

## ارزیابی اقتصادی استفاده از گازهای همراه میادین نفتی با سناریوهای مختلف

سجاد خلیلی\*، محمدامین همت، معاونت نظارت بر منابع هیدروکربوری وزارت نفت

## چکیده

برای کشورهای تولیدکننده نفت، گازهای همراه نفت منابع عظیم انرژی با ارجحیت نسبت به مشتقات نفت خام هستند. اگرچه جمع آوری گازهای همراه نفت و استفاده از آن در برنامه‌های تزریق گاز یا مصارف داخلی از مهم‌ترین برنامه‌های وزارت نفت به‌شمار می‌آید اما به دلایل مختلف در کشور ما از این منبع انرژی به‌خوبی استفاده نشده است. گاز غنی همراه جدا شده از نفت ارزش حرارتی زیادی دارد اما قبل از استفاده از آن به‌عنوان سوخت می‌توان اجزاء سنگین‌تر آنرا در واحدهای گاز مایع جدا کرده و برای تولید فرآورده‌های ارزشمند نفتی یا پتروشیمیایی مصرف نمود. گاز سبک باقیمانده می‌تواند در صنایع دیگر پتروشیمی به کار رفته یا به شبکه‌ی گاز مصرفی کشور یا صادرات اضافه شود. گاز همراه همچنین بهترین گزینه برای تزریق در مخازن زیرزمینی نفت با هدف ازدیاد برداشت از مخازن است. در این مقاله متغیرهای اقتصادی برای تزریق گاز در میادین نفتی، تبدیل گاز به برق و کاربرد پتروشیمیایی (تولید متانول) با یکدیگر مقایسه گردیده و منافع اقتصادی هر یک در شرایط مختلف با یکدیگر سنجیده شده است.

## اطلاعات مقاله

تاریخ ارسال نویسنده: ۹۶/۰۱/۲۵

تاریخ ارسال به داور: ۹۶/۰۲/۱۲

تاریخ پذیرش داور: ۹۶/۰۴/۲۷

## واژگان کلیدی:

گاز همراه، جمع آوری گاز، تزریق و ارزیابی اقتصادی

## مقدمه

تأثیرگذار در خصوص شیوه‌ی استفاده از گازهای همراه و جلوگیری از سوزاندن آنها عبارتند از حجم گاز همراه تولیدی و فاصله‌ی میدان از مبادی مصرف. شکل ۱- به صورت شماتیک بهترین روش‌های اقتصادی برای استفاده از گازهای همراه را بر اساس دو عامل حجم تولید و فاصله تا مصرف‌کنندگان نشان می‌دهد.

## ۲- وضعیت کنونی گازهای همراه تولیدی و طرح‌های در حال بهره‌برداری

سابقه‌ی اجرای طرح جمع آوری گازهای همراه میادین نفتی در شرکت ملی نفت ایران به سال ۱۳۴۹ همزمان با تأسیس شرکت ملی گاز ایران برمی‌گردد. می‌توان یکی از دلایل اولیه‌ی ایجاد شرکت ملی گاز ایران را جمع آوری گازهای همراهی دانست که در میادین تحت مدیریت شرکت ملی نفت سوزانده می‌شده است.

در دهه‌ی ۵۰ به دلیل عدم بهره‌برداری از میادین مستقل گازی، گازهای همراه پس از جمع آوری و فرآورش به خطلوله‌ی اول سراسری (به طول ۱۱۰۰ کیلومتر) جهت گازرسانی شهری و نیروگاهی (بخش‌هایی از شیراز و تهران) تزریق و بخش عمده‌ای از آن نیز به شوروی سابق صادر می‌شد. همچنین گازهای همراه

## ۱- کاربردهای مختلف از گازهای همراه تولیدی

جمع آوری گازهای همراه با اهداف زیر انجام می‌شود:

- جلوگیری از سوزانده شدن گازها به‌عنوان حفظ یک ثروت ملی
- جلوگیری از آلودگی محیط زیست
- تزریق گاز جهت دست‌یابی به بازیافت ثانویه از مخازن (تولید سیانتری نفت)
- برداشت مایعات گازی و تغذیه‌ی گاز سبک به کارخانه‌های پتروشیمی
- تأمین گاز سوخت مصرفی جهت تولید برق

جهت بهره‌برداری از گازهای همراه تولیدی که در حال حاضر سوزانده می‌شود می‌توان با در نظر گرفتن نوع گاز و اجزای تشکیل‌دهنده‌ی آن از روش‌های مختلف زیر استفاده کرد:

- (الف) تبدیل گاز به برق (GTW)<sup>۱</sup> با استفاده از توربوژنراتورهای سفارشی
  - (ب) برداشت میعانات با استفاده از غشای نیمه‌تراوا
  - (ج) تبدیل گاز به مایع (GTL)<sup>۲</sup>
  - (د) فشرده‌سازی گاز طبیعی (CNG)<sup>۳</sup>
  - (ه) تبدیل به محصولات پتروشیمیایی نظیر متانول
- طبق بررسی‌های انجام شده در سطح جهانی مهم‌ترین عوامل

\* نویسنده‌ی عهده‌دار مکاتبات (kalilisajjad@yahoo.com)

کارخانه با سرمایه‌گذاری حدود ۵۰۰ میلیون دلار از سال ۱۳۹۲ در مدار تولید و بهره‌برداری قرار گرفته و محصولات آن شامل پروپان، بوتان، پنتان، مایعات گازی، میعانات گازی و گاز خشک سبک مشتمل بر متان و اتان است.

### ۳- برنامه‌های آینده‌ی وزارت نفت در زمینه‌ی سیستم‌های جمع‌آوری گاز همراه

در حال حاضر شرکت ملی نفت ایران طرح‌های گسترده‌ای برای جمع‌آوری و جلوگیری از سوزاندن گازهای همراه در دست اجرا دارد که از آن جمله می‌توان به مجتمع‌های گاز و گازمایع شامل ان.جی.ال‌های ۱۷۰۰، ۱۸۰۰، ۲۳۰۰، ۲۴۰۰، ۳۱۰۰، ۳۲۰۰، ان.جی.ال خارگ، تأسیسات تزریق و فرازآوری گاز و ایستگاه‌های تقویت فشار اشاره کرد.

طی سال ۱۳۹۲، مقدار ۷۵ میلیون مترمکعب در روز گاز همراه تولید شده که از این مقدار ۲۷ میلیون مترمکعب در روز آن

جمع‌آوری شده از میادین نفتی اهواز، آغاچاری و مارون پس از فرآورش در پالایشگاه گازی بیدبلند از طریق خطلوله‌ی اول سراسری گاز و ایستگاه‌های تقویت فشار بین‌راهی به مصارف داخلی کشور و صادرات اختصاص یافته بود.

