پژوهشنامه اقتصاد انرژی ایران
سال پنجم، شماره ۲۰، پاییز ۱۳۹۵، صفحات ۲۲۵-۱۸۷

پتانسیل طراحی مدل قیمت‌گذاری گازهای همراه نفت با تأکید بر فروش این گازها به واحدهای NGL

علی طاهری‌فرد[۱]، روح‌الله مهدوی[۲]، حامد صاحب‌هنر[۳]، محمد علی خاکپور[۴]، جواد کی‌پور[۵]

تاریخ ارسال: ۱۳۹۵/۱۰/۲۹ تاریخ پذیرش:۱۳۹۵/۱۲/۲۳

چکیده

بررسی آمارهای گازهای همراه نفت سوزانده شده نشان می‌دهد که حدود ۴۰ میلیون متر مکعب در روز گازهای همراه نفت (معادل تقریباً ۱/۵ فاز پارس جنوبی) در مناطق عملیاتی نفتی کشور در سال ۱۳۹۵ سوزانده شده است. حجم بالای گازهای همراه نفت سوزانده شده و مشکلات شرکت ملی نفت در اجرای طرح‌های جمع‌آوری این گازها موجب گردیده است تا سیاست‌هایی از قبیل مزایده فروش گازهای مذکور و واگذاری طرح‌های NGL به بخش‌های خصوصی بالاخص واحدهای پتروشیمی انجام گیرد. اجرا شدن این سیاست‌ها مستلزم حضور بخش خصوصی و ایجاد سازوکار و چارچوبی معین در روابط بین شرکت ملی نفت و بخش‌های خصوصی است. یکی از مواردی که در ایجاد این سازوکار نقش مهمی دارد، تعیین الگویی برای قیمت‌گذاری گازهای همراه نفت است. لذا در مقاله حاضر ضمن تبیین مدل‌های قیمت‌گذاری گاز، الگویی برای قیمت‌گذاری گازها مذکور معرفی شده است. یافته اصلی پژوهش در نهایت الگوی قیمت‌گذاری برای گازهای همراه نفت با فرض فروش به واحدهای NGL همچون NGL-3200 می‌باشد که این الگو مبتنی بر اصول اساسی همچون نوع استفاده از گاز همراه نفت، کیفیت گاز، موضوعات زیست‌محیطی، ارزش حرارتی گاز و محتوای مایعات می‌باشد. علاوه بر این، در بکارگیری این الگو برای قیمت‌گذاری خوراک واحد NGL-3200، نتایج نشان می‌دهد که حداقل و حداکثر قیمت برای خوراک این واحد به ترتیب ۵ و ۸/۲ سنت در هر متر مکعب می‌باشد. همچنین، نتایج تحلیل حساسیت نشان می‌دهد که تغییرات نرخ بهره‌برداری، قیمت محصولات حاصل از فرآورش گاز همراه نفت و هزینه سرمایه‌ای می‌توانند بر قیمت گاز همراه نفت مؤثر باشند.

طبقه بندی ... : .. ..

واژگان کلیدی: مدل قیمت‌گذاری گاز همراه نفت، الگوی قیمت‌گذاری بازگشتی، واحد .. . .

---

۱ عضو هیأت علمی دانشگاه امام صادق (ع) و کارشناس ارشد موسسه مطالعات انرژی سبحان
Email: taherifard1361@yahoo.com
۲ دکتری اقتصاد نفت و گاز و کارشناس ارشد موسسه مطالعات انرژی سبحان (نویسنده مسئول)
Email: r_mahdavi_ir@yahoo.com
۳ دانشجوی دکتری علوم اقتصادی دانشگاه فردوسی مشهد و کارشناس ارشد موسسه مطالعات انرژی سبحان
Email: h.sahebhonar@gmail.com
۴ دانشجوی کارشناسی ارشد مدیریت تکنولوژی دانشگاه آزاد واحد علوم تحقیقات
Email: AKH1308@gmail.com
۵ کارشناس ارشد موسسه دیپلماسی انرژی
Email: keypour@citc.ir

پژوهشگاه علوم انسانی و مطالعات فرهنگی
پرتال جامع علوم انسانی

۱ - مقدمه

بررسی آمارهای مرتبط با گازهای همراه نفت تولیدی در ایران طی دوره زمانی ۲۴ ساله ۹۴-۱۳۷۰ حاکی از آن است که طی این دوره، ۴۰ درصد این گازها سوزانده شده است.[۱] ذکر این نکته ضروری است که این حجم از گازهای همراه نفت سوزانده شده با وجود بهره‌برداری از ۱۱ واحد NGL[۲] در کشور طی دوره زمانی ۱۳۸۲-۱۳۴۸ می‌باشد. از میان واحدهای NGL موجود، ۳ واحد (شامل NGL-200، NGL-300 و NGL-400) در حال حاضر به دلیل فرسودگی با ظرفیت کمتر از ۳۰ درصد فعالیت می‌کنند، ۲ واحد (NGL-100 و NGL-500) تعطیل شده‌اند و ۶ واحد دیگر در حال فعالیت می‌باشند.

در این شرایط و با این حجم از گازهای همراه نفت سوزانده شده و خسارات زیست‌محیطی و اقتصادی ناشی از آن، وزارت نفت طی سال‌های ۱۳۸۳-۱۳۸۰ طرح‌هایی را در دستور کار قرار داده است. اما بررسی این طرح‌ها نشان می‌دهد که تنها واحد NGL سیری با ظرفیت ۴/۰۴ میلیون متر مکعب در روز و طرح تزریق گاز میدان نرگسی (با حجم کمتر از ۰/۳ میلیون متر مکعب در روز) به بهره‌برداری رسیده است و مابقی طرح‌ها بخصوص کارخانجات گاز و گاز مایع به بهره‌برداری نرسیده‌اند که عدم‌پیشرفت این طرح‌ها دلایل مختلفی از جمله موانع جغرافیایی (شرایط جغرافیایی، پراکندگی میادین تولیدکننده گازهای همراه نفت و دوری از بازار مصرف)، ویژگی‌های فنی گازهای همراه نفت، هزینه‌های سرمایه‌ای بالای طرح‌های استفاده از گازهای همراه نفت و مشکلات تأمین منابع مالی، موانع ساختاری و نهادی (اولویت افزایش تولید نفت و گاز برای شرکت ملی نفت، عدم‌شفافیت اطلاعات مورد نیاز در رابطه با گازهای همراه نفت)، عدم شفافیت سیاست‌های دولت و عدم وجود قوانین و مقررات کافی دارد.[۳]

به هر حال، عدم‌موفقیت در بهره‌برداری از طرح‌های جمع‌آوری گازهای همراه نفت موجب گردید تا وزارت نفت از سال ۱۳۹۳، سیاست‌های جدیدی از قبیل مزایده فروش

---

۱. ترازهیدروکربوری (۱۳۹۲)، ترازنامه انرژی (۱۳۹۲-۱۳۷۰)

۲. Natural Gas Liquid Unit واحدهای فرآورش گاز می‌باشند که دارای بخش‌های مختلفی همچون واحدی شیرین‌زدایی، سولفورزدائی، تفکیک گاز سبک از مایعات‌گازی می‌باشد.

۳. موسسه مطالعات انرژی سبحان (۱۳۹۴)

گازهای همراه نفت و واگذاری واحدهای NGL پیش‌بینی شده از جمله واحد NGL-3200 به بخش‌های خصوصی را مبتنی بر جزء (۱) بند (ق) تبصره (۲) قانون بودجه سال۱۳۹۳ در دستور کار قرار دهد. نکته‌ای که در اجرای این دسته از سیاست‌ها باید به آن توجه کرد آن است که اجرای پایدار این سیاست‌ها نیازمند ایجاد زیرساخت و سازوکارهای اقتصادی و قانونی می‌باشد که فقدان چنین زیرساختهایی می‌تواند مشکلاتی را در اجرای پروژه‌های جمع‌آوری گازهای همراه نفت توسط بخش خصوصی ایجاد نماید. الگوی قیمت‌گذاری گازهای همراه نفت یکی از این سازوکارها است که می‌تواند با ایجاد شفافیت در ارتباط مالی میان بخش خصوصی و وزارت نفت، زمینه‌های مساعدی را در جذب بخش خصوصی داشته باشد. بر این اساس در پژوهش حاضر طراحی الگویی برای قیمت‌گذاری گازهای همراه نفت مدنظر می‌باشد.

در این راستا این پژوهش در چهار بخش سازماندهی شده است. ابتدا مبانی نظری قیمت‌گذاری گاز بیان شده است و سپس اصول و الگوهای قابل استفاده برای قیمت‌گذاری گازهای همراه نفت ارائه گردید. بعد از بیان این اصول، در بخش سوم الگوی مورد نظر برای قیمت‌گذاری گازهای همراه نفت تشریح شده و در بخش چهارم این الگو برای واحد NGL-3200 مورد استفاده قرار گرفته است. در نهایت جمع‌بندی و نتیجه‌گیری پژوهش بیان گردیده است.

۲ - مبانی نظری قیمت‌گذاری گاز همراه نفت

علی رغم اینکه گاز همراه نفت و گاز تولیدی از میادین مستقل دارای ماهیت گازی می‌باشند و در بازار، این دو نوع گاز با عنوان گاز غنی (یا گاز سبک بعد از فرآورش) معامله می‌شود، اما در مرحله تولید متفاوت از هم می‌باشند. به این نحو که گاز همراه نفت، محصول جانبی و یا همراه نفت محسوب می‌گردد و به نوعی می‌توان گفت که محصول فرعی در تولید نفت است، در حالی که گاز تولیدی از میادین مستقل، محصول اصلی فرآیند تولید است. حال با توجه به اینکه، مبانی نظری خاصی در مورد قیمت‌گذاری گازهای همراه نفت وجود ندارد و در کشورهای دیگر دنیا برای قیمت‌گذاری گازهای

همراه نفت از الگوهای قیمت‌گذاری گاز استفاده می‌کنند[1] از اینرو در این بخش ابتدا کلیاتی در مورد قیمت‌گذاری گاز بیان شده و سپس الگوهای قابل کاربرد برای گاز همراه نفت مورد استفاده در واحدهای NGL تشریح گردیده است.

۲ ـ ۱ الگوهای قیمت‌گذاری گاز در دنیا

یکی از نکات قابل توجه در مورد قیمت‌گذاری گازطبیعی این است که برخلاف بسیاری از کالاها که دارای بازار جهانی است، این محصول دارای قیمت‌های پایه‌ای منطقه‌ای است. چرا که انتقال گازطبیعی مانند نفت‌خام به سادگی میسر نیست و عمدتاً بازارهای محدود و منطقه‌ای دارد. اتحادیه جهانی گاز[2] مکانیسم‌های قیمت‌گذاری گاز را به صورت زیر تقسیم‌بندی نموده است:[3]

- **قیمت‌گذاری در بازار نقدی مبتنی بر رقابت گاز با گاز**[4]: در این الگو قیمت گاز بر اساس اثرات متقابل بین عرضه و تقاضای گاز تعیین می‌شود و تجارت گاز برای دوره زمانی مختلف (روزانه، ماهانه، سالانه یا دوره‌های دیگر) انجام می‌گیرد. تجارت گاز در این الگو در هاب‌های فیزیکی گاز[5] (هنری هاب[6]) و یا هاب‌های مجازی گاز (NBP[7] در انگلستان) انجام می‌شود.

پژوهشگاه علوم انسانی و مطالعات فرهنگی
پرتال جامع علوم انسانی

1. PFC Energy (2007), Carbon Limit (2015).
2. International Gas Union (IGU)
3. IGU (2016)
4. Gas-to-Gas Competition (GOG)

۵. هاب گازی تجمع چند خط لوله انتقال گاز می‌باشد که مبنای قیمت‌گذاری گاز طبیعی است، توسعه هاب‌های گاز طبیعی در آمریکا و سپس در انگلستان با تغییر ساختار بازار گاز طبیعی همراه بود.

۶. Henry Hub: مرکز تجارت (هاب) گاز طبیعی مبتنی بر خط لوله در شهر Erath ایالت لوئیزانا می‌باشد که تحت مالکیت شرکت خط لوله سابین (Sabine) قرار دارد. در این هاب گازی قیمت گاز طبیعی قراردادهای آتی‌های معامله شده در NYMEX و قراردادهای سواپ OTC معامله شده در ICE تعیین می‌گردد.

۷. National Balancing Point یا NBP مکان مجازی برای خرید و فروش گاز انگلستان می‌باشد. در این هاب مجازی گاز طبیعی برای قراردادهای آتی‌های ICE قیمت‌گذاری شده و نقطه تحویل آن مشخص می‌گردد. لازم به ذکر است که در NBP گاز برحسب ارزش حرارتی قیمت‌گذاری می‌شود.

