تبیین لوازم و ابزارهای اجرایی طرح‌های جمع‌آوری گازهای همراه نفت و محدودیت‌های سرمایه‌گذاران بخش خصوصی در این طرح‌ها (گزارش دوم)

کد موضوعی: ۳۱۰
شماره مسلسل: ۱۵۹۰۴
تیرماه ۱۳۹۷

معاونت پژوهش‌های زیربنایی و امور تولیدی
دفتر: مطالعات انرژی، صنعت و معدن

به‌نام خدا

فهرست مطالب

چکیده ---------- ۱
مقدمه ---------- ۱
۱. آخرین وضعیت گازهای همراه نفت سوزانده شده به تفکیک مناطق ---------- ۳
۱-۱. شرکت ملی مناطق نفت‌خیز جنوب ---------- ۳
۱-۲. شرکت نفت فلات قاره ایران ---------- ٤
۱-۳. شرکت نفت مناطق مرکزی ---------- ٥
۱-۴. شرکت بهره‌برداری نفت و گاز اروندان ---------- ٦
۱-۵. آمار مناطق چهارگانه ---------- ۷
۲. وضعیت سرمایه‌گذاری در طرح‌های جمع‌آوری گاز همراه ---------- ۸
۲-۱. طرح‌های سرمایه‌گذاری در قالب واگذاری واحدهای NGL ---------- ۹
۲-۱-۱. واحد گاز و گاز مایع خارگ ۹
۲-۱-۲. واحد گاز و گاز مایع ۱۷۰۰ ..... ۱۰
۲-۱-۳. واحد گاز و گاز مایع ۱۸۰۰ ..... ۱۱
۲-۱-۴. واحد گاز و گاز مایع ۲۳۰۰ ..... ۱۱
۲-۱-۵. واحد گاز و گاز مایع ۲۴۰۰ ..... ۱۲
۲-۱-۶. واحد گاز و گاز مایع ۳۱۰۰ ..... ۱۲
۲-۱-۷. واحد گاز و گاز مایع ۳۲۰۰ ..... ۱۳
۲-۲. طرح‌های سرمایه‌گذاری در قالب مزایده فروش گازهای همراه نفت ---------- ۱٦
۲-۲-۱. شرایط کلی شیوه‌نامه دادوستد گازهای مشعل با خریداران ۱۶
۲-۲-۲. پروژه استفاده از گازهای مشعل شرکت تامکار گاز ۱۷
۲-۲-۳. شرکت هیربد نیرو ۱۸
۳. تقسیم‌بندی گازهای مشعل مبتنی‌بر طرح‌های جمع‌آوری و چشم‌انداز جمع‌آوری آنها ---------- ۱۸
۴. ابزارها و لوازم اجرای طرح‌های جمع‌آوری گازهای همراه نفت ---------- ۲۱
۴-۱. طرح‌های NGL ---------- ۲۱

۱-۱-۴. واگذاری واحدهای NGL ۲۱
۲-۱-۴. تخصیص محصولات تولیدی از واحدهای NGL ۲۲
۳-۱-۴. مکانیسم قیمت‌گذاری گازهای همراه نفت ۲۲
۴-۱-۴. نهادهای مرتبط با اجرای طرح ۲۲
۵-۱-۴. مکانیسم قیمت‌گذاری محصولات ۲۳
۲-۴.طرح‌های مزایده فروش گازهای همراه نفت ---------- ۲۳
۱-۲-۴. طرح‌های استفاده از زیرساخت‌های موجود ۲۳
۲-۲-۴. طرح تولید برق از گازهای همراه نفت ۲۵
۵. محدودیت‌های سرمایه‌گذاران بخش خصوصی در طرح‌های جمع‌آوری گازهای همراه نفت ---------- ۲۸
۱-۵. اقتصادی ـ مالی ---------- ۲۸
۱-۱-۵. مکانیسم قیمت‌گذاری دستوری محصولات (مایعات گازی) تولیدی از گازهای همراه نفت ۲۸
۲-۱-۵. عدم شفافیت در فرمول ارائه شده شرکت ملی نفت برای قیمت‌گذاری گازهای همراه نفت ۲۸
۳-۱-۵. تأمین مالی پروژه‌های جمع‌آوری گازهای همراه نفت ۳۰
۴-۱-۵. اخذ ضمانتنامه‌های بانکی از سرمایه‌گذاران بخش خصوصی ۳۰
۵-۱-۵. پایین بودن قیمت برق تولیدی از گازهای همراه نفت ۳۱
۲-۵. فنی و تکنولوژیکی ---------- ۳۱
۱-۲-۵. فرسودگی تأسیسات موجود جمع‌آوری گازهای همراه نفت ۳۱
۲-۲-۵. وابستگی تأمین خوراک واحدهای NGL به توسعه طرح‌های بالادستی ۳۲
۳-۵. نهادی ---------- ۳۲
۱-۳-۵. نبود قانون جامع و کامل برای جمع‌آوری گازهای همراه نفت ۳۲
۲-۳-۵. بوروکراسی اداری در اجرای طرح‌های سرمایه‌گذاری جمع‌آوری و استفاده از گازهای همراه نفت ۳۴
۳-۳-۵. عدم دسترسی سرمایه‌گذار بخش خصوصی به اطلاعات مربوط به مشخصات گازهای همراه نفت ۳۴
۴-۳-۵. ناهماهنگی بین بخش‌های مختلف مرتبط با اجرای طرح‌های گازهای همراه نفت ۳۵
۵-۳-۵. وجود قدرت انحصاری در بخش‌های بالادستی و پایین‌دستی طرح‌های سرمایه‌گذاران بخش خصوصی ۳۵
جمع‌بندی و پیشنهادهای سیاستی ---------- ۳۶
جمع‌بندی ---------- ۳۶
پیشنهادهای سیاستی ---------- ۳۸
پیوست ---------- ۳۸
شیوه‌نامه دادوستد گازهای مشعل با خریداران ---------- ۳۸
منابع و مآخذ ---------- ۴۱

تبیین لوازم و ابزارهای اجرایی طرح‌های جمع‌آوری گازهای همراه نفت و محدودیت‌های سرمایه‌گذاران بخش خصوصی در این طرح‌ها (گزارش دوم)

چکیده

استفاده از گازهای مشعل به‌لحاظ اقتصادی و زیست‌محیطی اهمیت بسزایی دارد. بررسی‌های آماری نشان می‌دهد که به‌طور متوسط ۴۰ درصد (۴۲ میلیون مترمکعب در روز) از گازهای همراه نفت تولیدی، سوزانده می‌شود. از اوایل دهه ۸۰، طرح‌های مختلفی ازجمله احداث واحدهای NGL برای جمع‌آوری گازهای مشعل در دستور کار شرکت ملی نفت قرار گرفته است، ولی به‌دلیل برخی مشکلات از قبیل عدم تأمین مالی، واحدهای NGL طی این سال‌ها به بهره‌برداری نرسیده است، لذا از سال ۱۳۹۳، شرکت ملی نفت راهبردهای همچون واگذاری واحدهای NGL به سرمایه‌گذاران بخش خصوصی و فروش این گازها به سرمایه‌گذاران بخش خصوصی را برای جمع‌آوری گازهای مشعل مد نظر قرار داده است. اما موضوعی که باید به آن توجه کرد این است که این سیاست، ابزارها و الزاماتی از قبیل نحوه واگذاری واحدهای NGL، دوره فروش گازهای مشعل و مکانیسم قیمتگذاری گازهای مشعل و محصولات را برای حضور بخش خصوصی معین کرده است که به‌لحاظ اجرایی دارای برخی محدودیت‌های اقتصادی ـ مالی، نهادی و فنی برای سرمایه‌گذاری بخش خصوصی در طرح‌های جمع‌آوری گازهای مشعل است. رفع این محدودیت‌ها نیازمند تدوین و ابلاغ آیین‌نامه(های) داخلی همچون «شیوه‌نامه دادوستد گازهای مشعل با خریداران» در وزارت نفت و تصویب قانون جامع ساماندهی گازهای همراه نفت به‌منظور رفع چالش‌هایی همچون قدرت انحصاری در بخش‌های بالادستی و پایین‌دستی طرح‌ها جمع‌آوری گازهای مشعل، تشویق ورود سرمایه‌گذاران بخش‌های خصوصی، ایجاد هماهنگی بین بازیگران مؤثر در طرح‌های جمع‌آوری گازهای مشعل و تسهیل حضور سرمایه‌گذار بخش خصوصی در این طرح‌هاست.

