" بسمه تعالی "

مطالعه ازدیاد برداشت مایعات گازی
از مخزن پارس جنوبی

گزارش مدیریتی

انجمن مهندسی گاز ایران

اسفند ماه - 1386

" بسمه تعالی "

گزارش مدیریتی

عنوان پروژه : مطالعات ازدیاد برداشت میعانات گازی از مخزن پارس جنوبی

مجری : انجمن مهندسی گاز ایران : محمد هاشم باقرپور ، حسین سروش و منصور دفتریان – اسفند 1386

سیال میدان پارس جنوبی دارای مشخصـات و خواص گاز های میعا نی میباشد . فشار مخزن پارس جنوبی در حال حاضر به پائین تر از فشار نقطه شبنم گاز کاهش یافته است . تداوم افت فشـار مخزن در گستره زیر فشـار نقطه شبنم هیدروکربوری منجر به تشکیل و ریزش میعانات گازی در سنگ مخزن خواهد شد . قسمت اعظم میعانات گازی که در گستره فشار زیر نقطه شبنم هیدروکربوری در مخزن تشکیل و ریزش مینماید برای همیشه در مخزن باقی مانده و قابل استحصال نمیباشد.

تجمع میعانات گازی در سنگ مخزن باعث اشباع فزاینده سنگ مخزن از میعانات و به وجود آمدن Condensate Bank در اطراف چاه های تولیدی و کاهش فزاینده تراوائی موثر سنگ مخزن گردیده و در نهایت منجر به کاهش تدریجی بهره دهی چاه های گازی و مضافاً باعث افزایش فشار ترک مخزن و در نتیجه کاهش چشمگیرضریب میزان برداشت نهائی گاز از مخزن میشود.

خاطرنشان میگردد که برای محاسبه و پیش بینی روند کاهش بهره دهی چاه های گازی در مخازن ضرورت دارد که رفتار پیچیده جریان (complex flow behavoir) سیال در اطراف حفره های (wellbore) چاه های گازی مشخص بشود. از طرف دیگر در محدوده اطراف حفره های چاه های گازی گستره بالای پروفیل افت فشار همزمان باعث اشباع فزاینده سنگ مخزن از مایعات گازی و افزایش سرعت گاز در خارج از محدوده قانون دارسی برای تراوائی گاز خواهد شد. اغلب مدلهای کامپیوتری موجود قادر به تعیین و منظور نمودن جریان دوفازی خارج از محدوده قانون دارسی نیستند.

تجارب حاصله از تولید گاز و مایعات گازی میدان گاز میعانی سراجه نشان میدهد که با روش تخلیه طبیعی (natural depletion) بخش عمده گاز و میعانات گازی درجای مخزن بدلیل رسوب بالای میعانات گازی در سنگ مخزن با شرایط افت تدریجی فشار قابل استحصا ل نمیباشد. لازم به ذکر میباشد که

شرایط در مخـزن سراجه بدلیل تراوائی پائین سنگ مخزن حاد تـر از شـرایط پـارس جنوبـی میباشـد ، ولـی نتایج حاصله از بررسی وضعیت مخـازن حـاوی گاز میعانـی در کشورهای دیگـر نشـان میدهـد کـه کـاهش بهـره دهـی چاه هـای گازی (productivity) حتی در مخازن با تراوائی نسبتاً بالا نیز در عمل تجربه شـده است.

نتایج مطالعات انجمن مهندسی گاز نشان میدهد که سیاستگذاری تولید از مخازن حاوی گاز میعانی کشور از جمله میادین پـارس جنـوبی، پازنـان ، سـرخون ، مـارون خـامی، تنـگ بیجـار و سـراجه بـا هـدف مراعـات ملاحظات اقتصادی وبمنظور پیشگیری از مشکلات اشاره شده در سنگ مخزن که عـلاوه بـر ایجـاد کـاهش بهره دهی چاه های گازی موجب کاهش شدید قابلیـت تزریـق پـذیری سـنگ مخـزن نیـز میشـود ، ترجیحـاً میبایستی مبتنی بر تزریق گاز سبک به مخزن تا زمان تغییر تدریجی مشخصـات سـیال مخـزن از حالـت گـاز میعانی به گاز تر تنظیم شده و برنامه تولید گاز از مخزن موکول به بعد از تغییر مشخصات سیال مخزن بشود.