- **قیمت گذاری مبتنی بر نفت و/یا فرآورده‌های نفتی**[1]: در این الگوی قیمت‌گذاری، قیمت گاز مبتنی بر قیمت نفت و یا فرآورده‌های نفتی است. البته در برخی موارد قیمت زغال‌سنگ نیز مورد استفاده قرار می‌گیرد.
- **قیمت‌گذاری مبتنی بر انحصار دو جانبه (خریدار و فروشنده)**[2]: قیمت توسط مذاکرات و توافقات دوجانبه میان یک فروشنده بزرگ و یک خریدار بزرگ تعیین می‌گردد و برای مدت مشخصی (معمولاً یک سال) ثابت قرار داده می‌شود. توافقات در این زمینه معمولاً در سطح دولت‌ها و یا شرکت‌های بزرگ دولتی صورت می‌گیرد. این روش قیمت‌گذاری عمدتاً توسط روسیه برای فروش گاز به کشورهای خارج از اتحادیه اروپا مورد استفاده قرار می‌گیرد.
- **قیمت‌گذاری بازگشتی**[3]: در این روش قیمت گاز بر اساس قیمت محصولات به دست آمده از آن محاسبه می‌گردد. اصل اساسی روش قیمت‌گذاری بازگشتی این است که چون گاز در بازار حامل‌های انرژی باید با حامل‌های انرژی همچون فرآورده‌های نفتی و یا برق رقابت داشته باشد، پس برای اطمینان از رقابت‌پذیری گاز، قیمت برابری گاز باید مبتنی بر پرداختی مصرف‌کننده نهایی باشد. از اینرو، در این رویکرد از قیمت پرداختی مصرف‌کننده نهایی همه هزینه‌های مربوط به حمل و نقل و زیرساخت‌های استفاده از گاز باید کاسته می‌شود تا قیمت سرچاه بدست آید.[4]
- **قیمت‌گذاری مبتنی بر قوانین و مقررات دولت (پوشش دهنده هزینه‌های خدمت‌رسانی)**[5]: در این روش قیمت توسط قانونگذار یا دولت به گونه‌ای تعیین می‌شود که هزینه‌های خدمات‌رسانی شامل هزینه‌های سرمایه‌گذاری و نرخ بازده منطقی پوشش داده شود.

1. Oil Price Escalation (OPE)
2. Bilateral monopoly (BIM)
3. Netback (NET)
4. Subhes C. Bhattacharyya (2011)
5. Regulation: Cost of Service (RCS)

- **قیمت گذاری مبتنی بر قوانین و مقررات دولت (بر اساس مسائل اجتماعی و سیاسی)**[1]: در این روش قانون‌گذار یا دولت معمولا بدون تبعیت از قاعده مشخصی با در نظر گرفتن مسائل اجتماعی و سیاسی و به منظور پوشش هزینه‌های روزافزون و حمایت از اقشار آسیب‌پذیر جامعه قیمت را تعیین می‌کند.
- **قیمت‌گذاری مبتنی بر قوانین و مقررات دولت (پایین‌تر از هزینه‌های خدمت‌رسانی)**[2]: در این روش قیمت توسط دولت پایین‌تر از هزینه متوسط تولید و انتقال گاز و به عنوان نوعی یارانه از سوی دولت تعیین می‌گردد.
- **رایگان و بدون قیمت**[3]: در بعضی از مناطق گاز تولیدی به صورت رایگان در اختیار مردم و صنایعی همچون واحدهای پتروشیمی، کارخانجات شیمیایی و یا پالایشگاه‌ها قرار می‌گیرد. این نوع گازها معمولا گازهای همراه نفت و/یا مایعات گازی هستند که به عنوان محصول جانبی در کنار نفت تولید می‌شوند.[4]

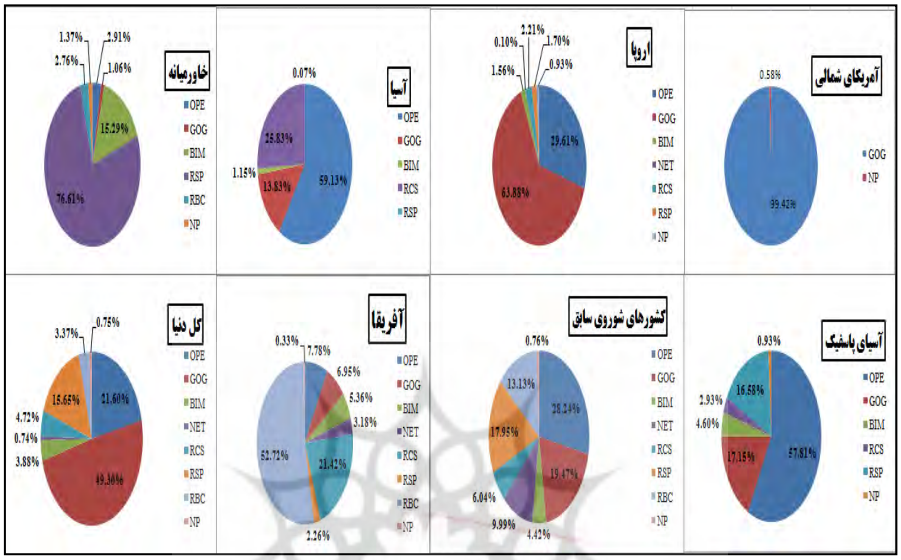
بر اساس آخرین آمار ارائه شده توسط اتحادیه جهانی گاز، سهم استفاده از انواع مکانیسم‌های قیمت‌گذاری در قراردادهای موجود در سال ۲۰۱۵ در نمودار زیر نشان داده شده است. بر این اساس می‌توان گفت قیمت‌گذاری مبتنی بر بازار نقدی بخش قابل توجهی (۴۹/۳ درصد) از بازارهای جهانی گاز را در بر می‌گیرد.[5] بعد از آن روش مبتنی بر نفت و فرآورده‌های نفتی است که حدود ۲۱/۶ درصد از قیمت‌گذاری بازارهای جهانی گاز را شامل می‌شود.

پژوهشگاه علوم انسانی و مطالعات فرهنگی
پرتال جامع علوم انسانی

1. Regulation: Social and Political (RSP)
2. Regulation: Below Cost (RBC)
3. No price (NP)
4. IGU (2016)

۵. ذکر این نکته ضروری است که دلیل اصلی سهم قابل توجه قیمت‌گذاری نقدی در تجارت گاز جهانی این است که تقریبا تمام تجارت گاز طبیعی در آمریکای شمالی براساس این مکانیسم است.

نمودار ۷- ساختار قیمت‌گذاری گاز در مناطق مختلف جهان در سال ۲۰۱۵



منبع:IGU (2016)

۲ ـ۲ ـروش‌های قیمت‌گذاری گاز همراه نفت

گاز همراه نفت نیز همانند گازسبک می‌تواند به عنوان سوخت و یا خوراک در واحدهای تولید برق و یا واحدهای پتروشیمی (بعد از فرآوری اولیه) مورد استفاده قرار گیرد. از اینرو، الگوی قیمت‌گذاری برای این گازها می‌تواند از الگوی قیمت‌گذاری گاز سبک تبعیت نماید. از آنجایی که گاز همراه نفت در واحدهای NGL به عنوان خوراک استفاده می‌شود، پس الگوهای قیمت‌گذاری براساس هزینه تمام‌شده[۱] و قیمت‌گذاری بازگشتی از محصولات نهایی[۲] می‌تواند به صورت بالقوه برای قیمت‌گذاری گازهای همراه نفت بکار رود. لذا در ادامه این دو مدل قیمت‌گذاری تشریح شده است.

---

۱. Cost Plus: براساس دسته‌بندی صورت گرفته توسط اتحادیه بین‌المللی گاز (IGU) این روش را می‌توان معادل روش قیمت‌گذاری تنظیمی توسط دولت بر اساس هزینه خدمات (Regulation: Cost of Service) دانست.

2. Netback From Final Products

۲ ۲ ۱ -قیمت‌گذاری بر اساس هزینه تمام‌شده[۱]

در این روش، قیمت گاز براساس تمام هزینه‌های صورت گرفته جهت استخراج گاز شامل هزینه‌های سرمایه‌گذاری، هزینه‌های عملیاتی، هزینه‌های مالی و جبران ریسک به علاوه یک سود اضافی محاسبه می‌شود که ارزش گاز در بازار که بر اساس عرضه و تقاضا تعیین می‌شود را مد نظر قرار نمی‌دهد. با توجه به هزینه نسبتاً پایین تولید گاز، قیمت گاز عرضه شده در این روش نسبت به سایر سوخت‌های جایگزین همچون گازوئیل و نفت کوره بسیار پایین‌تر است.[۲]

روش مبتنی بر هزینه تمام شده معمولا برای بازارهای با مقیاس کوچک و به لحاظ جغرافیایی واقع شده در نقاط دوردست نسبت به مراکز مصرف و یا بازارهای نوپا مورد استفاده قرار می‌گیرد. ذکر این نکته ضروری است که این روش در مراحل اولیه توسعه بازار گاز مورد استفاده قرار می‌گیرد. با گسترش و تکامل بازار به سوی بازارهای کامل رقابتی، روش‌های قیمت‌گذاری مبتنی بر هزینه سوخت‌های جایگزین و حتی قیمت‌گذاری کاملا مبتنی بر عرضه و تقاضا می‌تواند مورد استفاده قرار گیرد.[۳] همچنین این روش عموماً در بازارهای داخلی کشورهایی که دارای منابع گازی کافی هستند توسط نهادهای دولتی جهت حمایت از مصرف‌کنندگان نهایی مورد استفاده قرار می‌گیرد. اما به مرور در مناطقی که با کمبود عرضه و افزایش بی‌رویه مصرف مواجه می‌شوند این روش باعث زیان عرضه‌کنندگان گاز طبیعی می‌گردد.[۴]

---

۱. در مقایسه با روش بازگشتی (Netback) می‌توان این روش را (Net Forward) نامید، به این معنا که سود و رانت موجود از بخش بالادستی به بخش پایین‌دستی منتقل می‌گردد.

۲. موسسه مطالعات انرژی سبحان (۱۳۹۴)، ص. ۱۲۵.

3. Gas connect, 2010, http://www.oandoplc.com/documents/Gas%20Connect/Gas%20Connect%20Mar%202010.pdf

4. M. Chen, (2014), p. 15

۲ ۲ ۲ -قیمت‌گذاری بازگشتی (از محصولات نهایی)

در این روش قیمت گاز بر اساس قیمت محصولات به دست آمده از آن محاسبه می‌گردد.[۱] به گونه‌ای که درآمد حاصل از فروش محصولات ناشی از گاز توسط خریدار مبنای محاسبه قرار گرفته و به صورت معکوس با کم کردن هزینه‌های سرمایه‌ای و عملیاتی تولید، هزینه انتقال گاز و همچنین در نظر گرفتن سود مورد انتظار خریدار گاز (تولید کننده محصولات با خوراک گاز) از درآمد محصولات مورد نظر، قیمت گاز محاسبه می‌گردد:

$$\text{Netback Price} = \frac{R - C - ROI}{\text{Volume of Gas}} \qquad (۱)$$

که R شامل درآمد حاصل از فروش تمامی محصولات ناشی از فرآورش گاز و C شامل تمامی هزینه‌های سرمایه‌ای (مستهلک شده در هر سال) و عملیاتی همچون استخراج گاز، پالایش، شیرین‌سازی، انتقال، تفکیک مایعات گازی، بازاریابی، تأمین مالی و ... مربوط به پروژه می‌باشد. ROI نیز میزان سود مورد انتظار برای خریدار بوده و مخرج کسر میزان گاز خریداری شده که برای تولید محصولات مذکور لازم است را نشان می‌دهد.

می‌توان گفت در این روش، خریدار گاز، فروشنده گاز را در محصول خود سهام‌دار نموده و با کم‌کردن هزینه‌های تولید و سود مورد انتظار خود از فروش محصول، مابقی را به وی پرداخت می‌نماید. در واقع قیمت گاز در این روش به گونه‌ای تعیین می‌شود که پروژه در نرخ بازده مورد انتظار(ROR) سرمایه‌گذار (خریدار گاز) به نقطه سر به سر برسد.

البته مقدار Netback محاسبه شده وابستگی زیادی به فروض لحاظ شده، نرخ تنزیل در نظر گرفته شده و طول مدت فرض شده برای دوران ساخت و بهره‌برداری دارد.

