

## پتانسیل طراحی مدل قیمت گذاری گازهای همراه نفت با تأکید بر فروش این گازها به واحدهای NGL

علی طاهری فرد<sup>۱</sup>، روح‌الله مهدوی<sup>۲</sup>، حامد صاحب‌هنر<sup>۳</sup>، محمد علی خاکپور<sup>۴</sup>، جواد کی‌پور<sup>۵</sup>

تاریخ پذیرش: ۱۳۹۵/۱۲/۲۳

تاریخ ارسال: ۱۳۹۵/۱۰/۲۹

### 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 D61, R48, Q35, Q48: JEL

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

NGL-3200

۱ عضو هیأت علمی دانشگاه امام صادق (ع) و کارشناس ارشد موسسه مطالعات انرژی سبحان

Email: taheerifard1361@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.sahebbonar@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

۱۸۸ پژوهشنامه اقتصاد انرژی ، سال پنجم، شماره ۲۰، پاییز ۱۳۹۵

## 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.<sup>۱</sup> ذکر این نکته ضروری است که این حجم از گازهای همراه نفت سوزانده شده با وجود بهره‌برداری از ۱۱ واحد<sup>۲</sup> NGL 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 عدم پیشرفت این طرح‌ها دلایل مختلفی از جمله موانع جغرافیایی (شرایط جغرافیایی، پراکندگی میدانی 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، عدم شفافیت اطلاعات مورد نیاز در رابطه با گازهای همراه نفت)، عدم شفافیت سیاست‌های دولت و عدم وجود قوانین و مقررات کافی دارد.<sup>۳</sup>

به هر حال، عدم موفقیت 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، سولفورزدایی، تفکیک گاز سبک از مایعات گازی 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 سال ۱۳۹۳ 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

علی‌رغم 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

پتانسیل طراحی مدل قیمت گذاری گازهای همراه نفت... ۱۹۱

همراه نفت از الگوهای قیمت گذاری گاز استفاده می کنند<sup>۱</sup> از اینرو در این بخش ابتدا کلیاتی در مورد قیمت گذاری گاز بیان شده و سپس الگوهای قابل کاربرد برای گاز همراه نفت مورد استفاده در واحدهای NGL تشریح گردیده است.

## ۲ ۴ الگوهای قیمت گذاری گاز در دنیا

یکی از نکات قابل توجه در مورد قیمت گذاری گاز طبیعی این است که برخلاف بسیاری از کالاها که دارای بازار جهانی است، این محصول دارای قیمت های پایه ای منطقه ای است. چرا که انتقال گاز طبیعی مانند نفت خام به سادگی میسر نیست و عمدتاً بازارهای محدود و منطقه ای دارد. اتحادیه جهانی گاز<sup>۲</sup> مکانیسم های قیمت گذاری گاز را به صورت زیر تقسیم بندی نموده است:<sup>۳</sup>

- **قیمت گذاری در بازار نقدی مبتنی بر رقابت گاز با گاز:** در این الگو قیمت گاز بر اساس اثرات متقابل بین عرضه و تقاضای گاز تعیین می شود و تجارت گاز برای دوره زمانی مختلف (روزانه، ماهانه، سالانه یا دوره های دیگر) انجام می گیرد. تجارت گاز در این الگو در هاب های فیزیکی گاز<sup>۵</sup> (هنری هاب<sup>۴</sup>) و یا هاب های مجازی گاز (NBP<sup>۶</sup> در انگلستان) انجام می شود.

---

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 می باشد که مبنای قیمت گذاری گاز طبیعی است، توسعه هاب های 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 لوئیزیانا می باشد که تحت مالکیت شرکت خط لوله سابین (Sabine) قرار دارد. در این هاب گازی قیمت گاز طبیعی قراردادهای آتی های معامله شده در NYMEX و قراردادهای سوپا OTC معامله شده در ICE تعیین می گردد.

۷. National Balancing Point یا NBP مکان مجازی برای خرید و فروش گاز انگلستان می باشد. در این هاب مجازی گاز طبیعی برای قراردادهای آتی های ICE قیمت گذاری شده و نقطه تحویل آن مشخص می گردد. لازم به ذکر است که در NBP گاز برحسب ارزش حرارتی قیمت گذاری می شود.

- **قیمت گذاری مبتنی بر نفت و/یا فرآورده‌های نفتی<sup>۱</sup>**: در این الگوی قیمت گذاری، قیمت گاز مبتنی بر قیمت نفت و یا فرآورده‌های نفتی است. البته در برخی موارد قیمت زغال سنگ نیز مورد استفاده قرار می‌گیرد.
- **قیمت گذاری مبتنی بر انحصار دو جانبه (خریدار و فروشنده)<sup>۲</sup>**: قیمت توسط مذاکرات و توافقات دو جانبه 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 قیمت گذاری عمدتاً توسط روسیه برای فروش گاز به کشورهای خارج از اتحادیه اروپا مورد استفاده قرار می‌گیرد.
- **قیمت گذاری بازگشتی<sup>۳</sup>**: در این روش قیمت گاز بر اساس قیمت محصولات به دست آمده از آن محاسبه می‌گردد. اصل اساسی روش قیمت گذاری 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 رقابت پذیری گاز، قیمت برابری گاز باید مبتنی بر پرداختی مصرف کننده نهایی باشد. در این رویکرد از قیمت پرداختی مصرف کننده نهایی همه هزینه‌های مربوط به حمل و نقل و زیرساخت‌های استفاده از گاز باید کاسته می‌شود تا قیمت سرچاه بدست آید.<sup>۴</sup>
- **قیمت گذاری مبتنی بر قوانین و مقررات دولت (پوشش دهنده هزینه‌های خدمت‌رسانی)<sup>۵</sup>**: در این روش قیمت توسط قانونگذار یا دولت به گونه‌ای تعیین می‌شود که هزینه‌های خدمات‌رسانی شامل هزینه‌های سرمایه گذاری 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)

پتانسیل طراحی مدل قیمت‌گذاری گازهای همراه نفت... ۱۹۳

• **قیمت‌گذاری مبتنی بر قوانین و مقررات دولت (بر اساس مسائل اجتماعی و سیاسی)**<sup>۱</sup>: در این روش قانون‌گذار یا دولت معمولاً 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)**<sup>۲</sup>: 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**<sup>۳</sup>: 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 معمولاً گازهای همراه نفت و/یا مایعات گازی هستند که به عنوان محصول جانبی در کنار نفت تولید می‌شوند.<sup>۴</sup>

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.<sup>۵</sup> بعد از آن روش مبتنی بر نفت و فرآورده‌های نفتی است که حدود ۲۱/۶ درصد از قیمت‌گذاری بازارهای جهانی گاز را شامل می‌شود.