مقدمه

اهمیت گازهای همراه نفت به‌لحاظ اقتصادی و زیست‌محیطی موجب شده کشورهای مختلف ازجمله روسیه، نیجریه و آمریکا که سطح بالای گازهای مشعل را دارند، از راهکارهای مختلفی اعم از وضع قوانین و به‌کارگیری

تکنولوژی‌های متفاوت برای جمع‌آوری گازهای همراه نفت سوزانده شده استفاده کنند. ایران نیز ازجمله کشورهایی است که حجم بالایی از گازهای همراه نفت را می‌سوزاند. بررسی وضعیت بین‌المللی ایران به‌لحاظ سوزاندن این نوع از گازها در سال ۲۰۱۵ حاکی از آن است که ایران بعد از روسیه و عراق در رده سوم قرار دارد.[1] با وجود طرح‌هایی که در ایران به‌منظور استفاده از گازهای همراه نفت، در دوره‌های قبل و بعد از انقلاب به بهره‌برداری رسیده‌اند، بررسی آماری گازهای همراه نفت سوزانده شده حاکی از سوزاندن حجم بالای این گازهاست. آمارهای ترازنامه انرژی و تراز هیدروکربوری سال‌های مختلف نشان می‌دهد که طی دوره زمانی ۱۳۷۵-۱۳۹۲ به‌طور متوسط، هر سال ۴۰ درصد از گازهای همراه نفت سوزانده شده و مابقی (۶۰ درصد) استفاده شده است. به‌عبارت دیگر از لحاظ مقداری، طی این دوره زمانی به‌طور متوسط روزانه ۹۲ میلیون مترمکعب گازهای همراه نفت در روز تولید شده است که از این مقدار روزانه ۳۶/۸ میلیون مترمکعب در روز سوزانده شده و مابقی (۵۵ میلیون مترمکعب در روز) استفاده شده است. شایان ذکر است که قبل از برقراری تحریم‌های نفتی سال ۱۳۹۰، میزان گازهای همراه نفت سوزانده شده ۳۷/۵ میلیون مترمکعب در روز بوده است و به‌تبع برقراری تحریم‌های نفتی و کاهش تولید نفت در سال ۱۳۹۲ حجم گازهای همراه نفت سوزانده شده به ۲۶ میلیون مترمکعب در روز رسیده است. اطلاعات میدانی نشان می‌دهد که با رفع تحریم‌های فروش نفت و افزایش تولید نفت، میزان گازهای همراه نفت سوزانده شده از ۲۶ به ۴۰ میلیون مترمکعب در روز[2] افزایش یافته است.

به‌هرحال، سوزانده شدن این حجم از گازهای همراه نفت، هم موجب از دست رفتن ارزش‌افزوده اقتصادی می‌شود و هم هزینه‌های زیست‌محیطی[3] در پی خواهد داشت. در نتیجه استفاده از این گازها و جلوگیری از سوزاندن آنها امری ضروری است. طی ۱۰ سال اخیر طرح‌های NGL متعددی شامل NGL-1700، NGL-1800، NGL-2300، NGL-2400، NGL-3100، NGL-3200، NGL خارگ و سیری و طرح آماک برای جمع‌آوری گازهای همراه نفت در دستور کار وزارت نفت قرار داشته است که تاکنون تنها NGL سیری و طرح آماک به بهره‌برداری رسیده و مابقی به بهره‌برداری نرسیده‌اند.

البته NGL سیری به‌دلیل کمبود خوراک و مشکلات فنی با حدود ۴۰ درصد ظرفیت فعالیت می‌کند و در طرح آماک به‌دلیل فرسودگی برخی تجهیزات از قبیل کمپرسورها، بخشی از گازهای همراه نفت مشمول این طرح، سوزانده می‌شود.[4] علاوه‌بر این، از ۸ طرح NGL، تا سال ۱۳۹۳، پنج طرح هیچ پیشرفت فیزیکی

---

1. GGFR, 2016.

۲. در سال ۱۳۹۵ میزان خوراک و سوخت مورد استفاده در واحدهای پتروشیمی برابر با ۶۳ میلیون متر مکعب در روز بوده است که این حجم از گازهای مشعل تقریباً ۶۳/۵ درصد از گاز مورد استفاده در واحدهای پتروشیمی است.

۳. شایان ذکر است که جمع آوری گازهای مشعل کشور بخشی از تعهد ایران در COP21 است.

٤. تراز هیدروکربوری سال ۱۳۹۲، ص. ۱۰٦.

نداشته و طرح‌های NGL خارگ، ۳۱۰۰ و ۳۲۰۰ به‌ترتیب پیشرفت ۴۷، ۵ و ۶ درصدی داشته‌اند.

عدم بهره‌برداری از واحدهای NGL و افزایش حجم گازهای همراه نفت سوزانده شده موجب شد تا از سال ۱۳۹۳، شرکت ملی نفت دو راهبرد اصلی اعم از واگذاری واحدهای NGL به سرمایه‌گذاران بخش خصوصی و فروش این گازها به سرمایه‌گذاران بخش خصوصی را برای جمع‌آوری گازهای همراه نفت سوزانده شده مد نظر قرار دهد. بررسی‌ها نشان می‌دهد که از سال ۱۳۹۳ تا به امروز این دو راهبرد برای سرمایه‌گذار بخش خصوصی محدودیت‌هایی در پی داشته است. ازاین‌رو، در این گزارش بعد از تبیین آخرین وضعیت گازهای همراه نفت سوزانده شده و طرح‌های سرمایه‌گذاری در جمع‌آوری گازهای همراه نفت سوزانده شده، ابتدا ابزارها و لوازمی که سرمایه‌گذار بخش خصوصی برای حضور در این طرح‌های سرمایه‌گذاری باید از آن مطلع باشد، بیان شده و سپس محدودیت‌های احتمالی که این شرکت‌ها برای حضور در طرح‌های مذکور با آن مواجه خواهند شد، تشریح شده است. در نهایت نیز پیشنهادهای سیاستی برای رفع محدودیت‌ها ارائه خواهد شد.

۱. آخرین وضعیت گازهای همراه نفت سوزانده شده به تفکیک مناطق

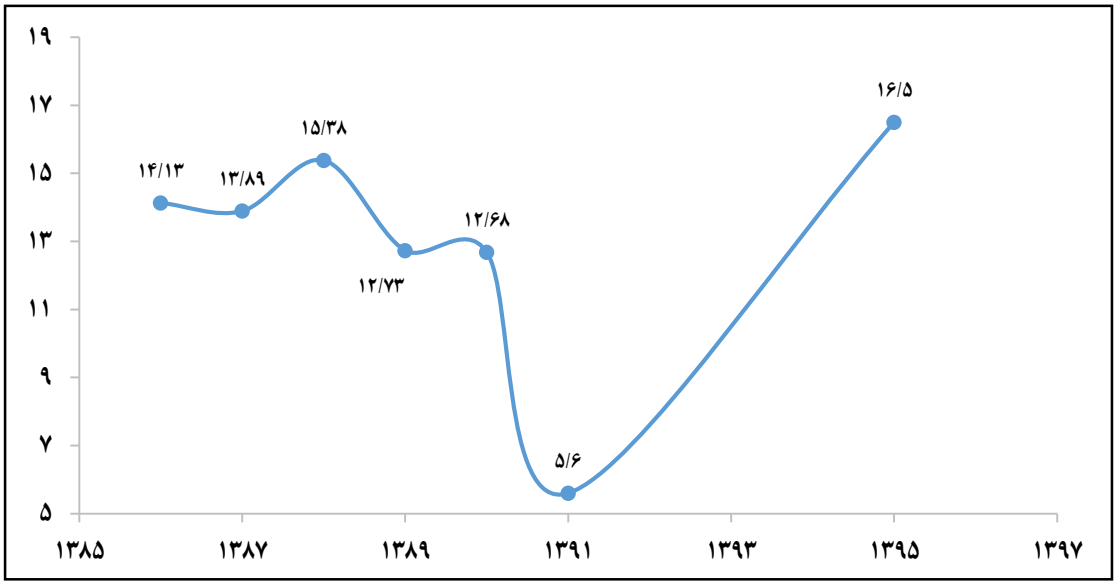
مهمترین بخش منابع گازهای غنی بعد از گاز حاصل از میادین مستقل گازی، گازهای همراه نفت است که در طی سال‌های اخیر با وجود تزریق این گازها به میادین نفتی و جمع‌آوری توسط واحدهای NGL موجود، هنوز بخش قابل ملاحظه‌ای از گازهای همراه نفت سوزانده می‌شود که در این بخش آخرین اطلاعات و آمارها درخصوص روند تغییرات گازهای همراه نفت سوزانده شده در مناطق چهارگانه عملیاتی نفتی تشریح شده است.

۱-۱. شرکت ملی مناطق نفت‌خیز جنوب

در نمودار ۱ روند سوزاندن گازهای همراه نفت در میادین نفتی تحت مدیریت شرکت ملی مناطق نفت‌خیز جنوب طی سال‌های ۱۳۸۶-۱۳۹۵ نشان داده شده است. براساس این نمودار کمترین حجم گازهای مشعل در سال ۱۳۹۱ به میزان ۵/۶ میلیون مترمکعب در روز و بیشترین حجم آن در سال ۱۳۹۵ به میزان ۱۶/۵ میلیون مترمکعب در روز است. دلیل اصلی کاهش حجم گازهای مشعل در سال ۱۳۹۱ اعمال تحریم‌های بین‌المللی و کاهش تولید نفت است که در سال ۱۳۹۵ با رفع این موانع حجم گازهای همراه سوزانده شده به‌شدت افزایش یافته است.