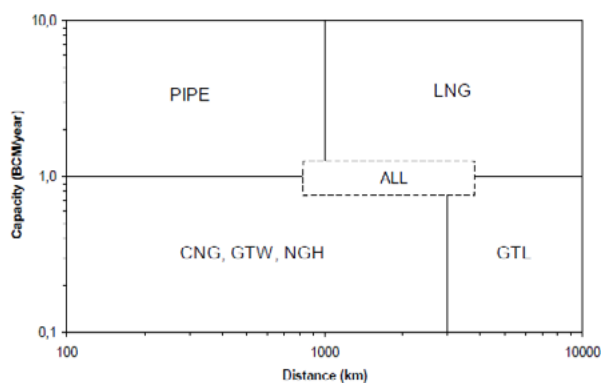
هم‌اکنون حدود ۱۰۰ میلیون مترمکعب گاز همراه در روز از طریق سامانه‌های خطوط لوله و ایستگاه‌های تقویت فشار جمع‌آوری و در کارخانه‌های ان.جی.ال و از طریق طرح آماک، فرآورش و محصولات تولیدی برداشت می‌شود. از مجموع پانزده کارخانه‌ی گاز و گازمایع شرکت ملی مناطق نفت‌خیز جنوب، ان.جی.ال سیری و همچنین طرح آماک معادل ۲/۵ فاز استاندارد پارس جنوبی از میادین نفتی گاز جمع‌آوری و فرآورش می‌شود. محصولات تولیدی کارخانه‌های گاز و گاز مایع، شامل گازهای سبک (گازهایی که به شبکه‌ی سراسری تحویل یا در مخازن نفتی تزریق می‌شود)، اتان، پروپان، بوتان، پنتان، مایعات و میعانات گازی و در برخی موارد گوگرد است. در نتیجه احداث و توسعه‌ی مجتمع‌های NGL افزون بر جلوگیری از سوزاندن گازهای همراه و تأمین منافع ملی و حفظ و صیانت از محیط زیست، بازده اقتصادی زیادی برای سرمایه‌گذاران و درآمد مناسبی برای شرکت ملی نفت ایران به همراه خواهد داشت. ظرفیت موجود جمع‌آوری گازهای همراه نفت در طرح‌های مختلف در جدول ۱ آورده شده است.

علاوه بر مواردی که در جدول ۱- به آنها اشاره شده از محل طرح آماک (مربوط به میادین نفتی آب‌تیمور، منصوری، اهواز و کوپال) نیز روزانه ۲۴۰ میلیون فوت‌مکعب در روز گاز همراه جمع‌آوری می‌شود.

همچنین در حوزه‌ی فعالیت شرکت نفت فلات قاره نیز ان.جی.ال جزیره‌ی سیری ظرفیت جمع‌آوری ۱۴۰ میلیون فوت‌مکعب در روز گاز همراه نفت تولیدی از منطقه‌ی دریایی سیری را دارد. این

ظرفیت موجود جمع‌آوری گازهای همراه نفت (منبع: Company, Iranian (South Oil, 2006)

ردیف	عنوان	ظرفیت (میلیون فوت‌مکعب در روز)
۱	ان.جی.ال ۱۰۰	۲۰۰
۲	ان.جی.ال ۲۰۰	۱۶۰
۳	ان.جی.ال ۳۰۰	۲۰۰
۴	ان.جی.ال ۴۰۰	۵۲۲
۵	ان.جی.ال A۴۰۰	۲۶۰
۶	ان.جی.ال ۵۰۰	۱۶۰
۷	ان.جی.ال A۵۰۰	۱۶۰
۸	ان.جی.ال ۶۰۰	۵۰۰
۹	ان.جی.ال ۷۰۰ و ۸۰۰	۳۸۰
۱۰	ان.جی.ال ۹۰۰	۱۵۰۰
۱۱	ان.جی.ال ۱۰۰۰	۱۵۰۰
۱۲	ان.جی.ال ۱۲۰۰	۲۶۰
۱۳	ان.جی.ال ۱۳۰۰	۱۸۰
۱۴	ان.جی.ال ۱۵۰۰	۲۷۴
۱۵	ان.جی.ال ۱۶۰۰	۶۰۰
	مجموع	۶۸۵۶



۱ | روش‌های اقتصادی برای استفاده از گازهای همراه (منبع: گودموندسون و موک، ۲۰۰۳)

بخش عمده‌ی آن مربوط به توسعه‌ی میدانی نفتی جدید و مخازن خامی است. گازهای همراه جمع‌آوری شده از این ده مجتمع گاز و گازمایع برای تأمین خوراک به واحدهای پتروشیمی منطقه ویژه‌ی ماهشهر و بندر امام (ره) و همچنین پتروشیمی‌های جدید مانند دهلران ارسال می‌شود.