---

1. Regulation: Social and Political (RSP)

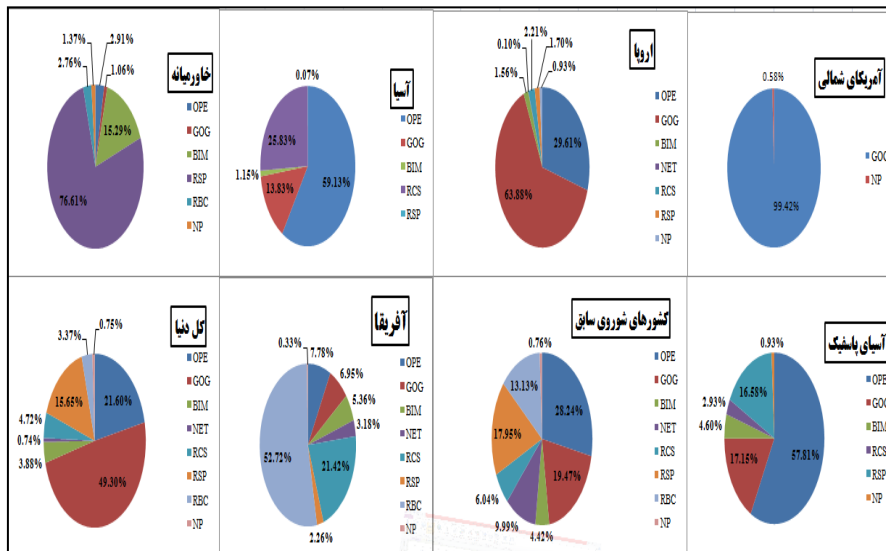
2. Regulation: Below Cost (RBC)

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 تقریباً 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)

## ۲-۴ روش‌های قیمت‌گذاری گاز همراه نفت

گاز همراه نفت نیز همانند گاز سبک 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<sup>۱</sup> و قیمت‌گذاری بازگشتی از محصولات نهایی<sup>۲</sup> 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



پتانسیل طراحی مدل قیمت گذاری گازهای همراه نفت... ۱۹۵

## ۲ ۴ ۱ - قیمت گذاری بر اساس هزینه تمام شده<sup>۱</sup>

در این روش، قیمت گاز بر اساس تمام هزینه‌های صورت گرفته جهت استخراج گاز شامل هزینه‌های سرمایه گذاری، 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 پایین تر است.<sup>۲</sup>

روش مبتنی بر هزینه تمام شده معمولاً برای بازارهای با مقیاس کوچک و به لحاظ جغرافیایی واقع شده در نقاط دور دست 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 قیمت گذاری مبتنی بر هزینه سوخت‌های جایگزین و حتی قیمت گذاری کاملاً مبتنی بر عرضه و تقاضا می‌تواند مورد استفاده قرار گیرد.<sup>۳</sup> همچنین این روش عموماً در بازارهای داخلی کشورهایی که دارای منابع گازی کافی هستند توسط نهادهای دولتی جهت حمایت از مصرف کنندگان نهایی مورد استفاده قرار می‌گیرد. اما به مرور در مناطقی که با کمبود عرضه و افزایش بی‌رویه مصرف مواجه می‌شوند این روش باعث زیان عرضه کنندگان گاز طبیعی می‌گردد.<sup>۴</sup>

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.oandopl.com/documents/Gas%20Connect/Gas%20Connect%20Mar%202010.pdf>

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

## ۲ ۴ ۴ - قیمت‌گذاری بازگشتی (از محصولات نهایی)

در این روش قیمت گاز بر اساس قیمت محصولات به دست آمده از آن محاسبه می‌گردد.<sup>۱</sup> 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:

$$\text{Netback Price} = \frac{R - C - ROI}{\text{Volume of Gas}} \quad (1)$$

که R شامل درآمد حاصل از فروش تمامی محصولات ناشی از فرآورش گاز و C شامل تمامی هزینه‌های سرمایه‌ای (مستهلك 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 کم کردن 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.

پتانسیل طراحی مدل قیمت گذاری گازهای همراه نفت... ۱۹۷

- رویکرد سال پایه و بازده سرمایه گذاری (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<sup>۱</sup> 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 کشورهای همچون ترینیداد، نروژ و گینه مورد استفاده قرار گرفته و حجمی بالغ بر ۱۸ میلیارد متر مکعب در سال را شامل می‌گردد.