نمودار ۱. روند تولید گازهای همراه نفت سوزانده شده در شرکت ملی مناطق نفت‌خیز جنوب طی دوره زمانی ۱۳۸۶-۱۳۹۵

(میلیون مترمکعب در روز)



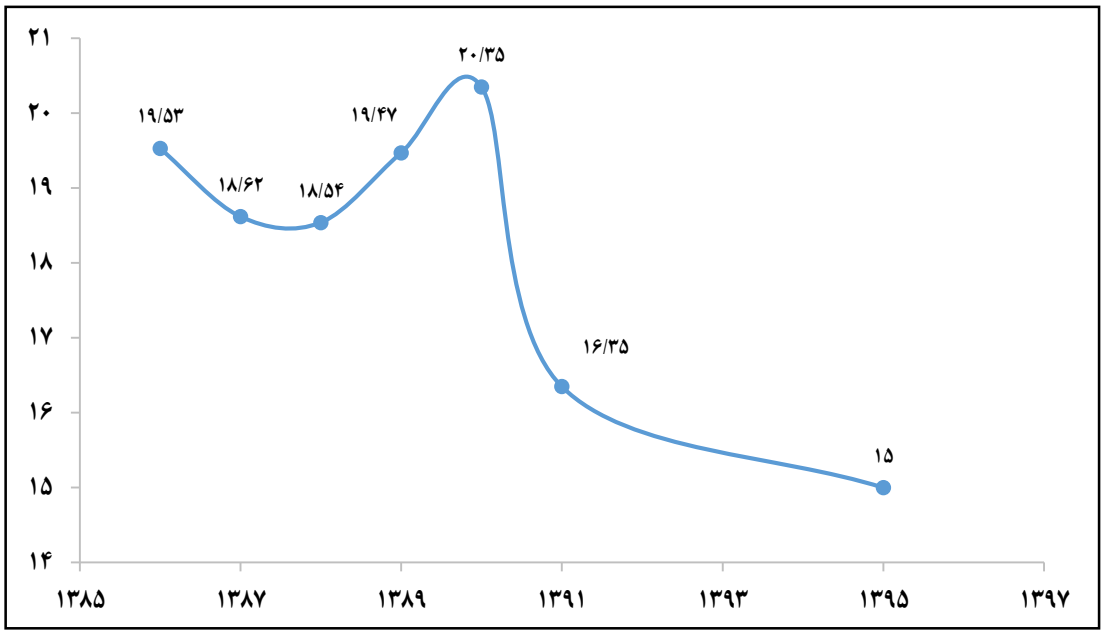
مآخذ: ترازنامه هیدروکربوری، ۱۳۹۳، ترازنامه انرژی، ۱۳۹۳، گزارش مؤسسه مطالعات انرژی سبحان.

۲-۱. شرکت نفت فلات قاره ایران

در نمودار ۲ روند تغییرات گازهای همراه نفت سوزانده شده در شرکت نفت فلات قاره نشان داده شده است. بیشترین میزان سوزاندن گازهای همراه در میادین نفتی تحت مدیریت این شرکت در سال ۱۳۹۰ و کمترین آمار آن در سال ۱۳۹۵ بوده است. همان‌طور که در نمودار زیر مشاهده می‌شود، از سال ۱۳۸۵ با وجود افزایش تولید گاز همراه نفت، میزان سوزاندن گاز همراه نفت طی سال‌های ۱۳۸۶-۱۳۸۸ کاهش یافته است. به‌نظر می‌رسد دلیل این وضعیت، طی این سال‌ها، تزریق بخشی از گازهای همراه نفت به میدان نفتی درود است و بخشی دیگر نیز به‌عنوان خوراک به پتروشیمی خارگ تحویل داده شده است. اما در ادامه به‌دلیل معیوب شدن تجهیزات تزریق گاز در میدان درود، این روند متوقف شده و مجدداً میزان گازهای مشعل از سال ۱۳۸۸ تا سال ۱۳۹۰ افزایش یافته است. پس از آن میزان گازهای همراه سوزانده شده به‌شدت کاهش یافته که ناشی از اعمال تحریم‌های بین‌المللی و کاهش تکلیفی تولید نفت در سال ۱۳۹۱ است.

نمودار ۲. روند سوزاندن گازهای همراه نفت در شرکت نفت فلات قاره ایران طی دوره زمانی ۱۳۸۶-۱۳۹۵

(میلیون مترمکعب در روز)



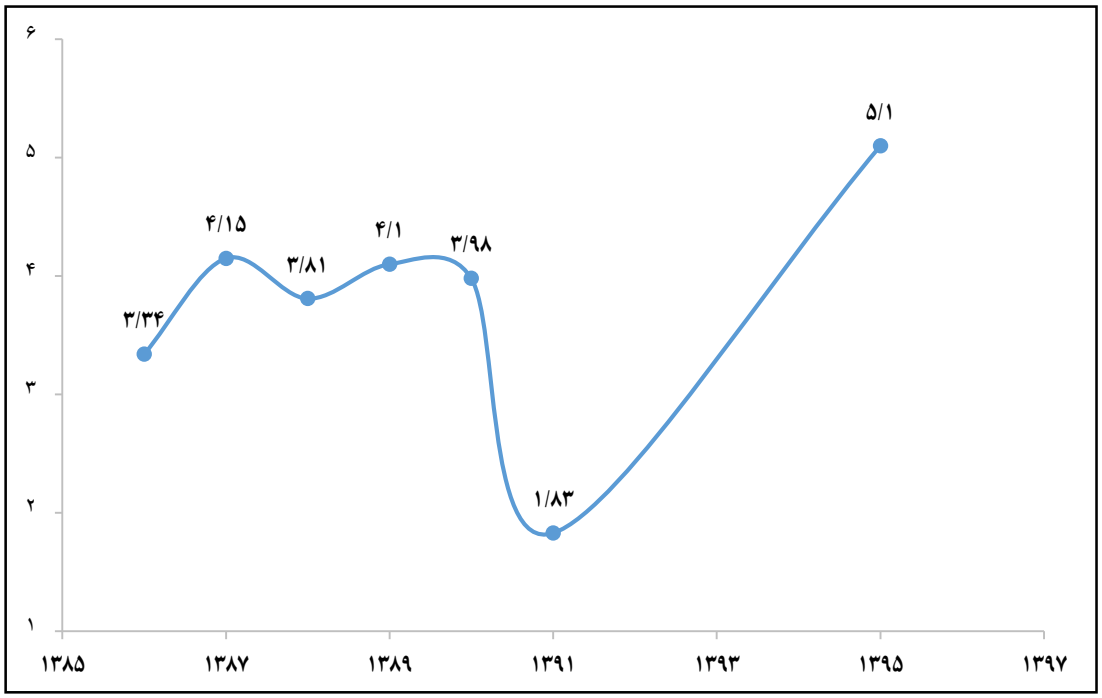
مآخذ: همان.

۳-۱. شرکت نفت مناطق مرکزی

همان‌طور که در نمودار ۳ نشان داده شده است، اعمال تحریم‌های بین‌المللی و کاهش تکلیفی تولید نفت در سال ۱۳۹۱، میزان گازهای همراه نفت سوزانده شده در میادین نفتی این منطقه را تا ۱/۸ میلیون مترمکعب در روز کاهش داده است، اما در سال ۱۳۹۵ با کاهش تحریم‌ها و افزایش تولید نفت موجب شد تا میزان گازهای همراه نفت سوزانده شده به‌صورت قابل توجهی افزایش یافته و به مقدار ۵/۱ میلیون مترمکعب در روز برسد. شایان ذکر است که بجز سال ۱۳۹۱ در مابقی سال‌ها میزان گازهای مشعل در این منطقه تقریباً مقدار ثابتی داشته است.

نمودار ۳. روند سوزاندن گازهای همراه نفت در شرکت نفت مناطق مرکزی طی دوره زمانی ۱۳۸۶-۱۳۹۵

(میلیون مترمکعب در روز)



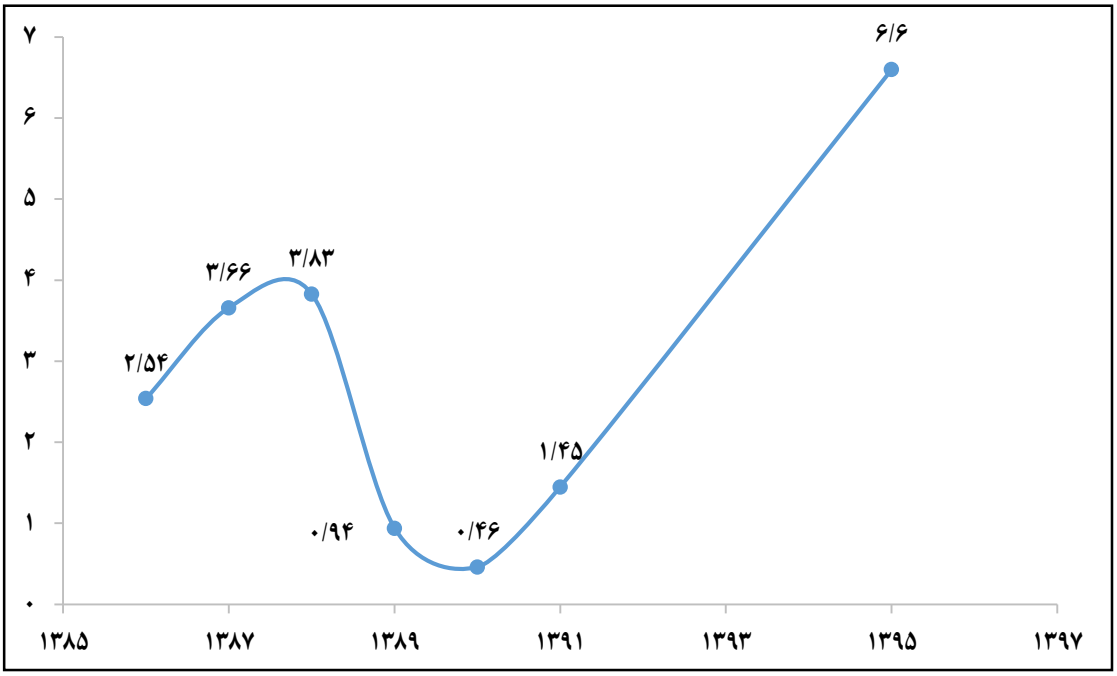
مآخذ: همان.