قابل ذکر میباشد که سیاستگذاری فوق الذکر حدود سی سال پیش توسط اوسکو (OSCO) برای مخزن گاز میعانی پازنان در نظر گرفته شده و تا سیسات لازم برای بـازگردانی گـاز سـبک شـده بـه مخـزن نیـز احـداث گردیده بود ولی متاسفانه گاز تولیدی مخزن در عمل به مخازن دیگر تزریق شـده اسـت و بنـابر ایـن مزایـای بالقوه سیاستگذاری مذکور در میدان پازنان محقق نشده است.

میدان پارس جنوبی با کشور قطر مشترک میباشد و کشور قطر ازسالها پیش بدون مراعات موارد فـوق الـذکر تولید گازو همچنین نفت از میدان پارس جنوبی را شروع و توسعه داده است .بنابراین بـا توجـه بـه اشـتراک میدان اتخاذ سیاستگذاری فوق الذکر را نمیتوان در مورد پارس جنوبی توصیه نمود .

بنابراین تداوم افت تدریجی فشار مخزن در گستره زیر فشار هیدروکربنی سیال در مخزن پارس جنوبی بدلیل برنامه های تولید از مخزن غیر قابل اجتناب میباشد و در نتیجه بالغ بر پنجاه در صد از میعانـات گـازی پـارس جنوبی که حدود هشت میلیارد بشکه میباشد به تدریج در مخـزن تشـکیل شـده و در سـنگ مخـزن ریـزش نموده و علاوه بر اینکه در آ ینده نیز قا بل استحصال نمیباشد باعث اشباع سنگ مخـزن از میعانـات گـازی و بوجود آمدن Condensate Bank در اطراف چاه های تولیدی و کاهش فزاینده تراوائی موثر سنگ مخزن و کاهش بهره دهی چاه های گاز و قابلیت تزریق پذیری سنگ مخزن خواهد شد.

انجمن مهندسی گاز ایران با توجه به موارد فوق الذکر و با هدف تقلیل میزان تشکیل و ریزش میعانات گازی در سنگ مخزن میدان پارس جنوبی و در نتیجه ازدیاد برداشت میعانات گازی و همچنین با هدف به حد اقل رساندن در میزان تشکیل و ریزش میعانات به سنگ مخزن و دیگر تبعات اشاره شده و بر مبنای نتایج مطالعات گسترده ونتایج شبیه سازی مخزن پارس جنوبی که بهمین منظور انجام شده ، پیشنهاد مینماید که با افزایش پتانسیل تولید از مخزن و بازگردانی گاز سبک شده حاصل از تولید اضافی به مخزن ، ضمن کاهش چشمگیر مشکل ، در گستره چاههای تزریقی و تولیدی مشخصات سیال مخزن به تدریج تغییر داده بشود و به این ترتیب میزان تشکیل و ریزش میعانات گازی در سنگ مخزن و میزان تبعات منفی مربوطه به حد اقل ممکن کاهش یافته و مضافا میزان میعانات گازی قابل استحصال از مخزن نیز افزایش داده بشود.

انجمن مهندسی گاز ایران برمبنای نتایج این مطالعات، میزان نهائی تولید گاز اضافی برای منظور بازگردانی در مرحله توسعه نهائی مخزن پارس جنوبی معادل را 28000 میلیون پای مکعب درروز (793 میلیون متر مکعب در روز) تعیین و پیشنهاد نموده که توسعه کامل طرح بازگردانی در هفت فاز انجام بشود.

در صورت اجرای طرح پیشنهادی علاوه بر پیشگیری از کاهش چشمگیر ضریب برداشت گاز و همچنین ایجاد مزیت ازدیاد برداشت میعانات گازی ، مشکلات ناشی از ریزش و تجمع مایعات در سنگ مخزن به حد اقل ممکن کاهش یافته و مضافاً مقادیر قابل ملاحظه ای برشهای اتان و بالاتر در جریان بازگردانی استحصال میشود و مزیت اقتصادی ارزش روز را در بر خواهد داشت.

بمنظور ایجاد زمینه برای بیشترین استفاده اقتصادی از طرح بازگردانی وهمچنین بصورت همزمان ، فراهم نمودن شرایط مناسب برای تسریع در ایجاد تغییرات مورد نظر در مشخصات سیال مخزن ، پیشنهاد میشود که با طراحی و احداث تاسیسات مناسب (بطوریکه در گزارش بصورت مشروح مشخص و مندرج شده است) حدود 96 در صد برش اتان و 99 در صد برشهای پروپان و بوتان و صد در صد برشهای پنتان و بالاتر قبل از بازگردانی از سیال مخزن استحصال و تفکیک بشود و بنابراین با پیشنهاد مطروحه ،گاز تزریقی به مخزن بصورت عمده شامل برش متان خواهد بود.