سه رویکرد متداول برای محاسبه میزان Netback عبارتند از:

---

۱. لازم به ذکر است روش قیمت‌گذاری مبتنی بر سوخت‌های جایگزین نیز به نام‌های دیگری همچون قیمت‌گذاری بر اساس ارزش بازار یا قیمت‌گذاری بازگشتی از سوخت‌های جایگزین (Netback from Alternative Fuels) شناخته می‌شود که با این روش متفاوت است و در ادامه توضیح داده می‌شود.

- رویکرد سال پایه و بازده سرمایه‌گذاری (ROI): در این روش، ارزش زمانی پول در نظر گرفته نمی‌شود. برای محاسبه قیمت گاز، کافی است که هزینه‌های سرمایه‌ای، عملیاتی و سود، از قیمت فروش محصول کسر شده و سپس ارزش بازگشتی محصول بر میزان گاز مورد استفاده تقسیم می‌گردد تا قیمت بازگشتی گاز بدست آید.
- رویکرد سال پایه و نرخ بازده داخلی (ROR/IRR): در این روش، ارزش زمانی پول در نظر گرفته شده و جریان وجوه نسبت به سال پایه و با لحاظ نمودن نرخ سود مورد انتظار، تنزیل می‌گردد. با تقسیم ارزش تنزیلی بر مقدار گاز مورد استفاده، قیمت گاز بدست می‌آید.
- رویکرد هزینه نهایی بلند مدت: در روش هزینه نهایی بلندمدت، با محاسبه هزینه هر واحد تولید، به صورت حاصل تقسیم ارزش فعلی هزینه سرمایه‌ای و عملیاتی بر ارزش فعلی تولید، مابه‌التفاوت قیمت هر تن محصول در بازار و هزینه نهایی تولید آن به عنوان Netback محاسبه می‌گردد.

یکی از معایب این روش همانطور که در بالا اشاره شد وابستگی قابل ملاحظه‌ای آن به فروض اتخاذ شده در محاسبه میزان آن است. همچنین قیمت محاسبه شده در این روش برای هر یک از خریداران متفاوت بوده و با افزایش تعداد خریداران در یک منطقه امکان مدیریت و تنظیم بازار و جلوگیری از آربیتراژ کمی دشوار خواهد شد. هلند در اواسط دهه ۱۹۸۰ اقدام به درج بند مقصد[1] در قراردادهای بلندمدت صادرات گاز خود نمود تا بر اساس آن فروش مجدد گاز از سوی خریدار به سایرین ممنوع شده و امکان آربیتراژ بین مقاصد مختلف و پایین آمدن قیمت در بازار خریدار از میان برود. لیکن اتحادیه اروپا بعد از مدتی با این بند مخالفت نموده و آن را بر خلاف قانون تجارت اروپا دانست که مطابق این قانون انتقال کالاها بین کشورهای اتحادیه اروپا آزاد است. در حال حاضر این روش در کشورهایی همچون ترینیداد، نروژ و گینه مورد استفاده قرار گرفته و حجمی بالغ بر ۱۸ میلیارد متر مکعب در سال را شامل می‌گردد.

1. Destination Clause

۳ مروری بر مطالعات تجربی

تدوین الگویی برای قیمت‌گذاری گازهای همراه نفت از جمله موضوعاتی است که در مطالعات داخلی و خارجی کمتر به آن پرداخته شده است.

پژوهش انجام گرفته توسط PFC انرژی (۲۰۰۷)[1] از جمله مطالعاتی است که برای قیمت‌گذاری گاز همراه نفت قاعده‌ای را مدنظر قرار داده است. در این تحقیق چهار تکنولوژی برای استفاده از گازهای همراه نفت ارزیابی شده است[2]. الگوی قیمت‌گذاری گازهای همراه نفت در این مطالعه، از مدل قیمت‌گذاری بازگشتی بوده است. در این پژوهش، قیمت بازگشتی برای گاز همراه نفت اینگونه تعریف شده است، «حداکثر قیمتی که مالک واحد استفاده‌کننده از گازهای همراه نفت در نرخ بازدهی داخلی ۱۰ درصد و پس از کسر هزینه‌های ساخت و انتقال گاز همراه نفت، می‌تواند پرداخت نماید». در برخی دیگر از مطالعات از قبیل مطالعه کربن لیمیت (۲۰۱۶)[3]، قیمت گازهای همراه نفت معادل با قیمت گاز طبیعی داخلی و وارداتی بوده است. همچنین در مطالعه فریدسچ و پودینه (۲۰۱۵)[4] در مورد استفاده از گازهای همراه نفت غنا قیمت برای این گازها به ترتیب ۲/۲۵ دلار در هر میلیون بی.تی.یو فرض شده است.

در بین مطالعات داخلی یکی از مهمترین تحقیقات مربوط به موسسه مطالعات بین‌المللی انرژی (۱۳۷۹) است که در آن ارزیابی اقتصادی استفاده از گازهای همراه نفت در واحدها NGL انجام شده است. در این گزارش، قیمت گاز همراه نفت براساس ارزش حرارتی آن برابر با قیمت نفت‌خام تعیین شده است. لذا قیمت گاز همراه نفت با توجه به غنی بودن آن بسیار بالاست. همچنین در پژوهش‌های جعفریان و همکاران (۱۳۹۴) در زمینه تولید برق از گازهای همراه نفت و فریدزاد و همکاران (۱۳۹۴) در مورد تخصیص بهینه گازهای همراه نفت، قیمت این گازها به صورت برونزا فرض شده است. در تحقیق اول قیمت برای

1. PFC Energy (2007)

۲. ۴ روش مورد بررسی در این مطالعه عبارتند از: فرآورش گازهای همراه نفت در واحدهای NGL، استفاده گاز همراه نفت برای تولید برق، تزریق گاز به مخازن نفتی و استفاده از گازهای همراه نفت در واحدهای GTL.

3. Carbon Limit (2016)

4. Jorik Fritsch and Rahmatallah Poudineh (2015)

گازهای همراه نفت ۱/۷۵ سنت برای هر متر مکعب و در پژوهش دوم قیمت این گازها براساس سناریوهای مختلف ۱/۱ و ۳/۵ سنت در هر متر مکعب در نظر گرفته شده است.

براساس پیشینه فوق، در مطالعات خارجی و داخلی، تحقیقات اندکی به مدل‌سازی قیمت‌گذاری گازهای همراه نفت پرداخته‌اند. علاوه بر این، اولاً در مطالعات داخلی و خارجی الگوی قیمتی برای روش‌های مختلف استفاده از گازهای همراه نفت یکسان در نظر گرفته شده است. ثانیاً موارد خاص مرتبط با استفاده از گازهای همراه نفت همچون ویژگی‌های فنی گاز همراه(کیفیت محصول، پراکندگی و حجم تولید که تعیین‌کننده هزینه‌های جمع‌آوری گازهای همراه است) که یکی از پارامترهای مهم تعیین نوع مصرف این محصول است و کاهش آلاینده‌ها ناشی از جمع‌آوری گازهای همراه نفت مورد توجه قرار نگرفته است. بر این اساس، این مطالعه در نظر دارد تا با رفع این شکاف موجود، الگوی قیمت‌گذاری را برای استفاده از گازهای همراه نفت در واحد NGL پیشنهاد دهد.

٤ - اصول قابل استفاده برای قیمت‌گذاری گازهای همراه نفت

به طور کلی به دلیل احتساب گاز همراه نفت به عنوان محصول جانبی نفت‌خام و مشکلات مربوط به جمع‌آوری، شیرین‌سازی، تصفیه، تفکیک مایعات گازی و ... معمولاً قیمت آن نسبت به گاز سبک تجاری، پایین‌تر است و حتی در برخی از نقاط رایگان می‌باشد.[1] در ادامه اصولی را که در قیمت‌گذاری گازهای همراه نفت باید مدنظر قرار داد، بیان گردیده است.

۱) یکی از معیارهایی که در هنگام تعیین فرمول قیمت‌گذاری گاز همراه نفت باید لحاظ شود، حفظ رقابت‌پذیری متقاضیان در شرایط منطقه‌ای موجود و تمایز میان انواع متقاضیان براساس نوع صنعت و شرایط جغرافیایی و اقتصادی آنها است. به عنوان مثال

۱. ذکر این نکته ضروری است در مورد قیمت‌گذاری گاز همراه نفت در سایر کشورها از جمله روسیه، عربستان، آمریکا و نیجریه ادبیات بسیار محدودی وجود دارد. چرا که در بسیاری از مناطق همچون آمریکا، عربستان و نیجریه تولیدکننده و مصرف‌کننده گاز همراه عموماً یک شرکت واحد است و مبادله گاز همراه موضوعیت چندانی ندارد. اما در روسیه قیمت گاز همراه که توسط تولیدکنندگان نفت به واحدهای پالایش گاز که شرکت‌های مجزایی هستند (عمدتا شرکت Sibur) تا سال ۲۰۰۷ توسط وزارت توسعه اقتصادی و تجارت این کشور تعیین می‌شده است و پس از آن با آزادسازی صورت گرفته قیمت براساس مذاکره بین متقاضیان و عرضه‌کنندگان به صورت مزایده‌ای تعیین می‌گردد.

نحوه قیمت‌گذاری و میزان قیمت گاز همراه نفت فروخته شده به نیروگاه با قیمت گاز همراه نفت فروخته شده به واحدهای NGL باید متفاوت باشد. چون نیروگاه از گازهای همراه نفت به عنوان سوخت و واحد NGL از این گازها به عنوان خوراک استفاده می‌کنند. همچنین واحدهای NGL مستقر در مناطق مرکزی و دور از آبهای آزاد باید از تخفیف مناسب نسبت به واحدهای مجاور آبهای آزاد برخوردار باشند. چرا که دسترسی به مبادی صادراتی به ویژه آبهای آزاد در قیمت تمام شده مایعات گازی تفکیکی، برای متقاضی بسیار حائز اهمیت است. در غیر این صورت این ارزش پنهان در خوراک تحویلی در کنار ساحل، بروز مشکلاتی همچون قهر سرمایه از منابع گازی موجود در مناطق مرکزی و دور از ساحل، ایجاد رانت تخصیص خوراک و کاهش تقاضای گاز مناطق مرکزی را در پی خواهد داشت.

۲) در مورد فروش گاز همراه نفت به واحدهای NGL یا پتروشیمی‌ها که قصد استفاده از آن به عنوان خوراک دارند نیز می‌توان با مبنا قراردادن مشخصات استاندارد یک نوع گاز مرجع، کیفیت گاز تحویلی را ملاک قیمت‌گذاری قرار داده و به هر میزان کیفیت و میزان C_2+ گاز کمتر و در مقابل میزان سولفور و سایر ناخالصی‌ها بیشتر باشد، قیمت گاز کاهش یابد و یا اینکه براساس محصولات بدست آمده از گازهای همراه نفت قیمت‌گذاری گردد. بنابراین لازم است این موضوع به گونه‌ای لحاظ گردد تا درصورت کاهش کیفیت خوراک، هزینه خوراک و یا تغییر ترکیب محصولات تخفیفی متناسب در نظر گرفته شود و رابطه‌ای منطقی میان هزینه‌های تفکیک و شیرین سازی و ارزش افزوده حاصل از آنها برقرار گردد.

۳) اصل دیگری که در مورد قیمت‌گذاری گاز همراه نفت در مقایسه با گاز طبیعی باید مورد توجه قرار گیرد، نوسان شدید حجم و کیفیت گاز همراه نفت است. این مسئله به شدت به لحاظ فنی و اقتصادی، توجیه اقتصاد پروژه‌های استفاده از گاز همراه نفت را تحت تأثیر قرار می‌دهد. لذا گاز همراه نفت می‌تواند براساس سه رویکرد زیر به فروش برسد:

الف) فروش گاز همراه نفت با قیمت بسیار پایین و در عوض با تعهد حداقلی نسبت به حجم و کیفیت تحویلی گاز توسط فروشنده.

ب) فروش گاز همراه نفت با قیمت رقابتی و با تعهدات معمول در مورد حجم و کیفیت گاز تحویلی.

ج) تعدیل قیمت گاز همراه نفت متناسب با تغییرات حجم و کیفیت و با در نظر گرفتن میزان عدم‌النفع یا ضرر متقاضی بابت ظرفیت خالی به وجود آمده ناشی از کمبود عرضه خوراک (یا کاهش کیفیت)

۴) توجه به مسائل زیست‌محیطی اصل دیگری است که در قیمت‌گذاری گازهای همراه نفت باید به آن توجه نمود. از آنجایی که جمع‌آوری گازهای همراه نفت موجب کاهش سطح آلاینده‌ها خواهد شد، پس الگوی قیمت‌گذاری گازهای همراه نفت باید به نحوی باشد که این موضوع را در نظر گرفته باشد.