۴-۱. شرکت بهره‌برداری نفت و گاز اروندان

تغییرات در میزان سوزاندن گازهای همراه در شرکت نفت و گاز اروندان طی سال‌های ۱۳۸۶-۱۳۹۵ با نرخی کاهشی، افزایشی داشته که این وضعیت در نمودار ۴ نشان داده شده است. تا سال ۱۳۸۸ میزان گازهای مشعل افزایش داشته و سپس از سال ۱۳۸۸ تا سال ۱۳۹۰ کاهش و پس از آن روندی افزایشی دارد. تا قبل از سال ۱۳۸۸ افزایش تولید میادین نفتی و فاز اول توسعه میدان نفتی دارخوین عامل اصلی افزایش گازهای مشعل در این منطقه بوده است. از طرف دیگر دلیل اصلی کاهش میزان گازهای مشعل میادین نفتی این منطقه پس از سال ۱۳۸۸ تزریق گاز به میدان نفتی دارخوین بوده است که به‌صورت امتزاجی انجام شده است. درحالی که در سال‌های ۱۳۹۰ به بعد به‌دلیل طرح توسعه میادین مختلف در منطقه اروند، میزان تولید نفت و به‌تبع گازهای همراه سوزانده شده نیز افزایش یافته است.

نمودار ۴. روند تولید گازهای همراه نفت در شرکت بهره‌برداری نفت و گاز اروندان طی دوره زمانی ۱۳۸۶-۱۳۹۵

(میلیون مترمکعب در روز)



مآخذ: همان.

۵-۱. آمار مناطق چهارگانه

میزان گازهای همراه نفت سوزانده شده مناطق عملیاتی نفتی که در بالا بررسی شد، در جدول ۱ برای سال‌های مختلف ارائه شده است. شرکت ملی نفت ایران در دوره قبل و بعد از انقلاب با اجرای طرح‌هایی در قالب فراورش گازهای همراه نفت و تزریق این گازها به میادین نفتی از سوزاندن بخش عمده‌ای از گازهای همراه نفت جلوگیری کرده است، اما مطابق جدول زیر هنوز بخش قابل ملاحظه‌ای از گازهای همراه نفت سوزانده می‌شوند. در سال ۱۳۹۵ بیش از ۳۸ درصد از گازهای همراه نفت سوزانده شده (۱۶/۵میلیون مترمکعب در روز) در منطقه عملیاتی شرکت مناطق نفت‌خیز جنوب بوده و حدود ۳۵ درصد نیز سهم شرکت نفت فلات قاره در سوزاندن گازهای همراه است. پس از آن شرکت نفت و گاز اروندان با ۱۵/۳ درصد و شرکت نفت مناطق مرکزی با ۱۱/۸ درصد در گازهای همراه نفت سوزانده شده کشور نقش دارند.

جدول ۱. میزان گازهای همراه نفت سوزانده شده به تفکیک شرکت‌های عملیاتی نفت

(میلیون مترمکعب در روز)

نوع گاز	شرکت عملیاتی	۱۳۸۶	۱۳۸۷	۱۳۸۸	۱۳۸۹	۱۳۹۰	۱۳۹۱	۱۳۹۵	سهم شرکت در سال ۱۳۹۵ (درصد)
گاز غنی	شرکت نفت فلات قاره ایران	۱۹/۵۳	۱۸/۶۲	۱۸/۵۴	۱۹/۴۷	۲۰/۳۵	۱۶/۳۵	۱۵	۳۴/۷
	شرکت ملی مناطق نفت‌خیز جنوب	۱۴/۱۳	۱۳/۸۹	۱۵/۳۸	۱۲/۷۳	۱۲/۶۸	۵/۶	۱۶/۴	۳۸/۲
	شرکت نفت مناطق مرکزی	۳/۳۴	۴/۱۵	۳/۸۱	۴/۱	۳/۹۸	۱/۸۳	۵	۱۱/۸
	شرکت بهره‌برداری نفت‌وگاز اروندان	۲/۵۴	۳/۶۶	۰/۸۳	۰/۹۴	۰/۴۶	۱/۴۵	۶	۱۵/۳
جمع		۳۹/۵۳	۴۰/۳۲	۴۱/۵۶	۳۷/۲۴	۳۷/۴۶	۲۵/۲۳	۴۲/۴	۱۰۰

مأخذ: گزارش‌های شرکت ملی مناطق نفت‌خیز جنوب، تراز هیدروکربوری سال ۱۳۹۳، اطلاعات میدانی.

۲. وضعیت سرمایه‌گذاری در طرح‌های جمع‌آوری گاز همراه

همان‌طور که در جدول ۱ مشاهده می‌شود، در سال ۱۳۹۵ بعد از یک دوره کاهش در گازهای همراه نفت سوزانده شده، با رفع تحریم‌ها و افزایش تولید نفت، سوزاندن این گازها افزایش یافته و از ۲۵ به ۴۲ میلیون مترمکعب در روز رسیده است.

البته همان‌طور که بیان شد، در سال‌های قبل از برقراری تحریم‌ها، به‌طور متوسط حدود ۴۰ میلیون مترمکعب در روز گازهای همراه نفت سوزانده می‌شد. بررسی‌ها نشان می‌دهد که قبل از سال ۱۳۹۳ (به‌طور خاص از اوایل دهه ۸۰) شرکت ملی نفت برای جمع‌آوری این گازها دو برنامه را در دستور کار قرار داده بود:

۱. ساخت واحدهای NGL و یا پالایش گاز با سرمایه‌گذاری شرکت ملی نفت،[۱]

۲. جمع‌آوری و تزریق گازهای همراه نفت به مخازن نفتی.

با شکل‌گیری تحریم صادرات نفت و کاهش تولید نفت، شرکت ملی نفت طی سال‌های ۱۳۹۳-۱۳۸۳ به‌دلایل مختلف ازجمله کمبود منابع مالی، نتوانست طرح‌های جمع‌آوری گازهای همراه نفت شامل ساخت واحدهای NGL و جمع‌آوری و تزریق این گازها به مخازن نفتی را اجرا کند. لذا از سال ۱۳۹۳ این شرکت دو طرح اصلی را برای جمع‌آوری گازهای همراه نفت سوزانده شده در دستور قرار داد که عبارتند از:

۱. واحدهای NGLای که شرکت ملی نفت برای ساخت مد نظر داشت، عبارت بودند از: NGL-1700، NGL-1800، NGL-2300، NGL-2400، NGL-3100، NGL-3200، NGL خارگ و NGL سیری.

۱. واگذاری واحدهای NGL به سرمایه‌گذاران بخش خصوصی،

۲. فروش گازهای همراه نفت به سرمایه‌گذاران بخش‌های خصوصی.

به‌عبارت دیگر، برنامه اصلی شرکت ملی نفت برای جمع‌آوری گازهای مشعل، جذب سرمایه‌گذاران بخش خصوصی در طرح‌های جمع‌آوری گازهای همراه نفت سوزانده شده بود. البته ازآنجاکه به‌دلایل مختلف ازجمله پراکندگی گازهای مشعل و کم بودن میزان برخی از این گازها، امکان جمع‌آوری کل این گازها در قالب طرح‌های NGL وجود ندارد، لذا طرح فروش گازهای مشعل به سرمایه‌گذاران بخش خصوصی نیز مطرح شد. ازاین‌رو، در ادامه آخرین وضعیت مربوط به دو طرح جمع‌آوری گازهای همراه نفت و حضور سرمایه‌گذاران بخش خصوصی در این طرح‌ها تشریح شده است.

۱-۲. طرح‌های سرمایه‌گذاری در قالب واگذاری واحدهای NGL

طرح‌های NGL مصوب که در قالب واگذاری قرار دارند شامل واحدهای NGL-1700، NGL-1800، NGL-2300، NGL-2400، NGL-3100، NGL-3200 و خارگ هستند که آخرین وضعیت واگذاری هرکدام از این واحدها به‌صورت زیر می‌باشد.