در مورد مزیت اقتصادی طرح پیشنهادی بمنظور استحصال تقریباً کامل برشهای اتان و بالاتر از مجموعه گاز تولیدی قبل از تزریق مجدد به مخزن ، موارد زیر را خاطر نشان میسازد:

1) بررسی های مشترک انجمن نفت و انجمن مهندسی گاز ایران نشان میدهد که رشد مصرف فرآورده های پتروشیمی در اقتصادهای پر رونق چین و هندوستان بین 15 تا 18 در صد در سال میباشد. برآوردهای رسمی پتانسیل بازار جدید برای اتیلن در دو کشور نامبرده طی دو دهه آینده

بالغ بر 15 میلیون تن در سال توسط مراجـع معتبر اعلام شده و در نتیجه برنامه ریزی برای ایجـاد ظرفیت های جدید برای تولید بالغ بر 15 میلیون تن اتیلن در دو کشور نامبرده انجام گرفته است.

2) در کشورهای چین و هندوستان بدلیل عدم دسترسی به اتان و ملاحظات زیست محیطـی در نظـر است عمدتاً از نفتا بعنوان خوراک واحدهای جدید اولفین استفاده بشود. این در حالی اسـت کـه فقط 37 در صد نفتا قابل تبدیل به اتیلن میباشد و از طرف دیگر قیمت جهانی نفتا بـا تثبیـت اخیـر قیمت های جهانی انرژی به بیشتر از 850 دلار در تن افزایش یافته است.

3) از طرف دیگر قیمت اتان در کشور ما برابر با 61 دلار در تن تثبیت شده و حدود 83 در صد اتان قابل تبدیل به اتیلن میباشد.

4) بنابراین سود خالص تولید و فروش اتیلن قابـل ملاحظـه میباشـد . از طـرف دیگـر همـانطور کـه توضیح داده شد خوشبختانه بازار جدید بـرای حـد اقـل 15 میلیـون تـن اتـیلن در سـال در خـاور نزدیک و خاور دور وجود خواهد داشت.

5) با استفاده از روش پیشنهاد شده مبنی بر استفاده از تکنولوژی deep cut (بصورتیکه در گزارش فـاز سـوم ایـن مطالعـات تشـریح گردیـده اسـت) ، سـالیانه 14 میلیـون تـن اتـان از سـیال طـرح بازگردانی، قبل از تزریق به مخزن استحصـال خواهـد شـد و بـا اسـتفاده از بـرش اتـان بـه میـزان مذکور و احداث یازده واحد اولفین هر کدام با ظرفیت تولیـد یـک میلیـون تـن اتـیلن در سـال، پتانسیل تولید و صادرات حدود یازده میلیون تن اتیلن در سـال بـا درآمـد اضـافی بـالغ بـر 10/76 میلیارد دلار در سال و اشتغال زائی قابل ملاحظه برای کشور بوجود خواهد آمد.

6) بعلاوه در چارچوب طرح بازگردانی گاز سبک در میدان پارس جنوبی و با استفاده از طراحـی و تاسیسات پیشنهاد شده در گزارش فاز سوم این مطالعات پتانسیل استحصال، فرآورش و صادرات بالغ بر 15 میلیون تن برشهای پروپان و بوتان با مشخصات و استاندارد های قابل قبول بـین المللـی یه ارزش بالغ بر 11/76 میلیارد دلار در سال بوجود خواهد آمد.

7) درآمد حاصل از تفکیک، تثبیت و صادرات بالغ بـر 38/36 میلیـون تـن در سـال مایعـات گـازی همراه و برشهای پنتان وبالاتر در قالب طرح پیشنهادی با قیمـت هـای جـاری سـال 2008 بـالغ بـر 31/68 میلیارد دلار در سال میباشد.

8) مجموع در آمد سالیانه از بابت استحصال برشهای اتان و بالاتر از گـاز تولیـدی بـرای تزریـق بـا قیمت های جاری سال 2008 بالغ بر 54/20 میلیارد دلار در سال میباشد.