با توجه به اصول اصلی که در رابطه با قیمت‌گذاری گازهای همراه نفت مطرح شد، در ادامه الگوی مورد نظر معرفی گردیده است.

۵ - الگوی قیمت‌گذاری گازهای همراه نفت در واحدهای . ..

همان‌طوری که در اصول قیمت‌گذاری گاز همراه نفت بیان گردید، یکی از اصول قیمت‌گذاری این گازها، استفاده از الگوی قیمت‌گذاری مبتنی بر روش استفاده از گازهای همراه نفت بوده است. بر این اساس در مقاله حاضر با توجه به سهم واحدهای NGL در جمع‌آوری گازهای همراه نفت و احتمال واگذاری برخی از واحدهای NGL پیش‌بینی شده به بخش خصوصی، الگوهای قیمت‌گذاری گاز همراه نفت مبتنی بر واحدهای NGL و به صورت موردی قیمت‌گذاری خوراک واحد NGL-3200 می‌باشد. لذا ابتدا ضمن بیان ویژگی‌های فنی واحد NGL، مشخصات NGL-3200 به صورت مختصر تشریح شده و سپس مدل قیمت‌گذاری گازهای همراه نفت مورد استفاده در این واحدها ارائه گردیده است.

۵ ۱ ۱ -ویژگی‌های فنی واحدهای . ..

به طور معمول در هر سایت تولید نفت، گازهای همراه نفت با استفاده از تأسیسات سرچاهی از نفت جدا می‌شود. در صورتی که روش استفاده از این گازها، فرآورش آنها در واحدهای NGL باشد آنگاه با توجه به ظرفیت این واحدها لازم است تا گازهای همراه نفت در مناطق مختلف جمع‌آوری شده و به این واحدها منتقل گردد. طراحی فنی سیستم جمع‌آوری گازهای همراه نفت به مشخصات و موقعیت جغرافیایی گازهای همراه نفت بستگی دارد. بنابراین سیستم جمع‌آوری گازهای همراه نفت شامل خطوط لوله‌ای است که گازهای همراه نفت را به واحد NGL منتقل می‌کند. البته کیفیت گازهای همراه نفت همانند ترشی، رطوبت و فشار این گازها موجب می‌شود تا در سیستم جمع‌آوری گازهای همراه نفت قبل از ارسال گاز به خطوط لوله عملیات سولفورزدایی، نم‌زدایی[1] و تقویت فشار انجام گردد.

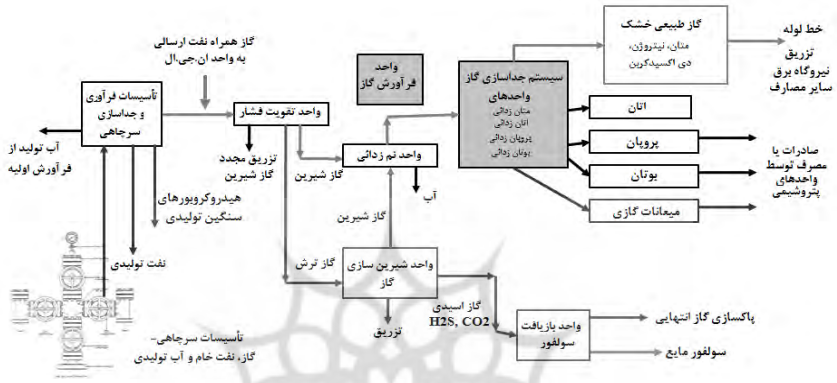
۵ ۱ ۱ -ساخت کارخانه . . .به منظور فرآورش گازهای همراه نفت .

گاز همراه نفت بعد از انتقال، در واحدهای ان.جی.ال تحت فرآورش قرار گرفته و محصولات حاصل از آن تولید می‌گردد. همان‌طوری که در تصویر (۱) مشاهده می‌شود، به منظور فرآورش گازهای همراه نفت، این واحدها شامل تجهیزاتی برای تقویت فشار، نم‌زدایی، شیرین‌سازی[2]، استخراج مایعات گازی و جداسازی مایعات گازی[3] است. محصولات تولید شده در این فرآیند نیز شامل گاز خشک، اتان، ال.پی.جی (ترکیب پروپان و بوتان) و بنزین طبیعی (پنتان و مایعات سنگین‌تر از آن) می‌شود. از آنجایی که فرض اساسی در مورد کارخانجات ان.جی.ال این است که بخش خصوصی بایستی

1. Dehydration
2. Sweetening Unit
3. NGL Recovery Unit

هزینه‌های لازم برای ساخت این واحد را تأمین نماید و گازهای همراه نفت را در این واحد دریافت نماید،[۱] پس در ادامه بخش‌هایی از واحد ان.جی.ال تشریح شده است.

تصویر ۱- بخش‌های مختلف واحد NGL



- تقویت فشار

افزایش فشار گازهای همراه نفت که در واحد بهره‌برداری از نفت جدا شده‌اند، در عملیات تراکم به وسیله کمپرسورهای موجود در ایستگاه‌های تقویت فشار گاز انجام می‌گیرد. فشار گاز خروجی از این ایستگاه‌ها با توجه به فاصله شبکه خطوط انتقال گاز تا واحدهای ان.جی.ال محاسبه و اعمال می‌گردد. واحدهای تقویت فشار شامل تعدادی کمپرسور، سیستم‌های و تجهیزات اضطراری و سیستم اندازه‌گیری است. تعداد مراحل تراکم وابسته به تعداد مراحل تفکیک و تثبیت نفت در واحدهای بهره‌برداری است که مایعات هیدروکربنی تشکیل شده ضمن عملیات تراکم بین مراحل، توسط ظروف مایع‌گیر جدا می‌گردد. علاوه بر این، گاز خروجی از واحدهای ان.جی.ال نیز به طور معمول برای استفاده نیازمند به تقویت فشار است. در صورتی که گاز همراه نفت دارای فشار پائینی

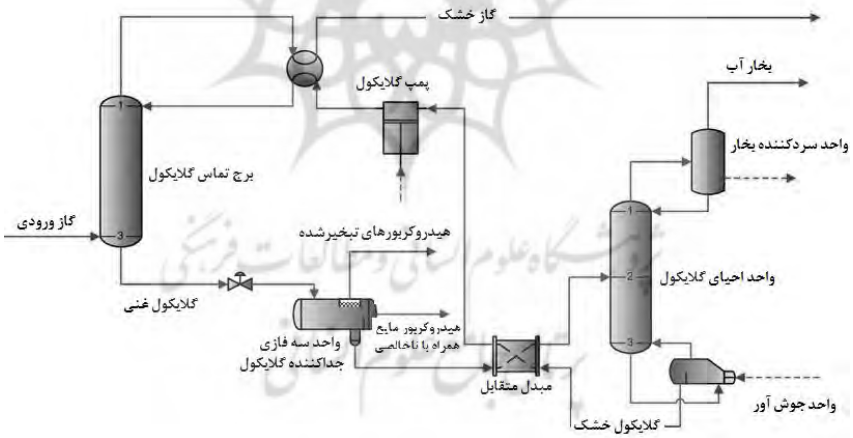
۱. در حال حاضر شرکت ملی نفت در نظر دارد تا واحدهای NGL و در برخی موارد فقط احداث چاه (نه مدیریت مخزن) برای تولید گاز از مخازن گازی را به بخش خصوصی واگذار نماید و مابقی زیرساخت‌های مرتبط با واحدهای NGL از جمله سیستم جمع‌آوری توسط شرکت ملی نفت ایجاد می‌گردد.

باشد آنگاه برای تقویت فشار نسبت تراکم بالایی مورد نیاز است که این امر انرژی بیشتری برای افزایش فشار نیاز دارد.

- نم‌زدایی

در فرآورش گازهای همراه نفت در واحدهای ان.جی.ال و انتقال محصولات از طریق خطوط لوله، آب موجود در گازهای همراه نفت بایستی حذف گردد. نم‌زدایی جهت جلوگیری از تشکیل هیدرات (یخ‌زدگی) و در نتیجه انسداد جریان گاز در نقاط سرد و فشار بالا صورت می‌گیرد. این مرحله به کمک مواد جاذب رطوبت نظیر اتیلن گلایکول انجام می‌شود. در صورت شیرین بودن گاز، فرآیند نم‌زدایی در فشار بالا صورت می‌پذیرد، از این رو مرحله نم‌زدایی پس از فشرده‌سازی قرار می‌گیرد. در تصویر زیر فرآیند نم‌زدایی با استفاده از گلایکول ارائه شده است.

تصویر ۲- فرآیند نم‌زدایی در واحد NGL



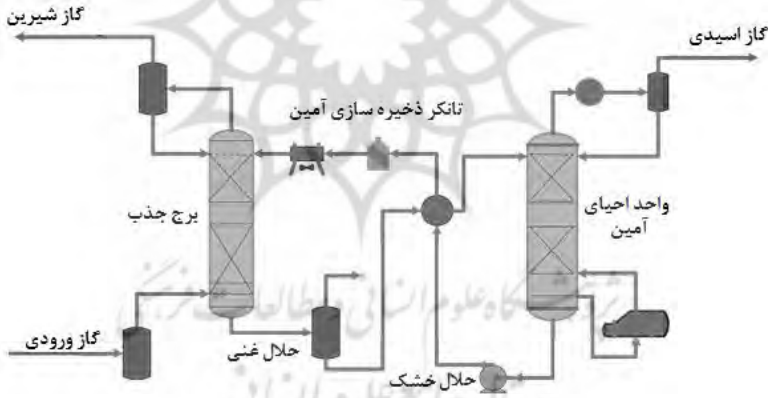
https://en.wikipedia.org/wiki/Glycol_dehydration

- شیرین‌سازی

فرآیندی است که طی آن سولفید هیدروژن (H_2S) و دی‌اکسیدکربن (CO_2) موجود در گاز ترش بایستی به میزان برسند که موجب خوردگی تجهیزات نشوند. در صورتی که گاز بیش از استاندارد دارای H_2S و CO_2 (غلظت H_2S بیشتر از ۴ پی‌پی‌ام و غلظت CO_2

بیشتر از ۲٪ مولی)[1] باشد آنگاه بایستی طی فرآیندی این ترکیبات حذف گردد. برای شیرین‌سازی گازطبیعی روش‌های مختلفی وجود دارد که عبارتند از: تبدیل گازهای اسیدی به ترکیبات دیگر، جذب سطحی روی جامد، متراکم کردن، روش‌های بیولوژیکی، جذب بوسیله حلال مایع و فناوری غشایی. امروزه برای شیرین‌سازی گازطبیعی در بیش از ۷۰٪ موارد از برج جذب آمین (بکارگیری محلول دی اتانول آمین[2]) استفاده می‌شود. تصویر زیر نشان‌دهنده واحد شیرین‌سازی با استفاده از آمین است. در واحد شامل واحد جذب[3] و واحد احیاء[4] به همراه تجهیزات دیگر می‌باشد. در واحد جذب، حلال آمین H_2S و CO_2 گاز اسیدی را جذب کرده و گاز شیرین تولید می‌گردد. آمین غنی شده نیز به واحد احیاء منتقل گردیده و با جدا شدن آمین از گازهای H_2S و CO_2 دوباره به واحد جذب ارسال می‌شود.

تصویر ۳- فرآیند شیرین‌سازی با استفاده از آمین در واحد NGL



منبع: Richard Ochieng, Abdallah S. Berrouk and Cornelis J. Peters (2012)

- تنظیم نقطه شبنم و یا استخراج مایعات گازی

گازهای همراه نفت شامل میزان معنی‌دار مایعات گازی هستند که نشان‌دهنده ارزش افزوده بالای گازهای همراه نفت می‌باشد. در این مرحله گاز غنی به دو قسمت گاز سبک و

1. Bhide B.D, Voskericyan A., Stern S.A. (1993)
2. Diethanolamine (DEA)
3. Absorber Unit
4. Regenator Unit

مایعات گازی تقسیم می‌شود. هزینه سرمایه‌ای مربوط به این واحد نسبت به هزینه کل اندک می‌باشد.

- جداسازی مایعات گازی

در نهایت در این مرحله مایعات گازی جدا شده در مرحله تنظیم نقطه شبنم با استفاده از تعدادی برج‌های جداکننده در محصولاتی از قبیل اتان، ال.پی.جی و کندانسه تفکیک می گردد.

۵ ۱ ۲ -مشخصات واحد ....