۱-۱-۲. واحد گاز و گاز مایع خارگ

واحد NGL خارگ از ابتدای دهه ۸۰ به‌منظور جمع‌آوری گازهای همراه میادین نفتی منطقه بهرگان (میادین هندیجان، بهرگانسر، سروش و نوروز) و خارگ (میادین ابوذر، دورود و فروزان) در دستور کار شرکت ملی نفت ایران قرار گرفته است. البته احداث واحدی برای جمع‌آوری گازهای همراه نفت منطقه خارگ از ابتدای دهه ۷۰ در وزارت نفت مطرح بود. در ابتدا، طراحی این واحد برای جمع‌آوری گازهای همراه نفت به ظرفیت اسمی ۱۷ میلیون مترمکعب در روز بود که از فرآورش این میزان خوراک، ۱۱/۴ میلیون مترمکعب در روز متان، ۱/۷۵ میلیون مترمکعب در روز اتان و روزانه ۵۰ هزار بشکه مایعات گازی و میعانات‌گازی شامل روزانه ۴۰۷۸۰ بشکه ال.پی.جی و ۹۲۲۰ میعانات گازی تولید می‌شد. ولی با کاهش تولید نفت و گازهای همراه نفت، در طراحی جدید، ظرفیت این واحد به نصف ظرفیت اسمی طراحی اولیه کاهش یافت.

براساس آخرین تصمیمات وزارت نفت، واحد NGL خارگ به‌صورت اجاره به سرمایه‌گذار بخش خصوصی واگذار شد. به‌عبارت دیگر، این واحد تنها واحدی است که به‌صورت اجاره واگذار شد که علت این موضوع می‌تواند شرایط امنیتی جزیره خارگ باشد. الگوی واگذاری این واحد بدین‌ترتیب است که تأسیسات ساخته شده موجود و تجهیزات مورد نیاز تا پایان ۱۴۲۰ به‌صورت اجاره واگذار می‌گردد. در پایان سال ۱۴۲۰ کل تأسیسات شامل تأسیسات اجاره‌ای و احداث شده توسط سرمایه‌گذار بخش خصوصی به شرکت فلات

قاره منتقل خواهد شد. البته تأسیسات مربوط به فرآورش و صادرات منتقل نخواهد شد. در قالب این الگو، شرکت اویک، شرکت روزمون و پتروشیمی خارگ در واگذاری NGL خارگ شرکت کردند که نتیجه‌ای دربر نداشته است. لذا پیشنهاد برای اجاره مجدد این واحد دوباره انجام خواهد گرفت.[۱]

۲-۱-۲. واحد گاز و گاز مایع ۱۷۰۰

واحد NGL-1700 با هدف فرآورش گاز مخزن کارون بنگستان و گازهای همراه نفت پراکنده در منطقه مسجدسلیمان در دستور کار شرکت ملی نفت قرار گرفت. خوراک این واحد، ۵/۵۲ میلیون مترمکعب در روز (۲/۱۲ میلیون مترمکعب در روز از گازهای همراه نفت میدان‌های حوزه مسجدسلیمان و ۳/۴ میلیون مترمکعب در روز از مخزن کارون بنگستان) بوده است[۲] که از فرآورش این میزان خوراک، ۴/۱۶ میلیون مترمکعب در روز گاز سبک، حدود ۱۰ هزار بشکه در روز نفتای سنگین و ۱۳/۲ هزار بشکه در روز ترکیبات سنگین‌تر از اتان حاصل خواهد شد.

مطابق آخرین تصمیمات اخذ شده، واحد NGL-1700 به پتروشیمی مسجدسلیمان واگذار شده و قرار است که مایعات گازی سنگین‌تر از اتان تولیدی این واحد به‌منظور فرآورش به واحد پتروشیمی مسجدسلیمان که درحال ساخت است، ارسال گردیده و نفتای تولیدی آن برای صادرات به بندر ماهشهر انتقال یابد. اولویت نخست برای استفاده از گاز سبک نیز تزریق در مخزن گازی کارون بنگستان است.

شایان ذکر است که درحال حاضر این پروژه با عنوان پروژه پتروپالایشگاه بختیاری مسجدسلیمان دچار تغییراتی شده است. در این طرح، طبق توافقات بین وزارت نفت و پتروشیمی مسجدسلیمان، ظرفیت این واحد به ۱۷ میلیون مترمکعب در روز می‌تواند برسد و خوراک مورد نیاز این واحد پتروپالایش نیز باید از محل گازهای مشعل منطقه، مخزن بنگستان میادین کارون، زیلایی و قلعه‌نار و گاز گنبدی میدان نفت‌سفید تأمین شود. علاوه‌بر این، یکی از موضوعات اصلی که در طرح جمع‌آوری گازهای مشعل می‌توان مشاهده کرد این است که شرکت ملی نفت و وزارت نفت در نظر دارد توسعه بخش بالادستی واحدهای NGL را نیز به سرمایه‌گذار بخش خصوصی (پتروشیمی مسجدسلیمان) واگذار کند. این بسته سرمایه‌گذاری شامل توسعه مخازن گازی و احداث بخش پایین‌دستی (واحد پتروپالایشگاه) می‌باشد.[۳]

---

۱. مؤسسه مطالعات انرژی سبحان، ۱۳۹۶.
۲. شایان ذکر است که درحال حاضر حدود ۱/٤ میلیون مترمکعب در روز گاز همراه نفت از لالی به NGL-600 ارسال می‌شود که با بهره‌برداری از واحد NGL-1700 بایستی به این واحد اختصاص یابد.
۳. مصاحبه با مسئولان شرکت پتروشیمی مسجدسلیمان.

۳-۱-۲. واحد گاز و گاز مایع ۱۸۰۰

واحد NGL-1800 به‌منظور جایگزینی با واحدهای NGL ۱۰۰، ۲۰۰ و ۳۰۰ در دستور کار شرکت ملی نفت قرار گرفته است. این واحد فرآورش گاز، در قالب طرح بهینه‌سازی تولید و نوسازی تأسیسات سطح‌الارضی میدان نفتی آغاجاری و براساس بازیافت بهینه اتان (طرح Posfer)، جایگزین واحدهای مذکور می‌شود. خوراک واحد مذکور، در ابتدا حدود ۷/۶۴ میلیون مترمکعب در روز در نظر گرفته شده بود که با برخی تغییرات درحال حاضر ظرفیت اسمی این واحد برابر با ۵/۶۶ میلیون مترمکعب در روز است. گازهای همراه نفت میادین نفتی آغاجاری، رامشیر و پازنان تأمین‌کننده خوراک این واحد هستند. محصولات تولیدی این واحد شامل ۳/۵۱ میلیون مترمکعب در روز گاز سبک و ۲۷/۸ هزار بشکه در روز ترکیبات سنگین‌تر از اتان است. اطلاعات میدانی نشان می‌دهد که وزارت نفت طی جلسه‌ای با پتروشیمی مارون و هلدینگ خلیج‌فارس، سرمایه‌گذاری این واحدها را به این شرکت‌های خصوصی پیشنهاد داده است که در نهایت این واحد NGL به هلدینگ خلیج‌فارس واگذار شد. شایان ذکر است که در بسته واگذاری واحد NGL-1800 طرح Posfer[۱] نیز مطرح می‌باشد که موجب افزایش حجم سرمایه‌گذاری برای این واحد می‌شود. البته بایستی این نکته را نیز یادآور شد که بدون اجرای طرح Posfer امکان تأمین خوراک این واحد وجود ندارد.[۲]

۴-۱-۲. واحد گاز و گاز مایع ۲۳۰۰

واحد NGL-2300 با ظرفیت ورودی ۷/۷ میلیون مترمکعب در روز و با هدف استفاده از گازهای تولیدی از مخزن خامی میدان مارون و همچنین گازهای همراه نفت واحدهای بهره‌برداری شماره ۳ و ۵ میدان مارون در دستور کار شرکت ملی نفت ایران قرار گرفته است. خوراک ورودی به این واحد ترکیبی از ۵/۳۸ میلیون مترمکعب در روز گاز غنی میدان خامی مارون و همچنین ۲/۳۲ میلیون مترمکعب در روز گازهای همراه نفت ترش میدان مارون است که از فرآورش آن، ۵/۸۶ میلیون مترمکعب در روز گاز سبک و ۲۶ هزار بشکه در روز مایعات سنگین‌تر از اتان و ۳۱ هزار بشکه در روز نفتا به‌دست می‌آید.

مطابق آخرین تصمیمات، این واحد در تاریخ ۱۳۹۶/۱/۱۴ به‌صورت رسمی به پتروشیمی امیرکبیر واگذار شده است. البته مذاکرات برای واگذاری این واحد به پتروشیمی مذکور از چند ماه قبل در جریان بوده است و در این فرآیند پتروشیمی امیرکبیر برای ارزیابی فنی و اقتصادی واحد NGL-2300 با شرکت‌های سازه و دایلم[۳] کره همکاری داشته است. به‌نحوی‌که همکاری پتروشیمی امیرکبیر با شرکت دایلم در قالب یک قرارداد Exclusive

---

۱. در قالب طرح Posfer بایستی تأسیسات سطح‌الارضی منطقه آغاجاری شامل واحدهای فرآوری و نمک‌زدایی و برخی ایستگاه‌های تقویت فشار نوسازی شوند.

۲. مرکز همکاری‌های فناوری و نوآوری ریاست‌جمهوری، نشست خبرگانی جمع‌آوری گازهای همراه نفت سوزانده شده، ۱۳۹۶.