این مجتمع‌های جدید گاز و گازمایع شامل ان.جی.ال‌های ۱۷۰۰، ۱۸۰۰، ۱۹۰۰، ۲۰۰۰، ۲۳۰۰، ۲۴۰۰، ۲۶۰۰، ۳۱۰۰، ۳۲۰۰ و همچنین ان.جی.ال خارگ هستند. برآورد سرمایه‌گذاری مورد نیاز، ظرفیت جمع‌آوری گاز و ملاحظات مربوط به هر طرح در جدول زیر گردآوری شده است [۲].

#### ۴- خلاصه‌ی ارزیابی اقتصادی از کاربردهای مختلف گازهای همراه

با توجه به شکل ۱- و در نظر گرفتن شرایط واقعی مربوط به گازهای همراه در یک میدان نفتی، ارزیابی اقتصادی برای سه طرح تزریق گاز به میدان نفتی، احداث واحد پتروشیمی (متانول)

سوزانده می‌شود که حاکی از سوزانده شدن قریب به ۳۵ درصد از گاز همراه تولیدی کشور است. از کل گاز همراه تولیدی ۶۲ درصد در مناطق نفت‌خیز جنوب، ۲۵ درصد در فلات قاره، ۱۰ درصد در مناطق مرکزی و ۶ درصد در شرکت اروندان تولید شده است. از کل گاز همراه سوزانده شده ۶۳ درصد در فلات قاره، ۲۱ درصد در مناطق نفت‌خیز جنوب، ۱۰ درصد در مناطق مرکزی و ۶ درصد در شرکت اروندان سوزانده می‌شود. همان‌طور که ملاحظه می‌شود بیشترین گازسوزی در بخش دریایی (فلات قاره) وجود دارد. از لحاظ اقتصادی با احتساب میانگین جهانی قیمت گاز (۱۵ سنت برای هر مترمکعب گاز) ارزش گاز سوزانده شده طی سال گذشته در حدود ۱/۵ میلیارد دلار است.

جهت بهره‌برداری هر چه بیشتر از گازهای همراه نفت، وزارت نفت قصد دارد ده مجتمع گاز و گازمایع با سرمایه‌گذاری حدود ۱۱ میلیارد دلار احداث کند. با راه‌اندازی این مجتمع‌ها روزانه ۲۶۴۱ میلیون فوت مکعب (۷۵ میلیون مترمکعب) گاز معادل سه فاز استاندارد پارس جنوبی، جمع‌آوری و فرآورش می‌شود که

۲ | برآورد سرمایه‌گذاری مورد نیاز برای طرح‌های جمع‌آوری گازهای همراه [۲]



ردیف	عنوان	ظرفیت (میلیون فوت مکعب در روز)	برآورد سرمایه‌گذاری (مورد نیاز (میلیون دلار))	ملاحظات
۱	ان.جی.ال ۱۷۰۰	۱۸۰	۵۴۱	گاز همراه مخزن بنگستان واقع در محدوده‌ی عملیاتی شرکت بهره‌برداری نفت و گاز کارون
۲	ان.جی.ال ۱۸۰۰	۲۰۰	۱۱۰۷	جمع‌آوری گازهای همراه میدان‌های حوزه‌ی عملیاتی شرکت نفت و گاز آغاچاری
۳	ان.جی.ال ۱۹۰۰	-	۱۰۰۰	جمع‌آوری گازهای همراه لایه‌ی خامی
۴	ان.جی.ال ۲۰۰۰	۱۳۴	۱۰۰۰	گاز لایه‌ی خامی میدان بی‌بی حکیمه
۵	ان.جی.ال ۲۳۰۰	۲۷۰	۱۰۱۶	گازهای همراه لایه‌ی خامی میدان مارون
۶	ان.جی.ال ۲۴۰۰	۱۸۰	۱۰۰۰	جمع‌آوری گازهای همراه میدان رگ سفید و تزریق گاز تولیدی سبک به میدان کرنج
۷	ان.جی.ال ۲۶۰۰	۱۰۰	۵۰۰	جمع‌آوری گازهای همراه لایه‌ی آسماری و خامی میدان نفتی منصوری
۸	ان.جی.ال ۳۱۰۰	۲۷۰	۱۵۰۰	جمع‌آوری گازهای همراه میدان‌های غرب کشور (مناطق دهلران، چشمه‌خوش، پایدار، پایدار غرب، دالپری و نفت‌شهر)
۹	ان.جی.ال ۳۲۰۰	۵۰۰	۱۵۰۰	گازهای همراه میدان‌های آزادگان شمالی و جنوبی، فاز اول و دوم میدان یادآوران، جفیر، دارخوین و یاران شمالی و جنوبی
۱۰	ان.جی.ال خارک	۶۲۰	۱۵۰۰	گاز همراه میدان‌های دریایی منطقه‌ی خارگ (درو، ابوزر، فروزان)
	مجموع	۲۶۴۱	۱۰۶۶۴	