واحد NGL-3200 در منطقه غرب کارون با هدف جمع‌آوری گازهای همراه نفت میادین نفتی بندکرخه، دارخوین، آزادگان شمالی و جنوبی، یادآوران، یاران شمالی و جنوبی و جفیر در دستور کار شرکت ملی نفت ایران قرار گرفته است. ظرفیت این واحد معادل ۱۴/۱۵ میلیون متر مکعب در روز (در ۲ واحد با ظرفیت ۷/۰۷ میلیون متر مکعب در روز) بوده است که از فرآورش این حجم خوراک، ۷/۹۲ میلیون متر مکعب در روز گاز سبک و ۷۲ هزار بشکه در روز مایعات گازی سنگین‌تر از اتان حاصل می گردد. گاز سبک تولیدی در صورت نیاز برای تزریق در مخازن نفتی استفاده می‌شود و مازاد آن به خطوط لوله شبکه سراسری گاز شهری انتقال داده خواهد شد. مایعات گازی نیز عمدتاً خوراک واحد الفین پتروشیمی بوده و از طریق خط لوله به مجتع پتروشیمی واقع در بندر ماهشهر و در صورت افزایش ظرفیت واحد ۲۰۰ -CFU به این واحد ارسال خواهد شد. گوگرد تولیدی حاصل از ۲ واحد گوگردسازی با ظرفیت حدود ۵۰ تن در روز، به مصارف داخلی و یا صادرات اختصاص خواهد یافت. طبق برنامه‌ریزی‌های انجام گرفته، این واحد با مشارکت قرارگاه سازندگی خاتم الأنبیاء (با سهم ۱۰۰ درصد EPC (اجرا) و ۳۰ درصد منابع مالی سرمایه‌گذاری) و پتروشیمی بندر امام (ره) (با سهم ۷۰ درصد منابع مالی سرمایه‌گذاری) بایستی اجرا گردد. مطالعات مهندسی پایه این طرح (FEED) که در اواسط سال ۱۳۹۰ آغاز شده بود به اتمام رسیده و قرارداد این طرح همزمان با شروع

عملیات اجرایی در ۹ بهمن ماه سال ۱۳۹۱ امضا شده است[۱] که تا پایان شهریور ۱۳۹۳ دارای پیشرفت ۶ درصدی بوده است.[۲]

۵ ۲ ۱ الگوی قیمت‌گذاری برای فروش گاز همراه نفت به طرح‌های . . .

الگوی قیمت‌گذاری گازهای همراه نفت مورد استفاده در واحدهای NGL الگوی بازگشتی است که مبتنی بر محصولات تولیدی از گاز همراه نفت می‌باشد. مدل پیشنهادی برای قیمت‌گذاری برای گازهای همراه نفت فروشی به واحد NGL به صورت زیر می‌باشد.

$$P_{APG} = A \times \delta \times \left[P_{NGL} + .P_{NG} \right] - P_{CO_2} \qquad (۲)$$

بخش‌های مختلف معادله (۱) عبارتند از:

۵ ۲ ۱ ـ عامل تعدیل .

به موجب این عامل هزینه‌ها و درآمدهای طرح NGL در قیمت‌گذاری مدنظر قرار می‌گیرد. با در نظر گرفتن هزینه‌ها در این الگو، اگر خوراک واحد NGLای گاز همراه نفت ترش باشد و نسبت به واحدهایی که از گاز شیرین استفاده می‌کنند، هزینه بیشتری برای فرآورش پرداخت نماید آنگاه قیمت کمتری برای این گاز باید پرداخت کند. در معادله (۳) هزینه‌ای که در صورت کسر محاسبه می‌شود، هزینه‌های فرآورش به صورت روزانه است. به این منظور، هزینه فرآورش هر متر مکعب براساس هزینه سرمایه‌ای و عملیاتی بدست می‌آید. ذکر این نکته ضروری است که از آنجایی که پرداخت هزینه عملیاتی و درآمدها با هزینه سرمایه‌ای همزمان نمی‌باشد یعنی اینکه هزینه عملیاتی و درآمدها مربوط به دوره بهره‌برداری و هزینه سرمایه‌ای مربوط به دوره ساخت است، لذا در محاسبه قیمت گاز همراه نفت، برای رفع این مشکل، هزینه سرمایه‌ای به صورت ارزش حال در فرمول مدنظر قرار می‌گیرد. علاوه بر این، به موجب عامل تعدیل A رابطه مستقیمی بین سود[۳] و قیمت

---

۱. خبرگزاری شانا، ۱۳۹۱/۱۱/۰۹، کد خبر: ۲۰۰۸۰۲

۲. خبرگزاری تسنیم، ۱۳۹۳/۰۶/۰۵، کد خبر: ۵۱۱۲۱۳

۳. با ساده کردن معادله (۱) خواهیم داشت:

$$A = (1 - \frac{\text{Cost}}{\text{Revenue}}) = \frac{\text{Revenue} - \text{Cost}(Opex + Capex)}{\text{Revenue}} = \frac{\text{Profit}}{\text{Revenue}}$$

گاز همراه نفت برقرار است. به این ترتیب کاهش در سود واحد NGL می‌تواند موجب کاهش در قیمت گاز گردد.

$$A = (1 - \frac{\text{Cost}}{\text{Revenue}}) \qquad (۳)$$

در این رابطه:

Cost: هزینه کل فرآورش گاز همراه نفت (میلیون دلار در روز)[۱]

Revenue: درآمد حاصل از فروش مایعات گازی (میلیون دلار در روز)[۲]

۵ ۲ ۲ -عامل تعدیل δ

همان‌طوری که در قسمت‌های قبل بیان شده است، از آنجایی که گازهای همراه نفت با داشتن محتوای مایعات گازی، دارای ارزش حرارتی بالا می‌باشند، پس باید در الگو قیمت‌گذاری این موضوع مدنظر قرار گیرد. شاخص δ گویای همین موضوع است و نشان می‌دهد که در هر متر مکعب گاز همراه نفت، ارزش حرارتی مایعات گازی به چه مقداری می‌باشد. در معادله (۴) صورت کسر این رابطه حاصل‌ضرب مقدار مایعات‌گازی بر حسب بشکه و ارزش حرارتی هر بشکه مایعات‌گازی می‌باشد. در مخرج کسر نیز مقدار گاز همراه نفت آورده شده است.

$$\delta = (\frac{NGL_{B.P.D} \times MMBTU}{APG_{CM.P.D}}) \qquad (۴)$$

---

۱. از آنجایی که در کشور سابقه زیادی در زمینه واحدهای NGL وجود دارد که آخرین مورد آن بهره‌برداری از واحد NGL سیری در سال ۱۳۹۲ است و از طرف دیگر واحدهای NGL فناوری جدید نمی‌باشد که میزان هزینه سرمایه‌ای و عملیاتی آن مشخص نباشد، پس دو طرف می‌تواند ارزیابی مشخصی را در مورد هزینه سرمایه‌ای و عملیاتی پروژه داشته باشند. ضمناً در فرمول فقط هزینه سرمایه‌ای و عملیاتی طرح مدنظر قرار گرفته است و همان‌طوری که در صفحات قبل اشاره شده است، هزینه‌های تقویت فشار و انتقال گاز بر عهده شرکت ملی نفت است. البته این شرکت می‌تواند برای انتقال گاز تا واحد NGL براساس توافقات بر روی نقطه تحویل گاز همراه نفت، از خریدار هزینه انتقال دریافت نماید که این موضوع جدا از قیمت‌گذاری گاز همراه نفت است.

۲. درآمد واحد NGL از طریق فروش گاز سبک و مایعات‌گازی حاصل می‌گردد. همان‌طوری که در ادامه نیز اشاره شده است، قیمت گاز سبک توسط شرکت ملی تعیین می‌گردد (البته شرکت ملی نفت اعلام نموده است که گاز سبک بایستی قیمت صفر داشته باشد) و قیمت مایعات‌گازی نیز در بازارهای جهانی مشخص است.

در این رابطه:

$NGL_{B.P.D}$: مایعات گازی تولیدی (بشکه در روز)

$MMBTU$: ارزش حرارتی هر بشکه مایعات گاز (میلیون BTU[1])

$APG_{CM.P.D}$: میزان خوراک واحد NGL (میلیون متر مکعب در روز)

۵ ۲ ۳ -قیمت مایعات گازی (P_{NGL}) و گاز سبک (P_{NG})

این بخش از الگوی قیمتی مربوط به قیمت محصولات حاصل از فرآورش گازهای همراه نفت می‌باشد. در اینجا فرض بر این است که قیمت گاز سبک به وسیله دولت تعیین می‌گردد و وارد مدل می‌شود. مطابق با معادله (۵) بخش دیگر مدل قیمت‌گذاری مربوط به قیمت مایعات گازی می‌شود. در اینجا قیمت مایعات‌گازی به صورت دلار در هر میلیون BTU محاسبه می‌شود. برای محاسبه قیمت مایعات گاز از رابطه زیر استفاده می‌شود. در این رابطه W_i وزن هر یک از محصولات مایعات گازی می‌باشد. اندیس ۲، ۳، ۴ و ۵ مربوط به محصولات اتان، پروپان، بوتان و میعانات‌گازی است. اعداد ثابت در مخرج نیز ارزش حرارتی برای هر تن از محصولات مایعات‌گازی می‌باشد که در واقع تبدیل قیمت مایعات‌گازی از دلار در هر تن به دلار در هر میلیون BTU می‌باشد.

$$P_{NGL} = \left[\left(\frac{W_2}{49.2} \times P_{C_2}\right) + \left(\frac{W_3}{47.7} \times P_{C_3}\right) + \left(\frac{W_4}{46.6} \times P_{C_4}\right) + \left(\frac{W_5}{46.4} \times P_{C_5}\right) \right] \quad (۵)$$

۵ ۲ ٤ -قیمت دی‌اکسیدکربن (P_{CO_2})

یکی از مواردی که در الگوی قیمت‌گذاری گازهای همراه نفت باید در نظر گرفته شود، میزان کاهش آلودگی زیست‌محیطی به ازای جمع‌آوری گازهای همراه نفت می‌باشد. بر این اساس، ارزش کاهش کربن به ازای هر متر مکعب گاز همراه نفت جمع‌آوری شده باید از قیمت گاز همراه نفت کسر گردد. به منظور محاسبه میزان کاهش قیمت گازهای همراه نفت به ازای جمع‌آوری گازهای همراه نفت توسط بخش‌های غیردولتی، دو شاخص اصلی باید محاسبه گردد: قیمت کربن و مقدار کاهش در انتشار دی‌اکسیدکربن. از ضرب این دو عامل، ارزش کربن بر حسب دلار (سنت) محاسبه شده و با تقسیم بر مقدار گاز همراه نفت

1. British Thermal Unit (BTU)

جمع‌آوری شده، ارزش کربن به ازای هر متر مکعب محاسبه خواهد شد. قیمت حاصله برای کاهش انتشار دی‌اکسیدکربن در انتها از بخش اولی مدل قیمت‌گذاری گازهای همراه نفت کاسته می‌شود و در واقع به نوعی تخفیف در قیمت گاز همراه نفت فروخته شده به بخش خصوصی برای کاهش سوزانده گازهای همراه نفت است.

با توجه به مطالبی که تا به اینجا در رابطه با الگوی قیمت‌گذاری گاز همراه نفت تحویلی به واحد NGL بیان گردید، این الگو را می‌توان به صورت معادله (۵) نوشت:

$$P_{APG} = \left(1-\frac{\cos t}{revenue}\right)\cdot\left\{\left[\left(\frac{NGL_{B.P.D}\times MMBTU}{APG_{CM.P.D}}\right)\cdot\left(\left(\frac{W_2}{49.2}\times P_{C_2}\right)+\left(\frac{W_3}{47.7}\times P_{C_3}\right)+\left(\frac{W_4}{46.6}\times P_{C_4}\right)+\left(\frac{W_5}{46.4}\times P_{C_5}\right)\right)\right]+P_{NG}\right\}-P_{CO_2} \quad (۶)$$

بنابراین الگوی ذکر شده در معادله (۶) دارای ویژگی‌های زیر است:

۱. در این الگو ارزش حرارتی مایعات گازی در قیمت‌گذاری مدنظر قرار گرفته است.

۲. کیفیت گاز همراه نفت به لحاظ ترش و یا شیرین بودن در محاسبه قیمت گاز استفاده شده است.

۳. این الگو به طور مستقیم به قیمت بازار مایعات گازی مرتبط شده است و به نحوی مبتنی بر بازار است.

۴. از آنجایی که تغییرات قیمت نفت بر قیمت مایعات گازی تأثیرگذار است پس می‌توان گفت قیمت نفت به طور غیرمستقیم بر قیمت گاز همراه نفت مؤثر می‌باشد.