همانطور که در گزارش فاز دوم این مطالعات تشریح گردیده است تعمیم نتایج شبیه سازی که بـا اسـتفاده از اطلاعات موجود برای یک بلوک میدان پارس جنوبی انجام شده به کل میدان نشـان میدهـد کـه بـا اجـرای طرح بازگردانی، در نهایت مقادیر قابل ملاحظه مایعات گازی بدلیل کاهش میزان تشکیل وریزش میعانات گازی حاصل از افت فشار ناشی از برداشت طبیعی از مخزن در گستره فشارهای پائین تر از نقطه حباب، قابل استحصال خواهد بود.

مضافاً خاطر نشان میسازد که با اجرای طرح پیشنهادی، مشخصات سیال مخزن بتدریج تغییر یافته ودر نهایـت سیال مخزن مشابه سیال مخازن گاز خشک عمدتاً شامل گاز متان خواهد بود.

میزان گـاز در جا در مخزن پارس جنوبـــی برابر با 464 تریلیون پای مکعب برآورد شده است . با توجـه بـه حداقل فشار عملیاتی و سیاستگذاری تعیین شده برای بهره بـرداری از میـدان پـارس جنـوبی و در صـورتیکه طرح بازگردانی گاز سبک شده سـریعاً اجـراء بشـود ، درنهایـت 320 تریلیـون پـای مکعـب از سـیال مخـزن استحصال شده و 144 تریلیون از سیا ل مخزن پس از کاهش فشار به فشار ترک در مخزن باقی خواهد ماند.

با اجرای طرح پیشنهادی عملاً برش های اتان – پروپان – بوتان و بخش قابل ملاحظه از برشهای پنتان وبالاتر در مراحل عملیاتی از سیالی که نهایتاً بعد از فشار تـرک در مخـزن بـاقی خواهـد مانـد تفکیـک و استحصـال خواهد شد.

خاطر نشان میسازد که الگوی چیدمـان چاه هـای تولیـدی و تزریقـی در طراحـی نهـائی سیسـتم بـاز گردانـی میبایستی با توجه به لزوم حد اکثر سازی راندمان جاروئـی گاز تزریقی و هـدایت گـاز هـای غنـی بـه طـرف چاههای تولیدی ، نهائـی شده و مبنـای کار قرارداده بشود و به این ترتیب و باتوجه به اینکه برشهـای اتان و بالاتر در سیکل های عدیده در سیستم های استحصـال با روش تبرید (Cryogenic) در درجه حـرارت حدود 153- درجه فارنهایت از سیال مخزن استحصال میشود، عملاً بخش اعظم برشهای اتان و بالاتر از سیال باقیمانده در مخزن (بعد از فشار ترک مخزن) استحصال خواهد شد .

در جریان ارزیابی اقتصاد طرح پیشنهادی با توجه به محدود بودن اطلاعات مخزن و بمنظور مراعات جوانـب احتیاط و ملاحظات محافظه کارانه ، با اعمال فاکتور هـای ریسـک میـزان استحصـال مایعـات گـازی بـه80 درصد میزان استحصال بـرش اتـان بـه 50 درصـد - میـزان استحصـال بـرش پروپـان بـه 50 درصـد و میـزان

استحصال برش بوتان به 40 درصد نتایج محاسبات کاهش داده شده و در محاسبات اقتصادی لحاظ شده است. درآمد های اضافی که از بابت ازدیاد برداشت مایعات گازی و استحصال برشهای اتان ،پروپان و بوتان از سیال باقیمانده در مخزن که در صورت اجرای طرح پیشنهادی انجمن مهندسی گاز ایران حاصل خواهد شد پس از لحاظ نمودن فاکتور های ریسک فوق الذکر به شرح زیر خلاصه میشود:

در آمد حاصل از استحصال و صادرات بالغ بر 387 میلیون تن متریک مایعات گازی اضافی حاصل از اجرای طرح بازگردانی با قیمت های سال 2008 برابر با 320 میلیارد دلار میباشد. با توجه به محدود بودن اطلاعات مخزن وبنابراین تقریبی بودن نتایج شبیه سازی و بمنظور مراعات جوانب محافظه کاری پس از اعمال فاکتور ریسک در آمد حاصل از بابت ازدیاد برداشت مایعات گازی در مطالعات اقتصاد طرح به 256 میلیارد دلار کاهش داده شده است.

