگذار شده و قرار است در سالهای ۲۰۰۹ تا ۲۰۱۰ به بهره برداری کامل برسد.

فازهای ۱۷ تا ۲۱

برنامه تولید این چهار فاز نیز همانند فازهای ۴ و ۵ برنامه‌ریزی شده است. پیش‌بینی می‌شود فازهای ۱۷ و ۱۸ در سالهای ۲۰۱۲ و فازهای ۱۹ ، ۲۰ و ۲۱ در سالهای ۲۰۱۲ تا ۲۰۱۳ به بهره‌برداری برسند. قرارداد توسعه فازهای ۱۷ و ۱۸ به پیمانکاران داخلی

واگذار گردیده است. در حال حاضر، شرکت نفت و گاز پارس در حال مذاکره با شرکتهای پتروپارس و انی ایتالیا برای توسعه فازهای ۱۹ تا ۲۱ می‌باشد و پیش‌بینی می‌شود وضعیت این فازها تا پایان سال جاری میلادی به‌طور کامل مشخص گردد.

گفتنی است، در نهایت ۲ فاز دیگر (فازهای ۲۲و ۲۴) توسط شرکت ملی نفت ایران برنامه‌ریزی شده‌اند که در حال حاضر، هیچ تاریخ مشخصی برای تولید از این دو فاز ذکر نشده است.

اشاره می‌کنیم که رشد سریع تقاضای گاز داخلی ایران طی سالهای اخیر باعث شده است تا شرکت ملی نفت ایران تمامی تلاش خود را برای پاسخگویی به این تقاضای روز افزون مبذول دارد. از طرف دیگر، به‌دلیل آنکه اکثر مخازن نفت کشور در نیمه دوم عمرشان واقع شده‌اند، شرکت ملی نفت در سالهای آتی مجبور خواهد بود مقادیر قابل توجهی از گاز را به مخازن نفت خود تزریق نماید. کاهش سالانه ۸ تا ۱۰ درصد تولید نفت‌خام، نیاز کشور برای دستیابی به نفت‌خام بیشتر از طریق راهکارهایی نظیر تزریق گاز را نشان می‌دهد. بسیاری از کارشناسان مخزن عقیده دارند که نیاز واقعی تزریق گاز بیشتر از برنامه‌ریزی‌های شرکت ملی نفت است.

البته، با فرض تحقق برنامه‌های شرکت نفت ایران در سال ۲۰۱۰، نیاز گاز برای تزریق در حدود ۸۰ میلیارد مترمکعب در سال خواهد بود. این حجم گاز تقریباً معادل تولید و صادرات ۵۴ میلیون تن LNG در سال می‌باشد که رقمی بسیار قابل توجه است.

نیاز روز افزون گاز و محدویت زمانی در توازن تولید و مصرف، بسیاری از منتقدان را در گذشته متقاعد ساخت که اولویت‌بندی استفاده از گاز مستلزم استفاده بیشتر بویژه در طرحهای تزریق گاز می‌باشد. از این رو، از ابتدا تاکنون طرحهای صادرات گاز بویژه طرحهای LNG مخالفان بسیاری داشته است.

فشار بر شرکت ملی نفت ایران در اختصاص فازهای پارس‌جنوبی برای تزریق گاز از سوی برخی محافل سیاسی ایران در گذشته و تلاش برای منتقی ساختن طرحهای صادرات گاز بویژه LNG با این اعتقاد که این طرحها مقرون به صرفه نیستند، باعث گردیده است تا توجه اساسی به برداشت بیشتر گاز از میدان پارس‌جنوبی در کشمکش‌های سیاسی و بحثهای اقتصادی به حاشیه رانده شود. غافل از آن که اولویت‌بندی اقتصادی طرحها در مخازن مشترک با مخازن غیر مشترک می‌تواند متفاوت باشد. در مخازن مشترک مهمترین عامل تصمیم‌گیری، استفاده بیشتر از آن میدان و یا منبع مشترک در کوتاه‌ترین زمان ممکن است. از این رو، شاید طرحی که بازده اقتصادی کمتری داشته باشد، ولی در مدت‌زمان کوتاه‌تری بتواند اجرا شود، به طرحهایی

بلندمدت و با بازده اقتصادی بالاتر، اولویت داشته باشد. این موضوع می‌تواند برخلاف برنامه‌ریزی برای استفاده از منابع گازی غیرمشترک باشد. زیرا در صورت برداشت بیشتر و سریعتر از میدان مشترک، منافع ناشی از مهاجرت گاز و میعانات گازی در درازمدت (به سمتی که تولید بیشتر از آن جریان دارد)، می‌تواند هزینه‌های فرصت در انتخاب طرحها را جبران نماید.