3. Daelim

بوده است. علاوه‌بر این، شرکت مهندسی و ساختمان صنایع نفت (OIEC) پیشنهادی را برای ساخت NGL-2300 به پتروشیمی امیرکبیر در تاریخ ۱۳۹۵/۱۲/۱۸ ارائه کرده است. با توجه به توافقات شکل‌گرفته در مورد واگذاری این واحد NGL، مایعات گازی شامل اتان، اِل.پی.جی و میعانات گازی به پتروشیمی امیرکبیر ارسال خواهد شد. علاوه‌بر این گاز سبک تولیدی به میدان مارون بایستی تزریق شده و نفتا نیز صادر شود.

۵-۱-۲. واحد گاز و گاز مایع ۲۴۰۰

احداث واحد NGL-2400 با هدف فرآورش گازهای همراه نفت تولیدی میدان نفتی رگ‌سفید در دستور کار شرکت ملی نفت ایران قرار گرفت. در نخستین گام اجرایی این طرح، انجام طراحی مهندسی مقدماتی، مفهومی و بنیادی پیشرفته (FEED) برای استفاده از خدمات مهندسان مشاور در سال ۱۳۹۱[1] به مناقصه عمومی گذاشته شد. ظرفیت ورودی این واحد ۵/۰۹۶ میلیون مترمکعب در روز گازهای همراه نفت میدان رگ‌سفید می‌باشد که از فرآورش این گازها به میزان ۴/۱ میلیون مترمکعب در روز گاز سبک و ۲۳ هزار بشکه در روز مایعات گازی استحصال خواهد شد.

اطلاعات میدانی نشان می‌دهد که وزارت نفت طی جلسه‌ای با پتروشیمی مارون و هلدینگ خلیج‌فارس سرمایه‌گذاری این واحد را به این شرکت‌های خصوصی پیشنهاد داده است که در نهایت این واحد NGL به هلدینگ خلیج‌فارس واگذار شده است.

۶-۱-۲. واحد گاز و گاز مایع ۳۱۰۰

واحد NGL-3100 با هدف استحصال مایعات گازی از گازهای همراه نفت میادین چشمه‌خوش، پایدار ـ پایدار غرب، دانان، دهلران، دالپری، آذر و چنگوله و برای تأمین خوراک مورد نیاز مجتمع پتروشیمی دهلران و گاز سبک مورد نیاز برای تزریق در میادین نفتی چشمه خوش و دهلران در دستور کار شرکت ملی نفت ایران قرار گرفته است. میزان خوراک ورودی به این واحد ۷/۳۶ میلیون مترمکعب در روز است که از دو منبع اصلی شامل گازهای همراه نفت مربوط به میدان چشمه خوش (گاز شیرین) و گازهای همراه مربوط به میادین دهلران، پایدار و پایدار غرب (گاز ترش) تأمین می‌گردد. محصولات تولیدی در این واحد شامل ۵ میلیون مترمکعب در روز گاز سبک و ۴۶ هزار بشکه در روز مایعات گازی است که گازهای استحصال شده برای تزریق به میدان نفتی چشمه‌خوش و دهلران ارسال خواهد شد و مایعات گازی نیز به پتروشیمی دهلران[2] (درحال ساخت است) منتقل می‌شود. براساس آخرین اطلاعات میدانی این واحد NGL به شرکت OPIC و OIEC واگذار شده است.

---

1. http://www.parsnamaddata.com/tenderview-116223.html

۲. این پروژه طبق برنامه در سال ۱۳۹۶ بایستی به بهره‌برداری برسد و به‌دلیل مشکلات مربوط به تأمین مالی هنوز در مراحل مقدماتی است. (پایگاه اطلاع‌رسانی عصر ایلام، کد خبر: ۲۰۳۱).

۷-۱-۲. واحد گاز و گاز مایع ۳۲۰۰

واحد NGL-3200 در منطقه غرب کارون، در منطقه جفیر با هدف جمع‌آوری گازهای همراه نفت ۸ میدان نفتی بندرکرخه، دارخوین، آزادگان شمالی و جنوبی، یادآوران، جفیر و یاران شمالی و جنوبی در دستور کار شرکت ملی نفت ایران قرار گرفته است. ظرفیت این واحد معادل ۱۴/۱۵ میلیون مترمکعب در روز (در دو واحد با ظرفیت ۷/۰۷ میلیون مترمکعب در روز) بوده است که از فرآورش این حجم خوراک، ۷/۹۲ میلیون مترمکعب در روز گاز سبک و ۷۲ هزار بشکه در روز مایعات گازی سنگین‌تر از اتان حاصل می‌شود.

گاز سبک تولیدی در صورت نیاز برای تزریق در مخازن نفتی استفاده 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 NF_3 پتروشیمی بندر امام و در صورت افزایش ظرفیت واحد CFU-200 به این واحد ارسال خواهد شد. گوگرد تولیدی حاصل از دو واحد گوگردسازی با ظرفیت حدود ۵۰ تن در روز، به مصارف داخلی و یا صادرات اختصاص خواهد یافت. این واحد با مشارکت قرارگاه سازندگی خاتم‌الانبیا (ص) به‌صورت ۱۰۰ درصد EPC (اجرا) و۳۰ درصد مالی و پتروشیمی بندر امام (ره) ۷۰ درصد مالی اجرا خواهد شد. 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 بهمن‌ماه ۱۳۹۱ امضا شده که تا پایان آذرماه ۱۳۹۵ پیشرفت ۲۰ درصدی داشته است. بررسی‌های میدانی نشان می‌دهد که براساس آخرین تغییرات، با تشکیل شرکت یادآوران خلیج‌فارس، بهره‌برداری از واحد NGL-3200 برعهده این شرکت است.

در جمع‌بندی طرح‌های NGL می‌توان گفت که:

۱. درحال حاضر واحدهای NGL مصوب به سرمایه‌گذاران بخش‌های خصوصی واگذار شده است و درواقع عمده واحدهای NGL تعیین و تکلیف شده‌اند.

۲. تا به امروز، در جریان واگذاری واحدهای NGL، واحدهای پتروشیمی به‌عنوان بانیان واحدهای NGL مصوب تعیین شدند که این موضوع به معنی نگاه یکپارچه در استفاده از گازهای همراه نفت سوزانده شده و تأمین خوراک واحدهای پتروشیمی می‌باشد.

۳. در بین شرکت‌های پتروشیمی، هلدینگ خلیج‌فارس با مالکیت واحدهای NGL-1800، NGL-2400 و NGL-3200 به‌نحوی قدرت بیشتری در تأمین خوراک پتروشیمی‌های تحت مدیریت خود بالاخص پتروشیمی بندر امام دارد.

جدول ۲ مشخصات طرح‌های در دست مطالعه و در دست ساخت مربوط به جمع‌آوری گازهای همراه نفت سوزانده شده را نشان می‌دهد.

جدول ۲. مشخصات طرح‌های در دست مطالعه و در دست ساخت مربوط به جمع‌آوری گازهای همراه نفت سوزانده شده

واحدهای NGL	منبع تأمین‌کننده خوراک (۱)	ظرفیت اسمی (م.م.م.ر)**(۱)	گاز سبک خروجی (۱) (م.م.م.ر)	میزان گاز اسیدی (م.م.م.ر) (۲)	مایعات (بشکه در روز) (۱)		محل ارسال گاز سبک (۱)	محل ارسال مایعات گازی (۱)	برآورد سرمایه‌گذاری مورد نیاز (میلیون دلار)	وضعیت پیشرفت واحد NGL تا ۶ ماه اول ۱۳۹۶ (درصد)	وضعیت پیشرفت بخش پایین‌دستی (واحد پتروشیمی) تا ۶ ماه اول ۱۳۹۶ (درصد)	وضعیت واگذاری
					نفتا*	مایعات گازی						
۱۷۰۰	گازهای همراه نفت مسجدسلیمان و گاز کارون بنگستان	۵/۵۲	۴/۱۶	۰/۳۷	۱۰۰۰۰	۱۳۲۰۰	تزریق در مخزن کارون بنگستان	پتروشیمی مسجدسلیمان	۶۴۴/۵	در دست مطالعه	در دست مطالعه	واگذار شده به پتروشیمی مسجدسلیمان
۱۸۰۰	گازهای همراه نفت آغاجاری، رامشیر و پازنان	۵/۱	۳/۵۱	۰/۲۴	---	۲۷/۸	تزریق در مخازن نفتی	بندر ماهشهر	۵۹۵/۲	در دستور کار	آماده دریافت محصول	واگذار شده به هلدینگ خلیج‌فارس
۲۳۰۰	گازهای همراه نفت واحدهای ۳ و ۵ بهره‌برداری مارون و مخزن خامی (گاز ترش)	۷/۷	۵/۸۶	۰/۲۸	۳۱۰۰۰	۲۶۰۰۰	تزریق در میدان مارون	پتروشیمی امیرکبیر و صادرات (نفتا)	۱۰۸۰	بهره‌برداری بخش نفتا	آماده دریافت محصول	واگذار شده به پتروشیمی امیرکبیر
۲۴۰۰	گازهای همراه نفت رگ‌سفید	۵/۱	۱/۴	۰/۱۴	---	۲۳۰۰۰	تزریق در میدان کرنج	صادرات یا پتروشیمی‌های منطقه	۵۹۵/۲	مطالعه مهندسی	آماده دریافت محصول	واگذار شده به هلدینگ خلیج‌فارس
۳۱۰۰	گازهای همراه نفت میادین چشمه خوش، پایدار ـ پایدار غرب، دانان، دهلران، آذر و چنگوله	۷/۳۶	۵	۰/۴	---	۴۶۰۰۰	تزریق در میادین نفتی چشمه خوش و دهلران	مجتمع پتروشیمی دهلران/ مارون	۱۱۰۰	۱۵	پتروشیمی دهلران: ۵ درصد مارون: آماده تحویل محصول	واگذار شده به OPIC و OIEC
۳۲۰۰	گازهای همراه نفت میادین بندر	۱۴/۱۶	۷/۹۳	۰/۵۷	---	۷۲۰۰۰	تزریق به مخازن	خوراک واحد الفین	۱۵۰۰	۲۰	آماده دریافت محصول	واگذار شده به هلدینگ