درآمد حاصل از استحصال و صادرت بالغ بر 117 میلیون تن متریک برش های اضافی پروپان و بوتان که در صورت اجرای طرح پیشنهادی انجمن مهندسی گاز ایران حاصل خواهد شد پس از لحاظ نمودن فاکتور های ریسک 50 درصد برای پروپان و 40 در صد برای بوتان و با قیمت های سال 2008 برابر با 93/82 میلیارد دلار میباشد.

میزان برش اتان که در صورت اجرای طرح پیشنهادی انجمن مهندسی گاز از سیال باقیمانده در مخزن پارس جنوبی (بعد از فشار ترک مخزن) استحصال میشود برابر 276 میلیون تن متریک میباشد ولی همانطور که قبلا خاطر نشان گردید بمنظور مراعات ملاحظات محافظه کارانه با اعمال فاکتور ریسک پنجاه در صدی این میزان در ارزیابی اقتصادی طرح به 136 میلیون تن کاهش داده شده است.

درآمد حاصل از بابت ازدیاد برداشت اتان و تولید و صادرات اتیلن با منظور نمودن فاکتور ریسک پنجاه در صد و با قیمت های سال 2008 بالغ بر 104/72 میلیارد دلار خواهد شد.

به این ترتیب درامدهای بالقوه بخش ازدیاد برداشت مایعات گازی و برشهای اتان ،پروپان وبوتان از بابت اجرای طرح بازگردانی بعد از اعمال فاکتور های ریسک به شرح فوق با قیمت های جاری سال 2008 میلادی بالغ بر 454/54 میلیارد دلار خواهد شد.

برآورد سرمایه گذاری برای توسعه نهائی سیستم بازگردانی برای مجموعه میدان پارس جنوبی با ظرفیت 28 میلیارد پای مکعب در روز معادل 7 سیستم پیشنهادی باز گردانی هر کدام با ظرفیت 4 میلیارد پای مکعب در روز برابر با 68/124 میلیارد دلار میباشد.

برآورد هزینه های سرمایه گذاری برای احداث یازده واحد اولفین هر کدام با ظرفیت تولید یک میلیون تن اتیلن در سال بمنظور تبدیل مجموعه تولید سالیانه اتان طرح به اتیلن برابر با 6/6 میلیارد دلار میباشد.

برآورد سالیانه هزینه های عملیاتی برای مجموعه تاسیسات بازگردانی و واحدهای پتروشیمی با قیمت های سال 2008 برابر با 1318 میلیون دلار در سال میباشد.

در این مطالعات اقتصاد طرح با استفاده از مدل UNIDO – COMFAR III Expert و با فرض اینکه 80 درصد هزینه سرمایه گذاری از طریق وام و با بهره 8 درصد در سال تامین بشود ، مورد ارزیابی قرارگرفته است.

ارزیابی اقتصاد طرح پیشنهادی با ملحوظ نمودن کلیه پارامترهای اقتصادی و از جمله نر خ بازگشت سرمایه که بدون منظور نمودن مزایای اقتصادی قابل ملاحظه به روز رسانی درآمدها، محاسبه شده و برابر با 47/67 در صد میباشد و اینکه بازگشت سرمایه در مدتی کمتر از دو سال محقق خواهد شد ، نشان میدهد که اجرای طرح پیشنهادی از نظر اقتصادی موجه و سود آور میباشد.

اجرای طرح بازگردانی میدان پارس جنوبی علاوه بر مزیت های چشمگیر اقتصادی موجب افزایش قابل ملاحظه وابستگی بازارهای انرژی و پتروشیمی ، به خصوص بازارهای خاور نزدیک و خاور دور به تولیدات طرح شده و بعلاوه زمینه اشتغال زائی قابل ملاحظه ای را در کشور بوجود میاورد.

همانطور که در گزارشات فازهای اول و دوم این مطالعات تشریح گردیده است، در صورت عدم اجرای طرح بازگردانی میدان پارس جنوبی میزان تشکیل و ریزش میعانات گازی در سنگ مخزن و تبعات آن که موجب کاهش تراوائی موثر گاز و کاهش بهره دهی چاه های گاز و در نتیجه کاهش چشمگیر ضریب برداشت گاز و مایعات گازی از مخزن شده و مضافاً قابلیت تزریق پذیری سنگ مخزن میباشد به حداقل ممکن تقلیل خواهد یافت .