۵ ۳ -قیمت‌گذاری خوراک واحد NGL3200

پس از آنکه بخش‌های مختلف الگوی قیمت‌گذاری گازهای همراه نفت مورد استفاده در واحد NGL تشریح گردیده است، در ادامه براساس مشخصات واحد NGL-3200، این الگو برای قیمت‌گذاری خوراک مورد استفاده در این واحد استفاده گردیده است.

۵ ۳ ۱ -عامل تعدیل .

همان‌طوری که در بالا مشاهده شد، برای محاسبه عامل A بر حسب سنت برای هر متر مکعب، ابتدا باید هزینه‌ها و درآمدها بر این اساس محاسبه گردد. برای محاسبه هزینه، براساس اطلاعات موجود،[۱] هزینه سرمایه‌ای برای NGL-3200 معادل ۱۵۰۰ میلیون دلار است و اگر دوره بازگشت این واحد ۷ سال در نظر گرفته شود، آنگاه هزینه سرمایه‌ای فرآورش گاز همراه نفت برای هر متر مکعب در روز تقریباً معادل ۴/۱ سنت خواهد شد. علاوه بر این، در صورتی که هزینه عملیاتی برای این واحد معادل ۷ درصد هزینه سرمایه‌ای یعنی ۱۰۵ میلیون دلار در سال باشد، آنگاه هزینه عملیاتی برای هر متر مکعب در روز معادل ۲/۰۳ سنت خواهد بود. پس در مجموع هزینه فرآورش برای هر متر مکعب در روز معادل ۶/۱۸ سنت خواهد بود که با ضرب این عدد در میزان گازهای همراه نفت (۱۴/۱۵ میلیون متر مکعب در روز)، هزینه کل فرآورش روزانه معادل ۸۷۴/۲ هزار دلار خواهد بود.[۲]

همچنین در مخرج کسر (رابطه (۳)) نیز درآمد حاصل از فروش محصولات قرار دارد. به منظور محاسبه درآمد روزانه، ابتدا باید قیمت متوسط هر بشکه مایعات گاز محاسبه گردد. درجدول (۱) براساس شرایط فعلی بازار، قیمت مایعات گازی محاسبه شده است.[۳]

جدول۱- قیمت متوسط مایعات گازی استحصالی از واحد NGL-3200 .

نوع محصول	قیمت (دلار در هر تن)(۱)	سهم در مایعات گازی (درصد)(۲)	متوسط قیمت محصول (دلار در هر تن)(۳)	ضریب تبدیل دلار در هر تن به دلار در هر بشکه(۴)	قیمت محصول (دلار در هر بشکه)(۵)
اتان	۲۴۰	۳۳/۷	۸۰/۸۸	۰/۰۵۳	۴/۳
پروپان	۳۹۰	۲۵/۴	۹۹/۰۶	۰/۰۸	۷/۹
بوتان	۴۴۰	۲۵/۴	۱۱۱/۷	۰/۰۹۳۲	۱۰/۴
میعانات‌گازی	۴۳۵/۶۶	۱۵/۵	۶۷/۵۲	۰/۱۰۶	۷/۱۵۷
					۲۹/۷۸

منبع: محاسبات پژوهش

---

۱. براساس اظهار نظر معاون برنامه ریزی تلفیقی شرکت ملی نفت در تاریخ ۱۳۹۳/۰۹/۰۳

۲. لازم به توجه است که روش‌های ساده‌تر دیگری همچون تقسیم مجموع هزینه عملیاتی و سرمایه‌ای بر حاصلضرب دوره بازگشت و ۳۶۵ روز وجود دارد. ولی در این روش هزینه هر متر مکعب برای هزینه های سرمایه ای و عملیاتی نیز بدست می‌آید که معیاری برای قیمت‌گذاری می‌باشد.

۳. قیمت گاز در این محاسبات مدنظر قرار نگرفت، چون براساس دستور العمل اولیه خریداران واحدهای NGL باید گاز سبک را با قیمت صفر در اختیار شرکت ملی گاز قرار دهند.

در ستون اول جدول (۱)، قیمت اتان براساس قیمت مصوب، قیمت پروپان و بوتان براساس قیمت بین‌المللی در ماه نوامبر سال ۲۰۱۶ و قیمت میعانات گازی براساس گزارش شش ماهه اول گمرک سال ۱۳۹۵ تعیین گردیده است. ستون دوم جدول مربوط به سهم هر یک از مایعات گازی می‌باشد که براساس اطلاعات جمع آوری شده در فاز دوم محاسبه گردیده است. براساس این اطلاعات، در واحد NGL-3200 میزان اتان، LPG (۵۰ درصد پروپان و ۵۰ درصد بوتان) و میعانات گازی به ترتیب ۲۳۳۷/۲، ۳۵۲۳/۸ و ۱۰۶۲ تن در روز است که سهم هر یک در مایعات گازی به ترتیب۳۳/۷، ۲۵/۴، ۲۵/۴ و ۱۵/۵درصد می‌باشد. در ستون سوم نیز از ضرب ستون اول و دوم بدست می‌آید. ستون چهارم نیز ضریب تبدیل دلار در هر تن به دلار در هر بشکه است. ستون پنجم که حاصلضرب ستون سوم و چهارم بدست می‌آید حاکی از قیمت هر بشکه مایعات گازی می باشد. در نهایت از جمع ستون پنجم، قیمت متوسط برای مایعات گازی استحصالی از واحد NGL-3200 معادل ۲۹/۷۸ دلار در هر بشکه بدست آمده است. پس درآمد حاصل از فروش ۷۲ هزار بشکه در روز در این واحد ۲/۱۴ میلیون دلار خواهد بود. بنابراین نسبت هزینه به درآمد در معادله (۳) معادل ۰/۴ بوده و در نتیجه مقدار A نیز برابر با ۰/۵۹ می‌باشد.

۵ ۳ ۴ -عامل تعدیل δ

ضریب تعدیل دیگری که در فرمول قیمت گذاری گاز همراه نفت مشاهده می‌شود، δ است که نشان می‌دهد یک میلیون BTU مایعات گازی از چه میزانی گاز همراه نفت بدست می‌آید. با استفاده از این شاخص وضعیت گاز همراه نفت از لحاظ محتوای مایعات در قیمت گذاری استفاده شده است. این شاخص نیز همانند شاخص A از میدانی به میدان دیگر متفاوت است. به منظور محاسبه این شاخص ابتدا باید ارزش حرارتی هر بشکه مایعات گازی محاسبه گردد که به این منظور از جدول (۲) استفاده گردیده است[۱]:

۱. ضرایب تبدیل از تارنمای EIA استخراج شده است.

جدول ۵۲- محاسبه قیمت متوسط برای هر بشکه مایعات‌گازی

مایعات‌گازی	سهم هر یک از محصولات در مایعات‌گازی (درصد)	میلیون ... به ازای هر بشکه مایعات‌گازی	سهم هر یک از ارزش حرارتی در ارزش حرارتی کل
اتان	۳۳/۷	۳/۰۸	۱/۰۴
پروپان	۲۵/۴	۳/۸۳	۰/۹۷۳
بوتان	۲۵/۴	۴/۳۴	۱/۱
میعانات‌گازی	۱۵/۵	۴/۶۲	۰/۷۲
			۳/۸۳

منبع: محاسبات پژوهش

همان‌طوری که در جدول (۲) مشاهده می‌شود، با توجه به سهم اتان، پروپان، بوتان و میعانات‌گاز در مایعات گازی، میزان ارزش حرارتی هر بشکه از مایعات‌گازی استحصالی از واحد NGL-3200 معادل ۳/۸۳ میلیون BTU می‌باشد. مقدار ضریب δ از معادله (۴) بدست می‌آید. در این فرمول، مخرج کسر ($APG_{CM.P.D}$) میزان خوراک واحد NGL بوده و در صورت نیز مایعات گازی تولیدی براساس ارزش حرارتی وارد می‌شود ($NGL_{B.P.D} \times MMBTU$). برای NGL-3200 مقداری این ضریب به صورت زیر محاسبه می‌گردد.

$$\delta = (\frac{NGL_{B.P.D} \times MMBTU}{APG_{CM.P.D}}) = \frac{72*10^3 * 3.83}{14.15*10^6} = 0.019$$

پس با فرآورش هر متر مکعب گاز همراه نفت در این مجتمع، تقریباً ۰/۰۲ میلیون BTU مایعات گازی تولید می‌گردد.

۵ ۳ ۴ -قیمت مایعات گازی (P_{NGL}) و گاز سبک (P_{NG})

با توجه به اینکه در واحد NGL-3200 گاز سبک استحصالی باید به شرکت ملی گاز تحویل داده شود، پس قیمت این گاز صفر در نظر گرفته شده است. قیمت مایعات گازی از ترکیب قیمت اتان، پروپان، بوتان و میعانات گازی محاسبه می‌گردد. شایان توجه است که قیمت هر یک از این محصولات براساس سنت برای هر میلیون BTU می‌باشد. در مورد واحد NGL-3200، قیمت هر یک از این مایعات گازی به صورت زیر خواهد بود:[1]

۱. با توجه به اینکه هر تن اتان، پروپان، بوتان میعانات گازی به ترتیب دارای ارزش حرارتی ۴۹/۲، ۴۷/۷، ۴۶/۶و ۴۶/۴ میلیون بی.تی.یو است. پس برای تبدیل واحد دلار در هر تن به سنت در هر میلیون بی.تی.یو، قیمت این

۱. قیمت اتان در این الگو براساس قیمت مصوب در نظر گرفته می‌شود که معادل ۲۴۰ دلار در هر تن (۴۸۷/۸ سنت در هر میلیون ...) است. .

۲. قیمت پروپان براساس قیمت بین المللی (قیمت قراردادی .. . عربستان سعودی) در نظر گرفته می‌شود که براساس اطلاعات موجود قیمت پروپان در اکتبر ۲۰۱۵ برابر با ۳۹۰ دلار در هر تن (۷۷۵ سنت برای هر میلیون ...) است. .

۳. قیمت بوتان براساس قیمت بین‌المللی (قیمت قراردادی .. . عربستان سعودی) در نظر گرفته می‌شود که در براساس اطلاعات موجود قیمت بوتان در اکتبر ۲۰۱۵ برابر با ۴۴۰ دلار در هر تن (۹۴۴ سنت برای هر میلیون . . .) است.[1] .

۴. قیمت میعانات‌گاز نیز مبتنی بر قیمت صادرات این محصول می‌باشد. اطلاعات منتشر شده توسط گمرک جمهوری اسلامی ایران نشان می‌دهد که در ۶ ماهه نخست سال ۱۳۹۴ به طور متوسط قیمت هر تن میعانات گازی صادراتی معادل ۴۳۵/۶۶ دلار (۹۳۸/۹ سنت در هر میلیون بی.تی.یو) می‌باشد. حال با استفاده از این قیمت‌ها، مطابق جدول زیر قیمت مایعات‌گازی در معادله (۵) محاسبه می‌شود. .

پژوهشگاه علوم انسانی و مطالعات فرهنگی
پرتال جامع علوم انسانی

جدول۳- محاسبه قیمت مایعات‌گازی برای هر میلیون BTU

مایعات‌گازی	قیمت محصولات (دلار در هر تن)	میزان میلیون .. . برای هر تن	قیمت محصولات (دلار در هر میلیون	قیمت محصولات (سنت در هر میلیون	سهم محصولات در مایعات‌گازی	سهم محصولات در قیمت مایعات‌گازی (سنت در هر

محصولات بر حسب دلار در هر تن را در ۱۰۰ ضرب کرده و عدد بدست آمده بر ارزش حرارتی تقسیم می‌شود که در نهایت قیمت محصولات براساس سنت در هر میلیون BTUبدست خواهد آمد.

۱. معیار قیمت LPGدر منطقه قیمت قراردادی LPG عربستان سعودی است که در اینجا استفاده گردیده است.