### ۳ مروری بر مطالعات تجربی

تدوین الگویی برای قیمت گذاری 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)<sup>۱</sup> از جمله مطالعاتی است که برای قیمت گذاری گاز همراه نفت قاعده‌ای را مدنظر قرار داده است. در این تحقیق چهار تکنولوژی برای استفاده از گازهای همراه نفت ارزیابی شده است.<sup>۲</sup> الگوی قیمت گذاری گازهای همراه نفت در این مطالعه، از مدل قیمت گذاری بازگشتی بوده است. در این پژوهش، قیمت بازگشتی برای گاز همراه نفت اینگونه تعریف شده است، «حداکثر قیمتی که مالک واحد استفاده کننده 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 کرین لیمیت (۲۰۱۶)<sup>۳</sup>، قیمت گازهای همراه نفت معادل با قیمت گاز طبیعی داخلی و وارداتی بوده است. همچنین در مطالعه فریدسچ و پودینه (۲۰۱۵)<sup>۴</sup> 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 نفت خام 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. 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)

پتانسیل طراحی مدل قیمت گذاری گازهای همراه نفت... ۱۹۹

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 مدل سازی قیمت گذاری گازهای همراه نفت پرداخته اند. علاوه بر این، اولاً در مطالعات داخلی و خارجی الگوی قیمتی برای روش های مختلف استفاده از گازهای همراه نفت یکسان در نظر گرفته شده است. ثانیاً موارد خاص مرتبط با استفاده از گازهای همراه نفت همچون ویژگی های فنی گاز همراه (کیفیت محصول، پراکندگی و حجم تولید که تعیین کننده هزینه های جمع آوری گازهای همراه است) که یکی از پارامترهای مهم تعیین نوع مصرف این محصول است و کاهش آلاینده ها ناشی از جمع آوری گازهای همراه نفت مورد توجه قرار نگرفته است. بر این اساس، این مطالعه در نظر دارد تا با رفع این شکاف موجود، الگوی قیمت گذاری را برای استفاده از گازهای همراه نفت در واحد NGL پیشنهاد دهد.

#### ۴ - اصول قابل استفاده برای قیمت گذاری گازهای همراه نفت

به طور کلی به دلیل احتساب گاز همراه نفت به عنوان محصول جانبی نفت خام و مشکلات مربوط به جمع آوری، شیرین سازی، تصفیه، تفکیک مایعات گازی و ... معمولاً قیمت آن نسبت به گاز سبک تجاری، پایین تر است و حتی در برخی از نقاط رایگان می باشد.<sup>۱</sup> در ادامه اصولی را که در قیمت گذاری گازهای همراه نفت باید مدنظر قرار داد، بیان گردیده است.

۱) یکی از معیارهایی که در هنگام تعیین فرمول قیمت گذاری گاز همراه نفت باید لحاظ شود، حفظ رقابت پذیری متقاضیان در شرایط منطقه ای 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 قیمت گذاری 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 مصرف کننده 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 شرکت های مجزایی هستند (عمدتاً شرکت Sibur) تا سال ۲۰۰۷ توسط وزارت توسعه اقتصادی و تجارت این کشور تعیین می شده است و پس از آن با آزادسازی صورت گرفته قیمت براساس مذاکره بین متقاضیان و عرضه کنندگان به صورت مزایده ای تعیین می گردد.

نحوه قیمت گذاری 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 می کنند. 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 پتروشیمی ها که قصد استفاده از آن به عنوان خوراک دارند نیز می توان با مبنا قراردادن مشخصات استاندارد یک نوع گاز مرجع، کیفیت گاز تحویلی را ملاک قیمت گذاری قرار داده و به هر میزان کیفیت و میزان  $C_2+$  گاز کمتر و در مقابل میزان سولفور و سایر ناخالصی ها بیشتر باشد، قیمت گاز کاهش یابد و یا اینکه براساس محصولات بدست آمده از گازهای همراه نفت قیمت گذاری گردد. بنابراین لازم است این موضوع به گونه ای لحاظ گردد تا در صورت کاهش کیفیت خوراک، هزینه خوراک و یا تغییر ترکیب محصولات تخفیفی متناسب در نظر گرفته شود و رابطه ای منطقی میان هزینه های تفکیک و شیرین سازی و ارزش افزوده حاصل از آنها برقرار گردد.

(۳) اصل دیگری که در مورد قیمت گذاری 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 پروژه های استفاده از گاز همراه نفت را تحت تأثیر قرار می دهد. لذا گاز همراه نفت می تواند براساس سه رویکرد زیر به فروش برسد:

پتانسیل طراحی مدل قیمت گذاری گازهای همراه نفت... ۲۰۱

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 عدم النفع یا ضرر متقاضی بابت ظرفیت خالی به وجود آمده ناشی از کمبود عرضه خوراک (یا کاهش کیفیت)

۴) توجه به مسائل زیست محیطی اصل دیگری است که در قیمت گذاری گازهای همراه نفت باید به آن توجه نمود. از آنجایی که جمع آوری گازهای همراه نفت موجب کاهش سطح آلاینده‌ها خواهد شد، پس الگوی قیمت گذاری گازهای همراه نفت باید به نحوی باشد که این موضوع را در نظر گرفته باشد. با توجه به اصول اصلی که در رابطه با قیمت گذاری گازهای همراه نفت مطرح شد، در ادامه الگوی مورد نظر معرفی گردیده است.

#### ۵ - الگوی قیمت گذاری گازهای همراه نفت در واحدهای NGL

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

#### ۴ ۵ ویژگی‌های فنی واحدهای NGL

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<sup>۱</sup> و تقویت فشار انجام گردد.

#### ۴ ۴ ۵ ساخت کارخانه NGL 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<sup>۲</sup>، استخراج مایعات گازی و جداسازی مایعات گازی<sup>۳</sup> 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

---

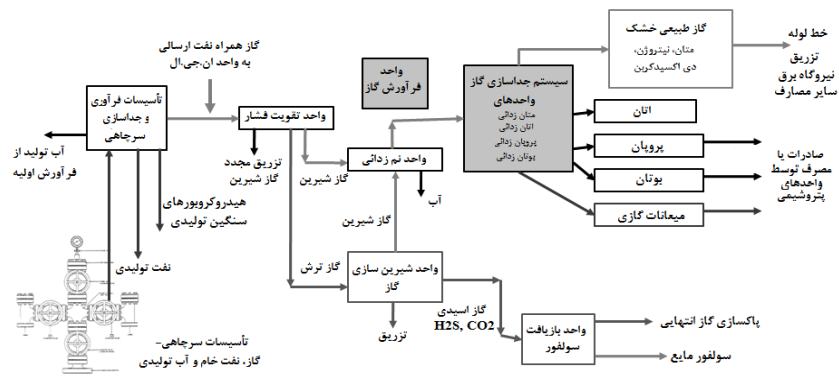
1. Dehydration  
2. Sweetening Unit  
3. NGL Recovery Unit