واحدهای NGL	منبع تأمین‌کننده خوراک (۱)	ظرفیت اسمی (م.م.م.ر)**(۱)	گاز سبک خروجی (۱) (م.م.م.ر)	میزان گاز اسیدی (م.م.م.ر) (۲)	مایعات (بشکه در روز) (۱)		محل ارسال گاز سبک (۱)	محل ارسال مایعات گازی (۱)	برآورد سرمایه‌گذاری مورد نیاز (میلیون دلار)	وضعیت پیشرفت واحد NGL تا ۶ ماه اول ۱۳۹۶ (درصد)	وضعیت پیشرفت بخش پایین‌دستی (واحد پتروشیمی) تا ۶ ماه اول ۱۳۹۶ (درصد)	وضعیت واگذاری
					نفتا*	مایعات گازی						
	کرخه، دارخوین،آزادگان شمالی و جنوبی،یادآوران و جفیر						نفتی و تحویل به شرکت ملی گاز	پتروشیمی بندر ماهشهر				خلیج‌فارس
خارگ	گازهای همراه نفت منطقه خارگ و بهرگان	۸/۵	۵/۷	۰/۹۹	---	۵۰۰۰۰	تزریق به میدان درود و سوخت تأسیسات خارگ	پتروشیمی خارگ	۲۷۰۰	۵۰	۱۵ درصد	عدم واگذاری
جمع		۵۳/۴	۳۶/۲۵	۲/۹۹	۴۸۰۰۰	۲۷۷۸۲۰			۸۵۱۱/۹۴			

مآخذ: (۱)گزارش برنامه‌ریزی تلفیقی شرکت ملی نفت (۱۳۹۳)، (۲) گزارش برنامه‌ریزی تلفیقی شرکت ملی نفت و شرکت مناطق نفت‌خیز جنوب (۱۳۸۵).

* در بین واحدهای NGL، تنها برای واحدهای NGLای که خوراکشان از مخازن گازی تأمین می‌گردد، واحد تثبیت نفتا در نظر گرفته شده است. لذا در جدول میزان تولید نفتای واحدهای NGL-1700 و NGL-2300 که دارای واحد تثبیت نفتا هستند، ذکر شده است.

** م.م.م.ر: میلیون مترمکعب در روز.

۲-۲. طرح‌های سرمایه‌گذاری در قالب مزایده فروش گازهای همراه نفت

در آبان‌ماه ۱۳۹۳ گروه دوم از طرح‌های استفاده از گازهای همراه نفت سوزانده شده نیز توسط شرکت ملی نفت در دستور کار قرار گرفت. ازاین‌رو، شرکت ملی نفت ایران در قالب مزایده فروش گازهای مشعل، ضمن ارائه اطلاعاتی در مورد گازهای همراه نفت سوزانده شده و قیمت آن، پیش‌نویس قرارداد فروش گازهای همراه نفت سوزانده شده را برای متقاضیان خرید این گازها ارائه کرده است. بررسی نتیجه این مزایده فروش گازهای همراه نفت نشان می‌دهد که از بین ۸ شرکت حاضر در مزایده، سه شرکت تامکار گاز، هیربد نیرو و نوگام موفق به خرید گازهای همراه نفت شدند. پروژه شرکت نوگام به‌دلیل مشکلات ایجاد شده در بدنه مدیریتی کاملاً لغو شد و در نهایت پروژه شرکت‌های تامکار گاز و هیربد نیرو در فرآیند اجرایی قرار دارد که در ادامه مطالبی در این رابطه بیان شده است.

شایان ذکر است که با اجرای این مزایده، برخی از مشکلات اجرایی آن مشخص گردید. پس از سه سال، به‌منظور رفع این مشکلات، وزیر نفت شیوه‌نامه جدیدی را در ۱۹ تیرماه ۱۳۹۶ برای دادوستد گازهای مشعل ابلاغ کردند که قبل از بررسی طرح‌های جمع‌آوری گازهای مشعل شرکت‌های هیربد نیرو و تامکار گاز، برخی از ویژگی‌های کلی این شیوه‌نامه بیان خواهد شد.

۱-۲-۲. شرایط کلی شیوه‌نامه دادوستد گازهای مشعل با خریداران[1]

در صورتی‌که سرمایه‌گذار بخش خصوصی بخواهد در قالب خرید گازهای همراه نفت سرمایه‌گذاری کند، شرایط کلی به‌صورت زیر است:

ـ **فروشنده:** شرکت ملی نفت (شرکت نفت)

ـ **گاز همراه قابل عرضه:** گازهای همراه نفت سوزانده شده‌ای که تا دو سال آتی (از خردادماه ۱۳۹۶) براساس برنامه‌ریزی فعلی مصرفی نداشته باشند.

ـ **قیمت پایه گاز همراه نفت:** بین ۰/۵ تا ۲ سنت در هر مترمکعب مبتنی‌بر دسترسی خریدار به سرویس‌های جانبی، حجم گاز در اختیار و کیفیت گاز، مدت زمان واگذاری و محل تحویل گاز «خشکی یا فراساحل»

ـ **دوره قرارداد:** حداقل ۵ و حداکثر ۱۰ سال که در صورت تأخیر در بهره‌برداری برنامه‌ریزی شده، امکان تمدید مدت قرارداد تا زمان بهره‌برداری وجود دارد.

ـ **نوع قرارداد:** فروش گاز خام

ـ **نحوه استفاده از زیرساخت‌های شرکت‌های تابعه شرکت ملی نفت:** ۱. استفاده از خطوط لوله و تأسیسات فرآورش گاز همراه نفت شرکت‌های تابعه شرکت ملی نفت با نرخ کارمزد ۰/۴ تا ۱ سنت مبتنی‌بر خدمت دریافتی، ۲. امکان سوآپ گاز سبک با استفاده از خطوط لوله شرکت ملی گاز با نرخ

1. http://www.shana.ir/fa/newsagency/277552/

سوآپ محاسباتی براساس ضوابط و رویه‌های این شرکت.

ـ **نحوه قیمت‌گذاری گاز و نرخ کارمزدها:** قیمت گاز همراه نفت و نرخ کارمزدها تا پایان قرارداد معتبر است.

۲-۲-۲. پروژه استفاده از گازهای مشعل شرکت تامکار گاز[۱]

برای استفاده از گازهای همراه نفت سوزانده شده، این شرکت، قراردادی با دوره ساخت یک‌ساله، دوره بهره‌برداری چهارساله و ظرفیت ۰/۶۵ میلیون مترمکعب در روز از گازهای مشعل واحد بهره‌برداری مارون و پارسی را با شرکت ملی نفت منعقد کرد. هدف اولیه از انجام این پروژه، تولید برق از گازهای همراه نفت بود. ازآنجاکه این پروژه پایلوت بوده، به همین دلیل گاز شیرین انتخاب شد و توسعه این طرح منوط به موفقیت پروژه پایلوت بود. امکان‌سنجی فنی و اقتصادی اولیه این پروژه توسط شرکت تامکار گاز برای تولید برق از گازهای همراه نفت نشان داد که با وضعیت موجود، تولید برق توجیه اقتصادی نخواهد داشت. ازاین‌رو و با توجه به اینکه در این پروژه محدودیتی در روش استفاده از گازهای همراه نفت وجود نداشت، لذا شرکت تامکار گاز در نظر دارد تا با فشارافزایی، گاز همراه نفت را به NGL-400-500 تحویل داده و بعد از شیرین‌سازی و تفکیک مایعات از گاز سبک، مایعات گازی را برای فروش به پتروشیمی‌های ماهشهر ارسال کند و گاز شیرین را در قالب سوآپ به واحدهای مصرف‌کننده به فروش برساند.

قبل از ابلاغ شیوه‌نامه جدید دادوستد گازهای مشعل، شرکت تامکار گاز مذاکراتی را برای استفاده از زیرساخت‌های موجود شامل خطوط لوله و واحد NGL انجام داده و مناطق نفت‌خیز جنوب نیز زمینی را برای نصب کمپرسور به شرکت تامکار گاز تخصیص داده است. البته شرکت تامکار گاز در این مسیر مشکلات مختلفی داشته است که در بخش موانع و محدودیت‌ها به این چالش‌ها اشاره شده است. با ابلاغ شیوه‌نامه جدید، بخش قابل توجه‌ای از مشکلات برطرف شده است.