			(۰ ..)	(۰ ..)		(.. . ..)
اتان	۲۴۰	۴۹/۲	۴/۸۸	۴۸۸	۳۳/۷	۱۶۴/۴
پروپان	۳۷۰	۴۷/۷	۷/۷۵	۷۷۵	۲۵/۴	۱۹۶/۸۵
بوتان	۴۴۰	۴۶/۶	۹/۴۴	۹۴۴	۲۵/۴	۲۳۹/۷۷
میعانات‌گازی	۴۳۵/۶۶	۴۶/۴	۹/۳۹	۹۳۹	۱۵/۵	۱۴۵/۵
						۷۴۶/۵

(منبع: محاسبات پژوهش)

۵ ۳ ٤ -قیمت دی‌اکسیدکربن (P_{CO_2})

یکی از مواردی که در الگوی قیمت‌گذاری گازهای همراه نفت باید در نظر گرفته شود، میزان کاهش آلودگی زیست‌محیطی به ازای جمع‌آوری گازهای همراه نفت می‌باشد. در واقع بخش خصوصی بواسطه احداث واحد NGL و کاهش پیامدهای منفی خارجی ناشی از سوزاندن گازهای همراه نفت، یکی از وظایف دولت در رابطه کاهش پیامدهای خارجی فعالیت‌های اقتصادی را انجام می‌دهد و ضروری است در قیمت گاز همراه نفت تخفیفاتی برای بخش خصوصی مدنظر قرار گیرد. بررسی‌های میدانی در رابطه با انتشار CO_2 به ازای سوزاندن گازهای همراه نفت در ایران، حاکی از این است که به ازای سوزاندن هر هزار فوت مکعب گاز همراه نفت معادل ۶۳/۳ کیلوگرم CO_2 در هوا منتشر خواهد می‌شود. براساس این برآورد و با توجه به ظرفیت ۵۰۰ میلیون فوت مکعب در روز واحد NGL-3200، در صورت بهره‌برداری از این واحد، از انتشار ۳۱/۶۵ هزار تن در روز جلوگیری خواهد شد. همان‌طوری که در بالا اشاره شد، به منظور برآورد ارزش میزان دی‌اکسیدکربن می‌توان از قیمت گواهی کاهش انتشار کربن و تجربه قیمت‌گذاری کربن در کشورهای مختلف استفاده نمود. اطلاعات مربوط به بازار تجارت گواهی کاهش انتشار کربن نشان می‌دهد که قیمت این گواهی معادل ۰/۶۸ دلار برای هر تن دی‌اکسیدکربن می‌باشد.[1] اما اطلاعات قیمت‌گذاری کربن در کشورهای مختلف نشان می‌دهد که قیمت کربن در بازه‌ای بین کمتر از یک دلار در هر تن در کشور مکزیک تا ۱۶۸ دلار در هر تن در کشور سوئد می‌باشد. البته آمارهای موجود در رابطه با قیمت کربن در کشورهای مختلف نشان می‌دهد عمده آلاینده‌ها (۸۵ درصد) در قیمتی کمتر از ۱۰ دلار قیمت‌گذاری

1.https://www.theice.com/marketdata/reports/icefutureseurope/ECXCERIndex.shtmland
https://www.eex.com/en/market-data/emission-allowances/derivatives-market/certified-emission-reductions-futures#!/2015/11/27

شده‌اند.[1] با این وجود، مطابق با جدول (۴) در صورتی که گواهی کاهش انتشار کربن به عنوان ابزار قیمت‌گذاری کربن در نظر گرفته شود آنگاه میزان قیمت هر تن کربن در رابطه (۶) معادل۰/۱۵ سنت و در صورتی که تجربه قیمت‌گذاری کربن (کمتر از ۱۵ دلار برای هر تن کربن) در کشورهای مختلف ملاک کار قرار گیرد،[2] آنگاه میزان قیمت هر تن کربن مبتنی بر سناریوهای قیمتی مختلف در رابطه (۶) حداکثر **۳/۳۵** سنت خواهد بود.

جدول٤- برآورد قیمت کربن منتشر شده از هر متر مکعب

ملاک برای قیمت کربن		**قیمت کربن (دلار در هر تن)**	**میزان انتشار کربن (تن در روز)**	**ارزش هر تن کربن (سنت)**	**قیمت کربن به ازای سوزاندن هر متر مکعب (سنت)**
گواهی کاهش انتشار کربن (سناریوی ۱)		۰/۶۸	۳۱۶۵۰	۲۱۵۲۲۰۰	۰/۱۵
تجربه قیمت‌گذاری کشورهای مختلف (سناریوی ۲)	**الف**	۱۵	۳۱۶۵۰	۴۷۴۷۵۰۰۰	۳/۳۵
	ب	۱۰	۳۱۶۵۰	۳۱۶۵۰۰۰۰	۲/۲۶
	ج	۵	۳۱۶۵۰	۱۵۸۲۵۰۰۰	۱/۱۲

منبع: محاسبات پژوهش

حال اگر اطلاعات بدست آمده از بخش‌های مختلف الگوی قیمت‌گذاری کربن در نظر گرفته شود آنگاه قیمت گاز همراه نفت در رابطه (۶) به صورت زیر خواهد بود:

پژوهشگاه علوم انسانی و مطالعات فرهنگی
پرتال جامع علوم انسانی

جدول۵- قیمت گاز همراه نفت در شرایط فعلی (قیمت نفت ۵۰ دلاری)

		عامل تعدیل A (۱)	عامل تعدیل δ (۲)	قیمت مایعات‌گازی (سنت در هر میلیون BTU)(۳)	قیمت گاز همراه نفت قبل از کسر قیمت کربن (سنت در هر متر مکعب)(۴)	قیمت کربن (سنت در هر متر مکعب)(۵)	قیمت گاز همراه نفت بعد از کسر قیمت کربن (سنت در هر متر مکعب) (۶)
قیمت	سناریو۱	۰/۵۹	۰/۰۱۹	۷۴۶/۵	۸/۳۶	۰/۱۵	۸/۲۱

1. World Bank (2016), p.17.

۲. در ۸۵ درصد موارد، قیمت کربن برای هر تن پائین‌تر از ۱۵ دلار بوده است.

گاز همراه نفت	سناریو۲	الف					۳/۳۵	۵
		ب					۲/۲۶	۶/۱
		ج					۱/۱۲	۷/۲۴

منبع: محاسبات پژوهش

همان‌طوری که در جدول بالا مشاهده می‌شود، از ضرب ستون اول، دوم و سوم، قیمت گاز همراه نفت قبل از کسر ارزش کربن معادل ۸/۳۶ سنت در هر متر مکعب خواهد بود. در صورتی قیمت کربن نیز در نظر گرفته شود آنگاه بر طبق سناریوهای مختلف برای قیمت کربن، حداقل قیمت برای گاز همراه نفت ۵ سنت در هر متر مکعب خواهد بود.

٦ - تحلیل حساسیت

برای تحلیل حساسیت، بهتر است در ابتدا مهمترین و تأثیرگذارترین موارد بر قیمت گاز همراه نفت تعیین و سپس با توجه به آنها تحلیل حساسیت انجام شود. در طرح NGL-3200 مهمترین عوامل تأثیرگذار را می‌توان به شرح زیر بیان نمود.

۱. نرخ بهره‌برداری: با توجه به اینکه تولید گازهای همراه نفت از میادین نفتی دارای نوسانات است، پس خوراک ارسالی به طرح NGL-3200 نیز دارای نوساناتی خواهد بود (اختلال سمت عرضه). این نوسانات موجب می‌شود تا متوسط ظرفیت بهره‌برداری سالانه از ظرفیت اسمی کمتر باشد و در نتیجه با اثرگذاری بر هزینه فرآورش و میزان مایعات گازی بر قیمت گاز همراه نفت موثر باشد. علاوه بر این، کاهش در نرخ بهره‌برداری می‌تواند دلایل دیگری همچون مشکلات فنی، مدیریتی و یا به طور کلی عوامل مرتبط با واحد استفاده‌کننده گازهای همراه نفت داشته باشد (اختلال سمت تقاضا). در این صورت، از آنجایی که قیمت محاسبه شده از فرمول، به میزان گاز عرضه شده وابسته است، پس به ازای هر مقدار عرضه‌ای که شکل می‌گیرد، قیمتی بدست می‌آید که خریدار موظف به پرداخت آن است. به عبارت دیگر اگر مقدار گاز همراه نفت مشخصی عرضه گردد و واحد NGL نتواند آن را مصرف کند یا بخشی از آن را بتواند مصرف کند، آنگاه قیمتی که بایستی پرداخت نماید مبتنی بر مقدار عرضه خواهد بود.

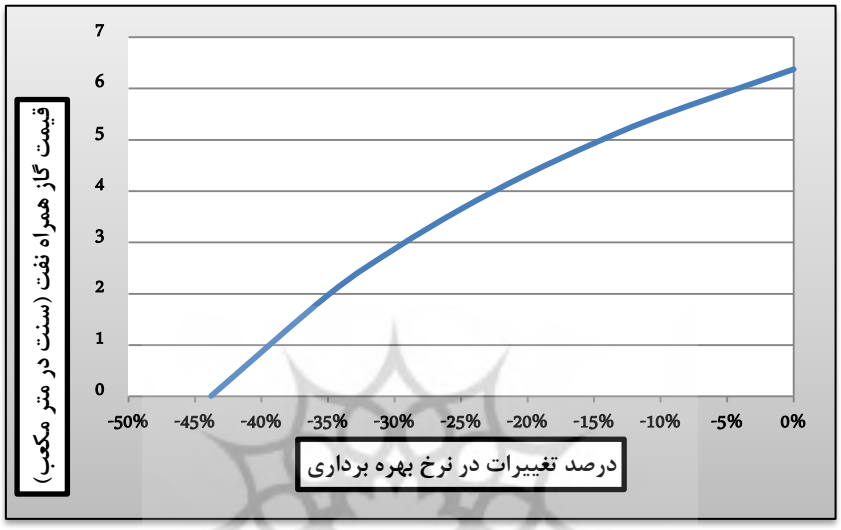
۲. قیمت محصولات: همان‌طوری که در بالا اشاره شده است، محصولات حاصل از فرآورش گازهای همراه نفت در واحد NGL-3200 شامل گاز سبک و مایعات گازی می‌باشد. براساس سیاست وزارت نفت در واگذاری واحدهای NGL، گاز سبک تولیدی باید به صورت رایگان به شرکت ملی نفت تحویل داده شود و مایعات گازی نیز می‌تواند در بازار داخلی (پتروشیمی‌ها) و یا به بازارهای خارجی صادر نماید. قیمت مایعات گازی به دنبال نوسانات قیمت نفت خام تغییراتی خواهد داشت که این تغییرات بر ضریب تعدیل A تأثیرگذار خواهد بود. علاوه بر این، اگر امکان فروش گاز سبک نیز فراهم گردد آنگاه تغییر قیمت گاز هم می‌تواند موجب تغییر موارد مذکور شده و در نهایت قیمت گاز همراه نفت را تغییر دهد..

۳. هزینه سرمایه‌ای: همان‌طوری که در قبل مطرح گردید، تغییر در کیفیت گازهای همراه نفت می‌تواند موجب تغییر در هزینه سرمایه‌ای گردد. در واقع، هزینه سرمایه‌ای برای گازهای ترش بیشتر از گازهای شیرین می‌باشد. در این صورت، تغییر در هزینه سرمایه‌ای بر ضریب تعدیل A تأثیرگذار خواهد بود. به همین دلیل باید حساسیت قیمت گاز همراه نفت نسبت به تغییرات هزینه سرمایه‌ای بررسی گردد.

٦ ٤ -تحلیل حساسیت نسبت به نرخ بهره‌برداری

نرخ بهره‌برداری NGL-3200 یکی از عوامل موثر بر قیمت گاز همراه نفت می‌باشد. همان‌طوری که در نمودار زیر مشاهده می‌شود، با کاهش خوراک تحویلی به واحد NGL-3200، قیمت گاز همراه نفت کاهش می‌یابد. در واقع فرمول به گونه‌ای تنظیم شده است که در صورت افت خوراک، قیمت گاز همراه نفت نیز کاهش یابد. همان‌طوری که در نمودار مشاهده می‌شود، در صورتی که میزان گاز همراه نفت تحویلی، بیش از ۴۴ درصد کاهش یابد، آنگاه قیمت گاز همراه نفت منفی می‌شود. یعنی فروشنده در این صورت باید به خریدار گاز یا همان واحد NGL-3200 خسارت پرداخت نماید. نکته دیگری که در این نمودار مشاهده می‌شود این است که با کاهش نرخ بهره‌برداری، قیمت گاز همراه نفت به صورت فزاینده کاهش می‌یابد.