پتانسیل طراحی مدل قیمت‌گذاری گازهای همراه نفت... ۲۰۳

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

تصویر ۱- بخش‌های مختلف واحد NGL



<http://www.rempipe.com/processdesign.html>

### - 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

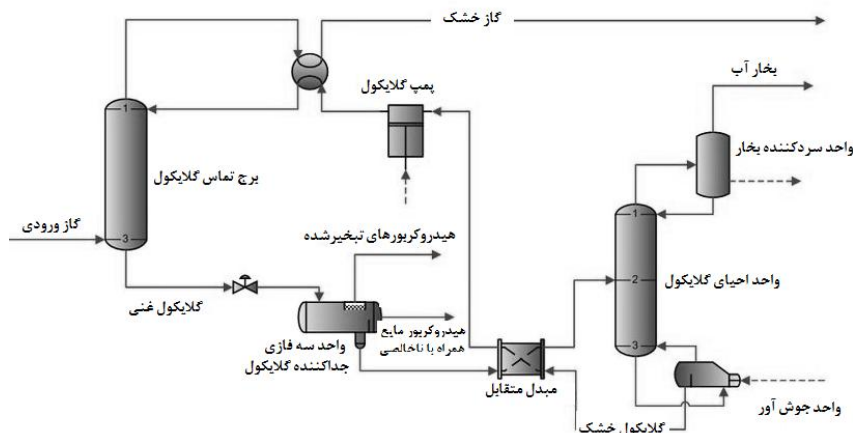
۱. در حال حاضر شرکت ملی نفت در نظر دارد تا واحدهای NGL و در برخی موارد فقط احداث چاه (نه مدیریت مخزن) برای تولید گاز از مخازن گازی را به بخش خصوصی واگذار نماید و مابقی زیرساخت‌های مرتبط با واحدهای NGL از جمله سیستم جمع‌آوری توسط شرکت ملی نفت ایجاد می‌گردد.

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

### - نم زدایی

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. نم زدایی جهت جلوگیری از تشکیل هیدرات (یخ زدگی) و در نتیجه انسداد جریان گاز در نقاط سرد و فشار بالا صورت می گیرد. این مرحله به کمک مواد جاذب رطوبت نظیر اتیلن گلیکول انجام می شود. در صورت شیرین بودن گاز، فرآیند نم زدایی در فشار بالا صورت می پذیرد، از این رو مرحله نم زدایی پس از فشرده سازی قرار می گیرد. در تصویر زیر فرآیند نم زدایی با استفاده از گلیکول ارائه شده است.

تصویر ۲- فرآیند نم زدایی در واحد NGL



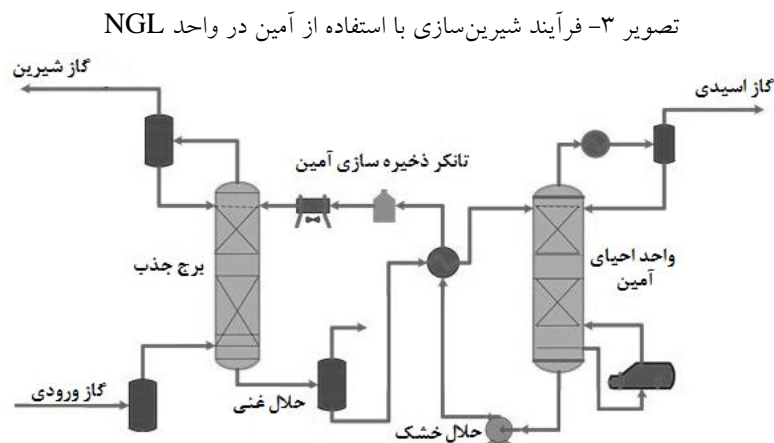
[https://en.wikipedia.org/wiki/Glycol\\_dehydration](https://en.wikipedia.org/wiki/Glycol_dehydration)

### - شیرین سازی

فرآیندی است که طی آن سولفید هیدروژن ( $H_2S$ ) و دی اکسید کربن ( $CO_2$ ) 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 پی پی ام و غلظت  $CO_2$

پتانسیل طراحی مدل قیمت گذاری گازهای همراه نفت... ۲۰۵

بیشتر از ۲٪ مولی<sup>۱</sup> باشد آنگاه بایستی طی فرآیندی این ترکیبات حذف گردد. برای شیرین سازی گاز طبیعی روش های مختلفی وجود دارد که عبارتند از: تبدیل گازهای اسیدی به ترکیبات دیگر، جذب سطحی روی جامد، متراکم کردن، روش های بیولوژیکی، جذب بوسیله حلال مایع و فناوری غشایی. امروزه برای شیرین سازی گاز طبیعی در بیش از ۷۰٪ موارد از برج جذب آمین (بکارگیری محلول دی اتانول آمین<sup>۲</sup>) استفاده می شود. تصویر زیر نشان دهنده واحد شیرین سازی با استفاده از آمین است. در واحد شامل واحد جذب<sup>۳</sup> و واحد احیاء<sup>۴</sup> به همراه تجهیزات دیگر می باشد. در واحد جذب، حلال آمین  $H_2S$  و  $CO_2$  گاز اسیدی را جذب کرده و گاز شیرین تولید می گردد. 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 می شود.



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

### - تنظیم نقطه شبنم و یا استخراج مایعات گازی

گازهای همراه نفت شامل میزان معنی دار مایعات گازی هستند که نشان دهنده ارزش افزوده بالای گازهای همراه نفت می باشد. 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. Regenerator 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 می‌گردد.