صرف‌نظر از مباحث مربوط به اولویتهای استفاده از گاز در طول زمان که خود نیاز به انجام مطالعات جامع و دقیقی دارد و هرگونه پیش‌داوری که می‌تواند تصوری نادرست را در ذهن تداعی نماید، طرحهای صادرات گاز بویژه پروژه‌های LNG به دلیل رغبت بیشتر سرمایه‌گذاران خارجی در مشارکت و تامین مالی آنها، این امکان را خواهند داشت تا در مدت کوتاه‌تری به نتیجه برسند. به نظر می‌رسد، برخی اختلاف‌نظرها در تصمیم‌گیری و اعمال سلایق مختلف بین نهادهای سیاست‌گذار در سالهای گذشته، تا حدی در تاخیر بوجود آمده، نقش داشته است. هرچند که شرایط و مناسبات سیاسی و روابط حاکم در عرصه بین‌المللی (به‌منظور مشارکت شرکتهایی نظیر توتال، شل و رپسول) برای سرمایه‌گذاری چندین میلیارد دلاری در طرحهای LNG ایران را نمی‌توان نادیده انگاشت.

جمع‌بندی و نتیجه‌گیری

یکی از مشکلات موجود در توسعه فازهای پارس‌جنوبی، تاخیر نسبتاً زیاد در بهره‌برداری از فازهای برنامه‌ریزی شده است. بطور مثال، عدم بهره‌برداری به موقع برخی از طرحهای توسعه پارس‌جنوبی نظیر فازهای ۶، ۷ و ۸ که زمان زیادی را از دست داده‌اند، می‌تواند ضررهای جبران ناپذیری به ایران وارد سازد. کاهش منافع و زیان اقتصادی در این فازها به‌دلیل از دست دادن حداقل ۳ تا ۴ سال فرصت استفاده از گاز میدان مشترک پارس‌جنوبی و از طرفی کاهش روز افزون تولید نفت‌خام در میدان آغاجاری بوده است. در واقع تاخیر در بهره‌برداری این سه فاز و عدم تزریق به موقع گاز به میدان نفتی آغاجاری، سبب از دست رفتن میلیون‌ها بشکه نفت‌خام قابل تولید در میدان آغاجاری نیز گردیده است.

از طرف دیگر، توسعه بزرگترین فازهای پارس جنوبی نظیر فازهای ۱۱، ۱۲ و ۱۳ موکول به اجرای طرحهای LNG می‌باشند و در صورتی‌که تاخیری در برنامه‌ریزی این طرحها روی دهد، بهره‌برداری و تولید گاز این فازها نیز با تاخیر زیاد روبه‌رو خواهد شد. به نظر می‌رسد، با توجه به برنامه‌های دو کشور ایران و قطر، در صورتی که ایران مصمم

باشد هر چه سریعتر از میدان مشترک پارس‌جنوبی بهره‌برداری نماید، باید وضعیت طرحهای ناتمام توسعه این میدان را نهایی سازد. این امر نیازمند همکاری منسجم و اجرای سیاستهای هم‌راستای نهادهای مختلف تاثیرگذار در امر تصمیم‌گیری است. گزینه‌های مختلفی برای استفاده از گاز میدان مشترک پارس‌جنوبی نظیر استفاده از گاز در داخل، تزریق گاز به میادین نفتی و صادرات LNG مطرح می‌باشد. این طرحها امکان آن را دارند تا براساس نرخهای بازده اقتصادی خود اولویت‌بندی شوند. ولی در هر حال برای استفاده از مخازن مشترک، عوامل مهم زمان و تولید بیشتر را نمی‌توان نادیده گرفت.

به‌طورکلی می‌توان به این نکته اشاره کرد که در نهایت، ناهماهنگی‌های داخلی در تصمیم‌گیری برای صادرات یا تزریق گاز به مخازن نفتی و یا سایر مصارف، باعث می‌شود تا ایران فرصت توسعه میدان مشترک را از دست بدهد. امری که تنها یک سال تاخیر در اجرای طرحی از آن، مساوی با از دست دادن میلیاردها دلار خواهد بود.

منابع و مآخذ

۱. نفت و توسعه، وزارت نفت جمهوری اسلامی ایران، تهران ۱۳۸۴

2. Annual World Oil and Gas Review, Eni, 2006
3. Arab Oil and Gas Directory, 2004
4. BP, Statistical Energy Review, 2006
5. Middle East Economic Survey (MEES), Vol 43 and 44, October , 2004
6. Dolphin Natural Gas Pipeline Project Update, FACTS Global Energy, December, 2006

پژوهشگاه علوم انسانی و مطالعات فرهنگی
پرتال جامع علوم انسانی