نمودار ۸- حساسیت قیمت گاز همراه نفت به تغییرات در نرخ بهره‌برداری

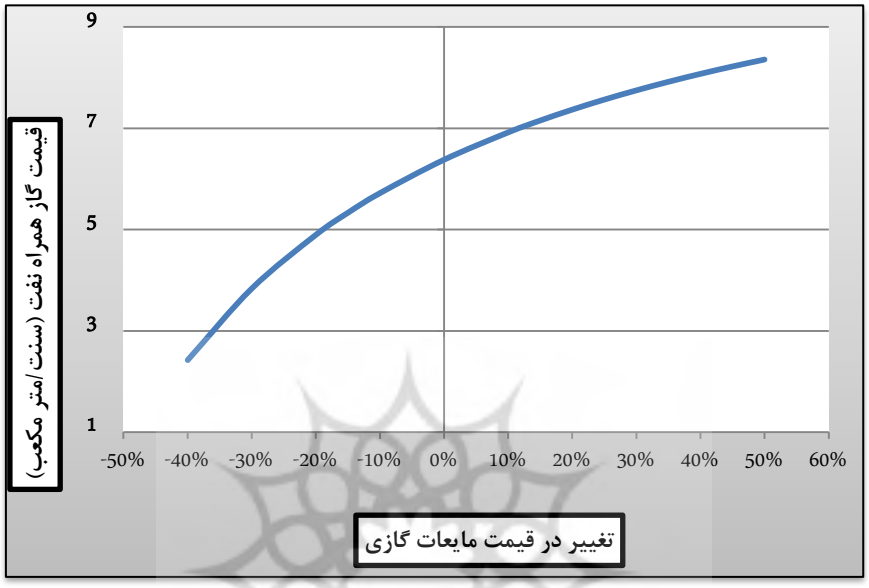


منبع: محاسبات پژوهش

٦ ٢ -تحلیل حساسیت نسبت به قیمت محصولات

عامل دیگری که بر قیمت گاز همراه نفت مؤثر می‌باشد، قیمت محصولات حاصل از فرآورش گاز همراه نفت می‌باشد. از آنجایی که در این تحقیق، قیمت گاز سبک حاصل فرآورش گاز همراه نفت صفر فرض شده است، برای تحلیل حساسیت قیمت گاز همراه نفت نسبت به قیمت محصولات، قیمت مایعات گازی مدنظر قرار گرفته شده است. همان‌طوری که در نمودار مشاهده می شود، قیمت گاز همراه نفت رابطه مستقیمی را با قیمت مایعات‌گازی دارد. این رابطه به گونه‌ای است که با افزایش قیمت مایعات‌گازی، قیمت گاز همراه نفت به صورت کاهنده افزایش می‌یابد و با کاهش قیمت مایعات‌گازی، قیمت گاز همراه نفت به صورت فزاینده کاهش می‌یابد.

نمودار ۹- تحلیل حساسیت قیمت گاز همراه نفت نسبت به قیمت مایعات‌گازی

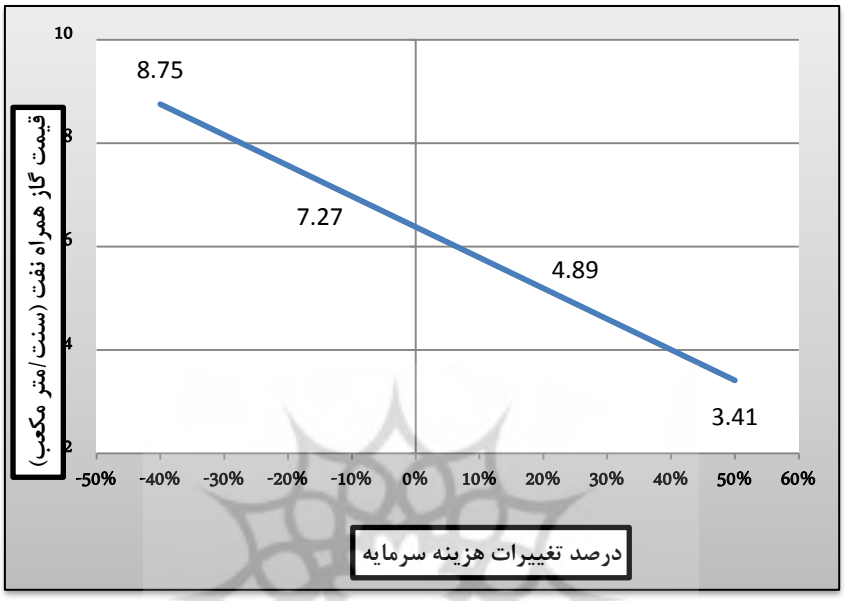


منبع: محاسبات پژوهش

٦ ٣ -تحلیل حساسیت نسبت به هزینه سرمایه‌ای

هزینه سرمایه‌ای عامل تأثیرگذار دیگری می‌باشد که در الگوی قیمت‌گذاری گازهای همراه نفت بکار رفته است. نمودار زیر نشان می‌دهد که قیمت گاز همراه نفت با تغییرات هزینه سرمایه‌ای رابطه خطی و غیرمستقیمی دارد. به نحوی که می‌توان گفت، به همان مقداری که هزینه سرمایه‌ای افزایش (کاهش) می‌یابد، قیمت گاز همراه نفت کاهش (افزایش) خواهد یافت. به عبارت دیگر، به هر میزانی که کیفیت گاز همراه نفت موجب گردد تا هزینه سرمایه‌ای واحد NGL-3200 افزایش یابد، تقریبا به همان نسبت قیمت گاز همراه نفت نیز کاهش خواهد یافت.

نمودار ۱۰- تحلیل حساسیت قیمت گاز همراه نفت به تغییرات هزینه سرمایه‌ای



منبع: محاسبات پژوهش

۷ - جمع‌بندی و نتیجه‌گیری

در این مطالعه یکی از ابعاد مهم اقتصادی استفاده از گازهای همراه نفت یعنی مدلسازی قیمت‌گذاری گازهای همراه نفت مورد بررسی و ارزیابی قرار گرفته و سپس به صورت موردی این الگو برای NGL-3200 بررسی گردید. در پژوهش حاضر، با ارزیابی الگوهای مختلف قیمت‌گذاری گازها و اصولی که باید در قیمت‌گذاری گازهای همراه نفت رعایت کرد، مدلی برای قیمت‌گذاری گازهای همراه نفت طراحی شده است. نتایج بررسی اصول قیمت‌گذاری گازهای همراه نفت حاکی از این است که موارد زیر باید در قیمت‌گذاری این گازها مدنظر قرار گیرد:

۱. ماهیت استفاده از گازهای همراه نفت (خوراک یا سوخت بودن گازهای همراه نفت) .
۲. ارزش حرارتی گازهای همراه نفت .
۳. کیفیت گازهای همراه نفت .

۴. موضوعات زیست‌محیطی .

بر این اساس، الگوی قیمت‌گذاری گازهای همراه نفت با توجه به این اصول طراحی شده است. در نهایت، در تحقیق حاضر برای استفاده از گازهای همراه نفت در واحدهای NGL الگویی طراحی گردیده است که این مدل برای قیمت‌گذاری گازهای همراه نفت دارای ویژگی‌های زیر می‌باشد:

۱. در این الگو ارزش حرارتی مایعات گازی در قیمت‌گذاری مدنظر قرار گرفته است.

۲. کیفیت گاز همراه نفت به لحاظ ترش و یا شیرین بودن در محاسبه قیمت گاز استفاده شده است.

۳. این الگو به طور مستقیم به قیمت بازار مایعات گازی مرتبط شده است و به نحوی مبتنی بر بازار است.

۴. از آنجایی که تغییرات قیمت نفت بر قیمت مایعات گازی تأثیرگذار است پس می‌توان گفت قیمت نفت به طور غیرمستقیم بر قیمت گاز همراه نفت مؤثر می‌باشد.

۵. کاهش آلودگی زیست‌محیطی ناشی از جمع‌آوری گازهای همراه نفت مدنظر قرار گرفته است.

همچنین، بکارگیری این الگو در رابطه با قیمت‌گذاری خوراک واحد NGL-3200 نشان می‌دهد که براساس اطلاعات مربوط به این واحد NGL، قیمت خوراک برای NGL-3200 حداقل برابر با ۵ سنت در هر متر مکعب و حداکثر ۸,۲ سنت در هر متر مکعب می‌باشد. همچنین تحلیل حساسیت قیمت گاز همراه نفت نسبت به نرخ بهره‌برداری، هزینه سرمایه‌ای و قیمت مایعات گازی نشان می‌دهد که:

۱. با کاهش نرخ بهره‌برداری (کاهش گاز همراه نفت تحویلی به واحد ....)، قیمت گاز همراه نفت به صورت فزاینده کاهش می‌یابد. .

۲. قیمت گاز همراه نفت با قیمت مایعات گازی رابطه مستقیمی دارد. به نحوی که با افزایش قیمت مایعات گازی، قیمت گاز همراه نفت به صورت کاهنده افزایش

می‌یابد و با کاهش قیمت مایعات‌گازی، قیمت گاز همراه نفت به صورت فزاینده کاهش خواهد یافت.

۳. تغییرات هزینه سرمایه‌ای به صورت تقریباً یک به یک رابطه غیرمستقیمی با قیمت گازهای همراه نفت دارد.

پژوهشگاه علوم انسانی و مطالعات فرهنگی
پرتال جامع علوم انسانی

۸- منابع

الف) فارسی

جعفریان هامون، ستاری سورنا و لاجوردی آقا حسن (۱۳۹۴)، بررسی فنی-اقتصادی تولید برق از گاز همراه، *نشریه علمی-پژوهشی کیفیت و بهره‌وری صنعت برق ایران*، سال چهارم، شماره ۷، صص. ۴۷-۳۳.

خبرگزاری شانا، ۱۳۹۱/۱۱/۰۹، کد خبر: ۲۰۰۸۰۲

خبرگزاری تسنیم، ۱۳۹۳/۰۶/۰۵، کد خبر: ۵۱۱۲۱۳

فریدزاد علی، قاضی‌زاده محمدصادق و حیدری کیومرث (۱۳۹۴)، بررسی اقتصادی تخصیص بهینه گازهای سوزانده شده همراه در میادین نفتی کشور، *فصلنامه پژوهش‌های اقتصادی ایران*، سال بیستم، شماره ۶۵، صص. ۹۲-۶۳.

موسسه مطالعات انرژی سبحان (۱۳۹۴)، طراحی مدل حقوقی-اقتصادی در زمینه ساماندهی گازهای همراه نفت، تهران، پروژه مرکز همکاریهای فناوری و نوآوری‌های ریاست جمهوری.

موسسه مطالعات انرژی (۱۳۹۲)، ترازنامه هیدروکربوری کشور سال ۱۳۹۲، تهران، معاونت برنامه‌ریزی و نظارت بر منابع هیدروکربوری وزارت نفت.

مؤسسه مطالعات بین‌المللی انرژی (۱۳۷۹)، پروژه جلوگیری از سوزاندن گازهای همراه با نفت، تهران، طرح مطالعاتی صرفه‌جویی انرژی در سطح کلان.

وزارت نیرو (۱۳۹۲)، ترازنامه انرژی سال‌های ۱۳۹۲-۱۳۷۰، تهران، معاون امور برق و انرژی.

ب) انگلیسی

Bhattacharyya Subhes C. (2011), *Energy Economics: Concepts, Issues, Markets and Governance*, Springer London Dordrecht Heidelberg New York.

Bhide B.D, Voskericyan A., Stern S.A. (1998), Hybrid Processes for the Removal of Acid Gases from Natural Gas, *Membr J. Sci*., Vol. 140, Issue. 1, PP. 27-49

Carbon Limit (2016), Associated Petroleum Gas Flaring Study for Egypt, European Bank for Reconstruction and Development.

Carbon Limit (2015), Improving Utilization of Associated Gas in US Tight Oil Fields, CATF.

EIA (2017), Website, http://www.eia.gov/

Energy Charter Secretariat, (2007), Putting a Price on Energy, International Pricing Mechanisms for Oil and Gas.

Fritsch, J. and Poudineh, R. (2015), Gas-To-Power Market and Investment Incentive for Enhancing Generation Capacity: an Analysis of Ghana's Electricity Sector, *Energy Policy*, Vol. 92, PP. 92-101.

International Gas union (2016), Wholesale Gas Price Survey, Norway.

Chen M. (2014) The Development of Chinese Gas Pricing: Drivers, Challenges and Implications for Demand, Oxford Institute for Energy Studies (OIES), PP. 1-46.

PFC (2007), Using Russia's Associated Gas, Prepared for the Global Gas Flaring Reduction Partnership and the World Bank.

World Bank (2016), *State and Trends of Carbon Pricing*, Washington DC.

www.natgas.info/gas-information/what-is-natural-gas/gas-pricing-contracts

www.rempipe.com/processdesign.html

www.oandoplc.com/documents/Gas Connect / Gas Connect Mar 2010.pdf

www.rempipe.com/processdesign.html

www.theice.com/marketdata/reports/icefutureseurope/ECXCERIndex.html

www.eex.com/en/market-data/emission-allowances/derivatives-market/certified-emission-reductions-futures#!/2015/11/27

پژوهشگاه علوم انسانی و مطالعات فرهنگی
پرتال جامع علوم انسانی