### ۴ ۴ ۵ - مشخصات واحد NGL-3200

واحد NGL-3200 در منطقه غرب کارون با هدف جمع‌آوری گازهای همراه نفت میدین نفتی بند کرخه، 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 می‌گردد. 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 مجتمع 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 خاتم‌الانبیاء (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

پتانسیل طراحی مدل قیمت گذاری گازهای همراه نفت... ۲۰۷

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

## ۴ ۵ - الگوی قیمت گذاری برای فروش گاز همراه نفت به طرح های NGL

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

$$P_{APG} = A \times \delta \times [P_{NGL} + P_{NG}] - P_{CO_2} \quad (2)$$

بخش های مختلف معادله (۱) عبارتند از:

### ۴ ۵ - عامل تعدیل A

به موجب این عامل هزینه ها و درآمدهای طرح NGL در قیمت گذاری مدنظر قرار می گیرد. با در نظر گرفتن هزینه ها در این الگو، اگر خوراک واحد NGL ای گاز همراه نفت ترش باشد و نسبت به واحدهایی که از گاز شیرین استفاده می کنند، هزینه بیشتری برای فرآورش پرداخت نماید آنگاه قیمت کمتری برای این گاز باید پرداخت کند. در معادله (۳) هزینه ای که در صورت کسر محاسبه می شود، هزینه های فرآورش به صورت روزانه است. به این منظور، هزینه فرآورش هر متر مکعب براساس هزینه سرمایه ای و عملیاتی بدست می آید. ذکر این نکته ضروری است که از آنجایی که پرداخت هزینه عملیاتی و درآمدها با هزینه سرمایه ای همزمان نمی باشد یعنی اینکه هزینه عملیاتی و درآمدها مربوط به دوره بهره برداری و هزینه سرمایه ای مربوط به دوره ساخت است، لذا در محاسبه قیمت گاز همراه نفت، برای رفع این مشکل، هزینه سرمایه ای به صورت ارزش حال در فرمول مدنظر قرار می گیرد. علاوه بر این، به موجب عامل تعدیل A رابطه مستقیمی بین سود<sup>۳</sup> 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:

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

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

$$A = \left(1 - \frac{\text{Cost}}{\text{Revenue}}\right) \quad (۳)$$

در این رابطه:

Cost: هزینه کل فرآورش گاز همراه نفت (میلیون دلار در روز)<sup>۱</sup>

Revenue: درآمد حاصل از فروش مایعات گازی (میلیون دلار در روز)<sup>۲</sup>

#### ۵ ۴ ۴ عامل تعدیل $\delta$

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  $\delta$  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 حاصل ضرب مقدار مایعات گازی بر حسب بشکه و ارزش حرارتی هر بشکه مایعات گازی می‌باشد. در مخرج کسر نیز مقدار گاز همراه نفت آورده شده است.

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

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 مایعات گازی 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 مایعات گازی 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<sup>۱</sup>)

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

۴ ۵ - 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 می باشد. در اینجا فرض بر این است که قیمت گاز سبک به وسیله دولت تعیین می گردد و وارد مدل می شود. مطابق با معادله (۵) بخش دیگر مدل قیمت گذاری مربوط به قیمت مایعات گازی می شود. در اینجا قیمت مایعات گازی به صورت دلار در هر میلیون BTU محاسبه می شود. برای محاسبه قیمت مایعات گاز از رابطه زیر استفاده می شود. در این رابطه  $W_i$  وزن هر یک از محصولات مایعات گازی می باشد. اندیس ۲، ۳، ۴ و ۵ مربوط به محصولات اتان، پروپان، بوتان و میعانات گازی است. اعداد ثابت در مخرج نیز ارزش حرارتی برای هر تن از محصولات مایعات گازی می باشد که در واقع تبدیل قیمت مایعات گازی از دلار در هر تن به دلار در هر میلیون BTU می باشد.

$$P_{NGL} = \left[ \left( \frac{W_2}{49.2} \times P_{C_2} \right) + \left( \frac{W_3}{47.7} \times P_{C_3} \right) + \left( \frac{W_4}{46.6} \times P_{C_4} \right) + \left( \frac{W_5}{46.4} \times P_{C_5} \right) \right] \quad (5)$$

۴ ۵ - قیمت دی اکسید کربن ( $P_{CO_2}$ )

یکی از مواردی که در الگوی قیمت گذاری گازهای همراه نفت باید در نظر گرفته شود، میزان کاهش آلودگی زیست محیطی به ازای جمع آوری گازهای همراه نفت می باشد. بر این اساس، ارزش کاهش کربن به ازای هر متر مکعب گاز همراه نفت جمع آوری شده باید از قیمت گاز همراه نفت کسر گردد. به منظور محاسبه میزان کاهش قیمت گازهای همراه نفت به ازای جمع آوری گازهای همراه نفت توسط بخش های غیردولتی، دو شاخص اصلی باید محاسبه گردد: قیمت کربن و مقدار کاهش در انتشار دی اکسید کربن. 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)

جمع آوری شده، ارزش کربن به ازای هر متر مکعب محاسبه خواهد شد. قیمت حاصله برای کاهش انتشار دی اکسید کربن در انتها از بخش اولی مدل قیمت گذاری گازهای همراه نفت کاسته می شود 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 قیمت گذاری گاز همراه نفت تحویلی به واحد NGL بیان گردید، این الگو را می توان به صورت معادله (۵) نوشت:

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

(۶)

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

۱. در این الگو ارزش حرارتی مایعات گازی در قیمت گذاری 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 تأثیر گذار است پس می توان گفت قیمت نفت به طور غیر مستقیم بر قیمت گاز همراه نفت مؤثر می باشد.