مفروضات	توضیحات
کلی	میزان تولید گاز همراه برای هر سه گزینه یکسان در نظر گرفته شده اما در واقع تولید گاز در عملیات تزریق گاز بیشتر خواهد بود. نرخ تسعیر برای هر دلار ۳۰۰۰۰ ریال است. ارزش خالص فعلی طرح‌ها در نرخ‌های سود ۵، ۱۰، ۱۵، ۲۰ و ۲۵ درصد محاسبه گردیده است.
تزریق	میانگین ضریب برداشت گاز تزریقی ۷۵ درصد در نظر گرفته شده و قیمت گاز خشک که پس از تزریق غیرقابل برداشت می‌گردد برابر با ۱۰۰۰ ریال فرض شده است. شرایط قیمتی برای هر بشکه نفت خام معادل ۶۰، ۸۰ و ۱۰۰ دلار لحاظ شده است. اضافه تولید ناشی از تزریق گاز از سال چهارم شروع می‌شود و به‌طور میانگین با تزریق هر ۲۰۹۴ فوت مکعب گاز می‌توان یک بشکه نفت اضافه تولید کرد. هزینه‌ی سیستم جمع‌آوری، لوله‌کشی و تزریق گاز ۱۱۰ میلیون دلار در نظر گرفته شده است. به‌دلیل مخلوط شدن مایعات گازی با نفت تولیدی قیمت مایعات برابر با قیمت نفت در نظر گرفته شده است.
متانول	برای هر تن متانول قیمت‌هایی معادل ۳۰۰، ۴۰۰ و ۵۰۰ دلار لحاظ شده است. میانگین تولید متانول ۳۱ تن به‌ازای هر میلیون فوت مکعب گاز فرض شده و ظرفیت اسمی واحد متانول برابر با ۶۲۰ تن در روز در نظر گرفته شده است. سرمایه‌گذاری مورد نیاز برای اجرای طرح متانول ۶۰۰ میلیون دلار در نظر گرفته شده است. هزینه‌های عملیاتی به‌ازای هر تن متانول برابر ۸۰ دلار فرض شده است.
برق	ظرفیت تولید برق به‌ازای هر میلیون فوت مکعب گاز تقریباً معادل ۵ مگاوات خواهد بود. شرایط قیمتی برای هر کیلووات ساعت برق معادل ۵۲۵ ریال (۲ سنت) قیمت مصوب سال ۹۵ برای پله‌ی دوم مصرف، ۲۰۲۵ ریال (۷ سنت) قیمت مصوب سال ۹۵ برای پله‌ی چهارم مصرف) و ۴۱۰۰ ریال (۱۴ سنت معادل با قیمت جهانی برق) در نظر گرفته شده است. هزینه‌ی ساخت نیروگاه یا تأمین ژنراتور به‌ازای هر مگاوات برابر با یک میلیون دلار فرض شده است. هزینه‌های عملیاتی برای هر مگاوات ساعت برابر با ۵ دلار در نظر گرفته شده است. (۳/۵ درصد درآمد سالانه)