۵ قیمت گذاری خوراک واحد NGL3200

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



### ۵ ۴ ۳ ۲ - عامل تعدیل A

همان طوری 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،<sup>۱</sup> 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.<sup>۲</sup>

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. در جدول (۱) براساس شرایط فعلی بازار، قیمت مایعات گازی محاسبه شده است.<sup>۳</sup>

جدول ۱- 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
میعانات گازی	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 هزینه‌های سرمایه‌ای و عملیاتی نیز بدست می‌آید که معیاری برای قیمت گذاری 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 جمع‌آوری 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  $2/2337$ ،  $8/3523$  و  $1062$  تن در روز است که سهم هر یک در مایعات گازی به ترتیب  $7/33$ ،  $4/25$ ،  $4/25$  و  $5/15$  درصد 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 حاصل ضرب ستون سوم و چهارم بدست می‌آید حاکی از قیمت هر بشکه مایعات گازی می‌باشد. در نهایت از جمع ستون پنجم، قیمت متوسط برای مایعات گازی استحصال از واحد NGL-3200 معادل  $29/78$  دلار در هر بشکه بدست آمده است. پس درآمد حاصل از فروش  $72$  هزار بشکه در روز در این واحد  $2/14$  میلیون دلار خواهد بود. بنابراین نسبت هزینه به درآمد در معادله (۳) معادل  $0/4$  بوده و در نتیجه مقدار A نیز برابر با  $0/59$  می‌باشد.

### ۵ ۴ ۳ - عامل تعدیل $\delta$

ضریب تعدیل دیگری که در فرمول قیمت گذاری گاز همراه نفت مشاهده می‌شود،  $\delta$  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<sup>۱</sup>:

۱. ضرایب تبدیل از تارنمای EIA استخراج شده است.

پتانسیل طراحی مدل قیمت گذاری گازهای همراه نفت... ۲۱۳

جدول ۵۲- محاسبه قیمت متوسط برای هر بشکه مایعات گازی

مایعات گازی	سهم هر یک از محصولات در مایعات گازی (درصد)	میلیون BTU به ازای هر بشکه مایعات گازی	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
میعانات گازی	۱۵/۵	۴/۶۲	۰/۷۲
			۳/۸۳

منبع: محاسبات پژوهش

همان طوری که در جدول (۲) مشاهده می شود، با توجه به سهم اتان، پروپان، بوتان و میعانات گاز در مایعات گازی، میزان ارزش حرارتی هر بشکه از مایعات گازی استحصالی از واحد NGL-3200 معادل ۳/۸۳ میلیون BTU می باشد. مقدار ضریب  $\delta$  از معادله (۴) بدست می آید. 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 می شود ( $NGL_{B.P.D} \times MMBTU$ ). برای NGL-3200 مقداری این ضریب به صورت زیر محاسبه می گردد.

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

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

#### ۵ ۴ 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 می گردد. شایان توجه است که قیمت هر یک از این محصولات براساس سنت برای هر میلیون BTU می باشد. در مورد واحد NGL-3200، قیمت هر یک از این مایعات گازی به صورت زیر خواهد بود:<sup>۱</sup>

۱. با توجه به اینکه هر تن اتان، پروپان، بوتان میعانات گازی به ترتیب دارای ارزش حرارتی ۴۹/۲، ۴۷/۷، ۴۶/۶ و 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 BTU) است.
۲. قیمت پروپان براساس قیمت بین‌المللی (قیمت قراردادی LPG 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 BTU) است.
۳. قیمت بوتان براساس قیمت بین‌المللی (قیمت قراردادی LPG 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 BTU) است.<sup>۱</sup>
۴. قیمت میعانات گاز 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 مایعات گازی در معادله (۵) محاسبه می‌شود.

جدول ۳- محاسبه قیمت مایعات گازی برای هر میلیون BTU

مایعات گازی	قیمت محصولات (دلار در هر تن)	میزان میلیون BTU برای هر تن	قیمت محصولات (دلار در هر میلیون)	قیمت محصولات (سنت در هر میلیون)	سهم محصولات در قیمت مایعات گازی (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 BTU بدست خواهد آمد.
۱. معیار قیمت LPG در منطقه قیمت قراردادی LPG عربستان سعودی است که در اینجا استفاده گردیده است.

پتانسیل طراحی مدل قیمت گذاری گازهای همراه نفت... ۲۱۵

(MMBTU)		(BTU)	(BTU)			
۱۶۴/۴	۳۳/۷	۴۸۸	۴/۸۸	۴۹/۲	۲۴۰	اتان
۱۹۶/۸۵	۲۵/۴	۷۷۵	۷/۷۵	۴۷/۷	۳۷۰	پروپان
۲۳۹/۷۷	۲۵/۴	۹۴۴	۹/۴۴	۴۶/۶	۴۴۰	یونان
۱۴۵/۵	۱۵/۵	۹۳۹	۹/۳۹	۴۶/۴	۴۳۵/۶۶	میعانات گازی
۷۴۶/۵	(منبع: محاسبات پژوهش)					

### ۵ ۴ قیمت دی اکسید کربن ( $PCO_2$ )

یکی از مواردی که در الگوی قیمت گذاری گازهای همراه نفت باید در نظر گرفته شود، میزان کاهش آلودگی زیست محیطی به ازای جمع آوری گازهای همراه نفت می باشد. 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 فعالیت های اقتصادی را انجام می دهد و ضروری است در قیمت گاز همراه نفت تخفیفاتی برای بخش خصوصی مدنظر قرار گیرد. بررسی های 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 می شود. براساس این برآورد و با توجه به ظرفیت  $۵۰۰$  میلیون فوت مکعب در روز واحد NGL- 3200، در صورت بهره برداری از این واحد، از انتشار  $۳۱/۶۵$  هزار تن در روز جلوگیری خواهد شد. همان طوری که در بالا اشاره شد، به منظور برآورد ارزش میزان دی اکسید کربن می توان از قیمت گواهی کاهش انتشار کربن و تجربه قیمت گذاری کربن در کشورهای مختلف استفاده نمود. اطلاعات مربوط به بازار تجارت گواهی کاهش انتشار کربن نشان می دهد که قیمت این گواهی معادل  $۰/۶۸$  دلار برای هر تن دی اکسید کربن می باشد.<sup>۱</sup> اما اطلاعات قیمت گذاری کربن در کشورهای مختلف نشان می دهد که قیمت کربن در بازه ای بین کمتر از یک دلار در هر تن در کشور مکزیک تا  $۱۶۸$  دلار در هر تن در کشور سوئد می باشد. البته آمارهای موجود در رابطه با قیمت کربن در کشورهای مختلف نشان می دهد عمده آلاینده ها (۸۵ درصد) در قیمتی کمتر از  $۱۰$  دلار قیمت گذاری

1. <https://www.theice.com/marketdata/reports/icefutureseurope/ECXCERIndex.shtml> and

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

شده‌اند.<sup>۱</sup> 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) معادل ۰/۱۵ سنت و در صورتی که تجربه قیمت‌گذاری کربن (کمتر از ۱۵ دلار برای هر تن کربن) در کشورهای مختلف ملاک کار قرار گیرد،<sup>۲</sup> آنگاه میزان میزان قیمت هر تن کربن مبتنی بر سناریوهای قیمتی مختلف در رابطه (۶) حداکثر ۳/۳۵ سنت خواهد بود.

جدول ۴- 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	۴۷۴۷۵۰۰۰	۳/۳۵
	ب	۱۰	۳۱۶۵۰۰۰۰	۲/۲۶
	ج	۵	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:

جدول ۵- قیمت گاز همراه نفت در شرایط فعلی (قیمت نفت ۵۰ دلاری)

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

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

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

پتانسیل طراحی مدل قیمت گذاری گازهای همراه نفت... ۲۱۷

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

منبع: محاسبات پژوهش

همان طوری که در جدول بالا مشاهده می شود، 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.

## ۶ - 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 می توان به شرح زیر بیان نمود.

۱. نرخ بهره برداری: با توجه به اینکه تولید گازهای همراه نفت از میدین نفتی دارای نوسانات است، پس خوراک ارسالی به طرح NGL-3200 نیز دارای نوساناتی خواهد بود (اختلال سمت عرضه). این نوسانات موجب می شود تا متوسط ظرفیت بهره برداری سالانه از ظرفیت اسمی کمتر باشد و در نتیجه با اثر گذاری بر هزینه فرآورش و میزان مایعات گازی بر قیمت گاز همراه نفت موثر باشد. علاوه بر این، کاهش در نرخ بهره برداری می تواند دلایل دیگری همچون مشکلات فنی، مدیریتی و یا به طور کلی عوامل مرتبط با واحد استفاده کننده 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 عرضه ای که شکل می گیرد، قیمتی بدست می آید 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: همان طوری 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..

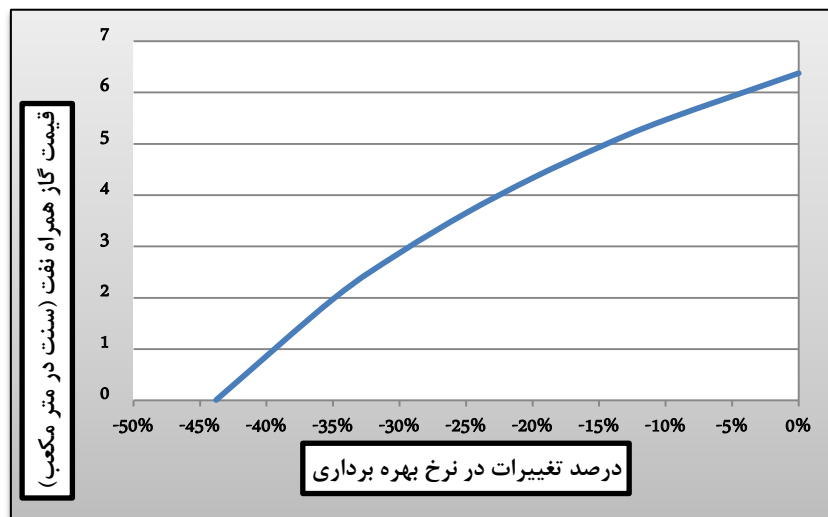
۳. هزینه سرمایه‌ای: همان طوری که در قبل مطرح گردید، تغییر در کیفیت گازهای همراه نفت می‌تواند موجب تغییر در هزینه سرمایه‌ای گردد. در واقع، هزینه سرمایه‌ای برای گازهای ترش بیشتر از گازهای شیرین می‌باشد. در این صورت، تغییر در هزینه سرمایه‌ای بر ضریب تعدیل A تأثیرگذار خواهد بود. به همین دلیل باید حساسیت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

#### ۶ ۴- تحلیل حساسیت نسبت به نرخ بهره‌برداری

نرخ بهره‌برداری NGL-3200 یکی از عوامل موثر بر قیمت گاز همراه نفت می‌باشد. همان طوری 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. همان طوری 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 بهره برداری

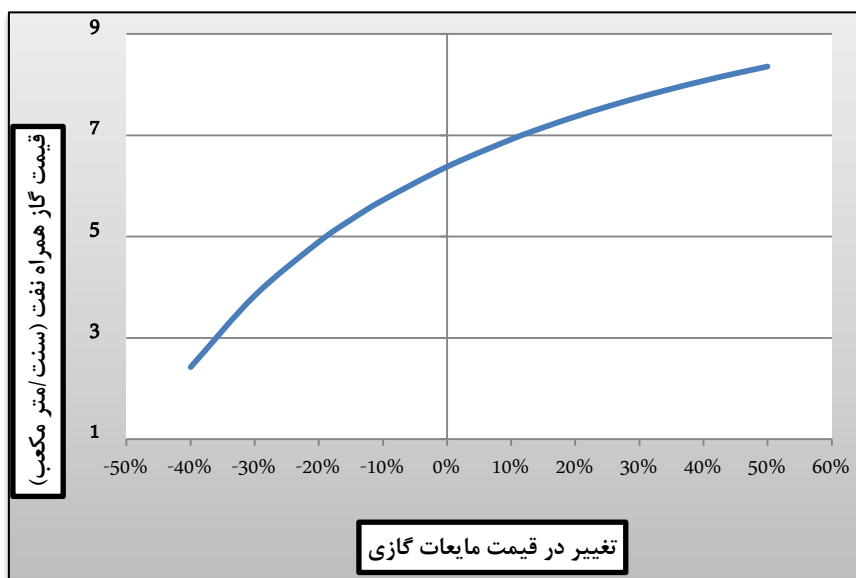


منبع: محاسبات پژوهش

#### ۶-۴ تحلیل حساسیت نسبت به قیمت محصولات

عامل دیگری که بر قیمت گاز همراه نفت مؤثر می باشد، قیمت محصولات حاصل از فرآورش گاز همراه نفت می باشد. 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. همان طوری که در نمودار مشاهده می شود، قیمت گاز همراه نفت رابطه مستقیمی را با قیمت مایعات گازی دارد. این رابطه به گونه ای است که با افزایش قیمت مایعات گازی، قیمت گاز همراه نفت به صورت کاهنده افزایش می یابد و با کاهش قیمت مایعات گازی، قیمت گاز همراه نفت به صورت فزاینده کاهش می یابد.