IRR*	NPV (Rate: ۰/۲۵)	NPV (Rate: ۰/۲۰)	NPV (Rate: ۰/۱۵)	NPV (Rate: ۰/۱۰)	NPV (Rate: ۰/۰۵)	قیمت	
۱۰۲/۰۳	۵۸۸/۰۹	۸۵۱/۹۴	۱۲۸۲/۸۱	۲۰۲۸/۲۴	۳۴۰۶/۷۱	۱۰۰	تزریق
۸۹/۴۲	۴۵۰/۳۱	۶۵۸/۵۰	۹۹۹/۱۱	۱۵۸۹/۲۸	۲۶۸۱/۸۲	۸۰	
۷۴/۸۲	۳۱۲/۵۴	۴۶۵/۰۶	۷۱۵/۴۲	۱۱۵۰/۳۱	۱۹۵۶/۹۴	۶۰	
۵۹/۹۸	۱۵۴/۸۹	۲۳۳/۴۶	۳۶۰/۹۴	۵۸۰/۱۵	۹۸۳/۳۱	۰/۱۴	برق
۳۳/۷۱	۳۳/۵۱	۶۸/۸۴	۱۲۷/۴۳	۲۲۹/۸۴	۴۲۰/۴۲	۰/۰۷	
۶/۹۳	-۵۳/۱۹	-۴۸/۷۵	-۳۹/۳۷	-۲۰/۳۹	۱۸/۳۵	۰/۰۲	
۱۶/۸۸	-۱۵۴/۱۷	-۷۷/۴۱	۶۳/۳۹	۳۲۷/۸۶	۸۴۵/۵۴	۵۰۰	متانول
۱۳/۰۳	-۲۱۵	-۱۶۲/۸۲	-۶۱/۸۷	۱۳۴/۰۵	۵۲۵/۴۹	۴۰۰	
۸/۵۱	-۲۷۵/۸۳	-۲۴۸/۲۳	-۱۸۷/۱۲	-۵۹/۷۶	۲۰۵/۴۵	۳۰۰	

(قیمت فروش برای پروژه‌ی تزریق گاز بر حسب دلار بر هر بشکه نفت، تولید برق دلار بر هر کیلووات ساعت و تولید متانول دلار بر هر تن است)

■ به مدیریت‌های تولیدی اجازه داده شود در تأمین منابع مالی پروژه‌های مصوب برای جلوگیری از سوزاندن گازهای همراه میادین نفتی کوچک و پراکنده، با توجه به ضوابط تصویب شده از سرمایه‌گذاری بخش خصوصی (مشابه طرح‌های ارائه شده توسط مرکز همکاری‌های فن آوری) استفاده نمایند.

■ در بخش خشکی عمده‌ی گازسوزی در مناطق نفت‌خیز جنوب است که جهت جمع‌آوری گازهای مذکور، چندین پروژه تعریف شده اما به دلیل کمبود منابع مالی اجرای آنها به‌کندی پیش می‌رود. اختصاص بودجه از منابع داخلی یا انجام آنها از طریق بخش خصوصی پیشنهاد می‌گردد. اگر فراتر از پروژه‌های مصوب ذکر شده، کماکان گازسوزی‌های پراکنده‌ای در سطح مناطق نفت‌خیز موجود باشد پیشنهاد می‌گردد از طریق بخش خصوصی پروژه‌ی تبدیل به برق در مورد آنها انجام و برق تولیدی به مصارف محلی رسانده شود.