نمودار ۹- تحلیل حساسیت قیمت گاز همراه نفت نسبت به قیمت مایعات گازی



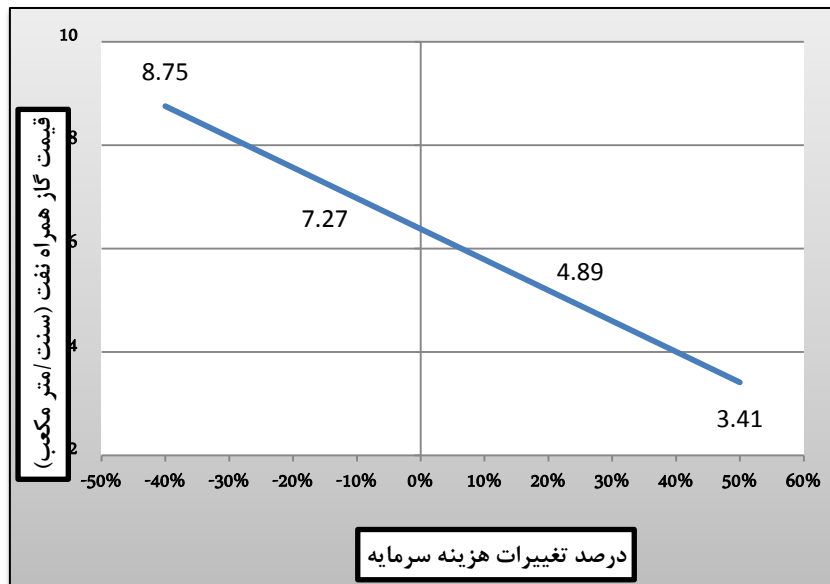
منبع: محاسبات پژوهش

#### ۳ ۶- تحلیل حساسیت نسبت به هزینه سرمایه‌ای

هزینه سرمایه‌ای عامل تأثیرگذار دیگری می‌باشد که در الگوی قیمت گذاری 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، تقریباً به همان نسبت قیمت گاز همراه نفت نیز کاهش خواهد یافت.

پتانسیل طراحی مدل قیمت گذاری گازهای همراه نفت... ۲۲۱

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 قیمت گذاری 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 قیمت گذاری گازها و اصولی که باید در قیمت گذاری گازهای همراه نفت رعایت کرد، مدلی برای قیمت گذاری گازهای همراه نفت طراحی شده است. نتایج بررسی اصول قیمت گذاری گازهای همراه نفت حاکی از این است که موارد زیر باید در قیمت گذاری 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 زیست محیطی

بر این اساس، الگوی قیمت گذاری 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 قیمت گذاری گازهای همراه نفت دارای ویژگی های زیر می باشد:

۱. در این الگو ارزش حرارتی مایعات گازی در قیمت گذاری 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 می توان گفت قیمت نفت به طور غیرمستقیم بر قیمت گاز همراه نفت مؤثر می باشد.
۵. کاهش آلودگی زیست محیطی ناشی از جمع آوری گازهای همراه نفت مدنظر قرار گرفته است.

همچنین، بکارگیری این الگو در رابطه با قیمت گذاری خوراک واحد NGL-3200 نشان می دهد 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 می باشد. همچنین تحلیل حساسیت قیمت گاز همراه نفت نسبت به نرخ بهره برداری، هزینه سرمایه ای و قیمت مایعات گازی نشان می دهد که:

۱. با کاهش نرخ بهره برداری (کاهش گاز همراه نفت تحویلی به واحد NGL-3200)، قیمت گاز همراه نفت به صورت فزاینده کاهش می یابد.
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

پتانسیل طراحی مدل قیمت گذاری گازهای همراه نفت...۲۲۳

می یابد و با کاهش قیمت مایعات گازی، قیمت گاز همراه نفت به صورت فزاینده کاهش خواهد یافت.

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

## 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. ۳۳-۴۷.
- 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 میداین نفتی کشور، فصلنامه پژوهش‌های اقتصادی ایران، سال بیستم، شماره ۶۵، صص. ۶۳-۹۲.
- 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 ۱۳۷۰-۱۳۹۲، 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.

پتانسیل طراحی مدل قیمت گذاری گازهای همراه نفت...۲۲۵

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](http://www.natgas.info/gas-information/what-is-natural-gas/gas-pricing-contracts)

[www.rempipe.com/processdesign.html](http://www.rempipe.com/processdesign.html)

[www.oandopl.com/documents/Gas\\_Connect / Gas\\_Connect\\_Mar\\_2010.pdf](http://www.oandopl.com/documents/Gas_Connect_Gas_Connect_Mar_2010.pdf)

[www.rempipe.com/processdesign.html](http://www.rempipe.com/processdesign.html)

[www.theice.com/marketdata/reports/icefutureseurope/ECXCERIndex.htm](http://www.theice.com/marketdata/reports/icefutureseurope/ECXCERIndex.htm)

1

[www.eex.com/en/market-data/emission-allowances/derivatives-market/certified-emission-reductions-futures#!/2015/11/27](http://www.eex.com/en/market-data/emission-allowances/derivatives-market/certified-emission-reductions-futures#!/2015/11/27)