■ در بخش دریایی، گازسوزی‌ها به شکل مجتمع بوده و جمع‌آوری و تزریق آن به مخازن نفتی به‌سهولت امکان‌پذیر است. از سوی دیگر تبدیل آن به برق و انتقال آن به مبادی مصرف مقرون‌به‌صرفه نخواهد بود. با توجه به اینکه عمده‌ی گاز سوزانده شده در بخش دریایی (فلات قاره) است تسریع در اجرای پروژه‌های در دست اجرا جهت جمع‌آوری و تزریق به مخازن نفتی از طریق تأمین منابع مالی مورد نیاز پیشنهاد می‌گردد.

در پایان پیشنهاد می‌شود همان‌گونه که در سیاست‌ها و خط‌مشی اساسی صنعت نفت منعکس است به طرح‌های جمع‌آوری گازهای همراه اولویت خاص داده شود.

و تبدیل گاز به برق در نرخ‌های مختلف بهره و با قیمت‌های متفاوت برای تولیدات آنها ارزیابی شده است. در جدول-۳ مفروضات مربوط به ارزیابی اقتصادی برای این سناریوها ارائه شده است.

بر اساس مطالعه‌ی انجام شده خالص ارزش فعلی پروژه<sup>۴</sup> برای تزریق گاز معادل ۳۴۰۶ میلیون دلار و نرخ بازگشت سرمایه معادل ۱۰۲ درصد است که بسیار قابل توجه می‌باشد. در مورد برق با لحاظ بهترین شرایط برای قیمت خرید برق، خالص ارزش فعلی پروژه معادل ۹۸۳ میلیون دلار و نرخ بازگشت سرمایه معادل ۶۰ درصد است. در خصوص متانول این ارقام به ترتیب معادل ۸۴۵ میلیون دلار و ۱۷ درصد خواهد بود. نتایج ارزیابی تمامی موارد نشان می‌دهد که تزریق گاز به میادین نفتی از لحاظ اقتصادی به مراتب به‌صرفه‌تر است. گزینه‌های بعدی یعنی تبدیل گاز به برق توسط ژنراتورهای گاز سوز و تولید متانول، ارزش اقتصادی کمتری خواهند داشت. نمونه‌ی ارزیابی انجام شده در بالاترین قیمت‌ها برای هر سه طرح به‌همراه خلاصه ارزیابی‌ها پیوست گردیده است.

### نتیجه‌گیری

■ تجربه‌های اخیر از زمان تکمیل پروژه‌های جمع‌آوری گاز نشان می‌دهد که باید مدیریت‌های تولیدی به تکمیل پروژه‌های جلوگیری از سوزاندن گازهای همراه در کوتاه‌ترین زمان ممکن ملزم شوند و پیگیری‌های مستمر جهت اجرای طرح‌های در دست اقدام گیرد تا بودجه‌ی لازم به‌موقع تخصیص داده شود.

### پانویس‌ها

- |                  |                           |         |
|------------------|---------------------------|---------|
| 1. Gas To Wire   | 3. Compressed Natural Gas | 5. Rate |
| 2. Gas To Liquid | 4. NPV                    | 6. IRR  |

### منابع

[1] Company, Iranian South Oil. (2006, 12 4). "Gas & NGL" expansion plans. Retrieved from Iranian South Oil Company: <http://www.nisoc.ir/DesktopModules/News/NewsViewPrintable.aspx?TabID=1&Site=nisoc&Mid=12027&Lang=en-US&ItemID=2085>

[۲] گوهری، م. ع. ، ۵ خرداد ۱۳۹۳، جمع‌آوری گاز همراه . Retrieved from سایت شرکت ملی نفت ایران: [http://www.nioc.ir/Portal/////home/?news/100193/100199/92441Gudmundsson, J. S., & Graff, O. F. \(2003, June\). Hydrate non-pipeline technology for transport \(of natural gas. In 22nd World Gas Conference \(Vol. 4](http://www.nioc.ir/Portal/////home/?news/100193/100199/92441Gudmundsson, J. S., & Graff, O. F. (2003, June). Hydrate non-pipeline technology for transport (of natural gas. In 22nd World Gas Conference (Vol. 4)