درحال حاضر مهمترین مشکل این شرکت در اجرای طرح، مربوط به فروش محصولات است. براساس برنامه‌ریزی‌های اولیه، شرکت تامکار گاز در نظر داشت تا مایعات‌گازی تولیدی را به پتروشیمی مارون بفروشد و گاز سبک را از طریق خطوط لوله شرکت ملی گاز (سوآپ گازی) در واحد CNG تحت مالکیت خود به‌فروش برساند، ولی آخرین اطلاعات موجود حاکی از این است که از یک طرف، علی‌رغم رفع مشکل برای سوآپ گاز سبک، پتروشیمی مارون برنامه استفاده از زیرساخت‌های موجود برای جمع‌آوری گازهای همراه نفت سوزانده شده مناطق نفت‌خیز جنوب و جبران کمبود خوراک واحد پتروشیمی خود را در دستور کار قرار داده است. در این صورت، شرکت تامکار گاز برای فروش مایعات مشکلاتی خواهد داشت.[۲]

---

۱. مرکز همکاری‌های فناوری و نوآوری ریاست جمهوری، نشست خبرگانی جمع‌آوری گازهای همراه نفت سوزانده شده. ۱۳۹۶.
۲. **همان.**

۳-۲-۲. شرکت هیربد نیرو

شرکت هیربد نیرو نیز همانند شرکت تامکار در قالب مزایده فروش گازهای همراه نفت، قراردادی را برای جمع‌آوری گازهای همراه نفت میادین مارون-۳، منصوری و آزادگان با شرکت ملی نفت منعقد کرده است. این شرکت در رابطه با استفاده از گازهای همراه نفت، روش‌های مختلفی از قبیل سوآپ گازی و سوآپ برق را مورد ارزیابی قرار داده که از نظر این شرکت خیلی از این پروژه‌ها به‌لحاظ اقتصادی و عملیاتی امکان‌پذیر می‌باشد. از نظر این شرکت، اگر وزارت نیرو در تولید برق نرخ گاز صادراتی را لحاظ کند، تولید برق از گاز همراه نفت امکان‌پذیر است. در این پروژه تعهد اولیه هیربد نیرو در مزایده فروش گازهای همراه نفت، تولید برق بوده است. در موضوع تولید برق، هیربد نیرو حاضر شده است تا دکل‌های انتقال برق را نصب کند، ولی توانیر این مجوز را به این شرکت نداده است. ازآنجاکه تولید برق با استفاده از گازهای همراه نفت توجیه اقتصادی نداشت، شرکت هیربد نیرو پروژه‌هایی به غیر از تولید برق همچون MiniNGL را نیز مورد بررسی قرار داده است. در این پروژه مایعات گازی برای پتروشیمی بندر امام و گاز سبک نیز برای تولید برق و صادرات اختصاص داده می‌شود. هزینه سرمایه‌ای برای واحدهای MiniNGL با ظرفیت ۰/۵۶۶ میلیون مترمکعب در روز برابر با ۵۰ تا ۶۰ میلیون دلار است. ولی به‌دلیل موفق نبودن مذاکرات هیربد نیرو با پتروشیمی بندر امام این پروژه نیز اجرا نشده است. چون هیربد نیرو تأکید داشت که به‌جای بخشی از NGL-3200 پروژه MiniNGL برای میادین غرب کارون اجرا شود، ولی پتروشیمی بندر امام و هلدینگ خلیج فارس با این طرح موافقت نکردند.

درحال حاضر شرکت هیربد نیرو برای اجرای تعهد خود درزمینه جمع‌آوری گازهای همراه نفت سوزانده شده، همانند شرکت تامکار گاز، طرح استفاده از زیرساخت‌های موجود را در دستور کار قرار داده است. ولی این شرکت نیز همانند تامکار گاز در فروش مایعات گازی با مشکلاتی مواجه شده است.[۱]

۳. تقسیم‌بندی گازهای مشعل مبتنی‌بر طرح‌های جمع‌آوری و چشم‌انداز جمع‌آوری آنها

با توجه به طرح‌های سرمایه‌گذاری که برای جمع‌آوری گازهای مشعل در قسمت قبل بیان شده است می‌توان این گازها را به دو دسته اصلی تقسیم‌بندی کرد:

ـ دسته اول: گازهای مشعل قابل جمع‌آوری در قالب طرح‌های کلان از قبیل واحدهای NGL مصوب و پالایشگاه گازی

این دسته از گازهای مشعل در مناطق عملیاتی مختلف نفت و گاز کشور وجود دارند که براساس برنامه‌ریزی‌های انجام شده و مطابق اطلاعات جدول زیر باید در قالب طرح‌های کلان جمع‌آوری شوند.

---

۱. **همان.**

همان‌طور که در جدول زیر مشاهده می‌شود حجم این دسته از گازهای مشعل برابر با ۳۰ میلیون مترمکعب در روز است. پیش‌بینی‌ها نشان می‌دهد که تا سال ۱۴۰۰ حدود ۱۳/۷ میلیون مترمکعب در روز از این دسته از گازهای مشعل جمع‌آوری شده و مابقی سوزانده خواهد شد.

ـ دسته دوم: گازهای مشعل قابل جمع‌آوری در قالب طرح‌های خرد از قبیل شیوه‌نامه دادوستد گازهای مشعل[1] یا ماده (۱۲) قانون رفع موانع تولید رقابت‌پذیر و ارتقای نظام مالی کشور و یا تزریق به میادین نفتی

این دسته از گازهای مشعل که حجم قابل توجه‌ای نیز دارند، طبق برنامه‌ریزی باید در قالب طرح‌های خرد جمع‌آوری شود. در جدول ۳ مشاهده می‌شود که حجم این دسته از گازهای مشعل برابر با ۱۲/۴ میلیون مترمکعب در روز است که تا سال ۱۴۰۰ حدود ۴ میلیون مترمکعب در روز از این گازها جمع‌آوری شده و مابقی آن (۸/۴ میلیون مترمکعب در روز) سوزانده خواهد شد.

جدول ۳. تقسیم‌بندی گازهای مشعل براساس نوع طرح جمع‌آوری این گازها

منطقه عملیاتی	برنامه‌های جمع‌آوری گازهای مشعل	حجم گازهای مشعل براساس روش جمع‌آوری در سال ۱۳۹۶ (میلیون مترمکعب در روز)	وضعیت پیشرفت برنامه‌های جمع‌آوری گازهای مشعل	وضعیت گازهای مشعل تا سال ۱۴۰۰	
				حجم گازهای مشعل جمع‌آوری شده (میلیون مترمکعب در روز)	حجم گازهای مشعل باقیمانده (میلیون مترمکعب در روز)
مناطق نفت‌خیز جنوب	طرح‌های کلان شامل NGL1700، NGL-1800، NGL2300 و NGL2400	*۷	به‌لحاظ فیزیکی هیچ کدام از واحدهای NGL پیشرفتی نداشته است.	---	۷
	طرح‌های خرد	۹/۴	تنها در فلر پارسی با حجم گاز مشعل ۰/۱۸ م.م.م.ر، طرح تامکار دارای پیشرفت ۵۰ درصدی می‌باشد.	۴	۵/۴
فلات قاره	طرح‌های کلان شامل NGL خارگ، سیری و پالایشگاه گازی هنگام	*۱۲/۵	۱. NGL خارگ دارای پیشرفت ۴۵ درصدی بوده و مابقی کار در قالب قرارداد اجاره به سرمایه‌گذار بخش	۳/۲	۹/۳

۱. البته براساس شیوه‌نامه فروش گازهای مشعل، این دسته از گازهای مشعل تا زمان بهره‌برداری از واحد NGL می‌تواند به سرمایه‌گذار بخش خصوصی فروخته شود.

منطقه عملیاتی	برنامه‌های جمع‌آوری گازهای مشعل	حجم گازهای مشعل براساس روش جمع‌آوری در سال ۱۳۹۶ (میلیون مترمکعب در روز)	وضعیت پیشرفت برنامه‌های جمع‌آوری گازهای مشعل	وضعیت گازهای مشعل تا سال ۱۴۰۰	
				حجم گازهای مشعل جمع‌آوری شده (میلیون مترمکعب در روز)	حجم گازهای مشعل باقیمانده (میلیون مترمکعب در روز)
			خصوصی واگذار شده است. ۲. NGL سیری در سال ۱۳۹۲ با سرمایه‌گذاری ۶۵۰ میلیون یورو به بهره‌برداری رسیده و درحال حاضر به‌دلیل کمبود خوراک فعالیتی ندارد. ۳. پالایشگاه گازی هنگام نیاز به پیشرفت ۹۵ درصدی دارد.		
	طرح خرد	۲/۵	صادرات گاز سلمان که درحال حاضر سوزانده می‌شود، درحال پیگیری است.	---	۲/۵
اروندان	طرح کلان شامل NGL3200	۶*	NGL-3200 درحال حاضر پیشرفت ۳۰ درصدی داشته است.	۶	---
مناطق مرکزی	طرح کلان شامل NGL3100	۴/۵*	NGL-3100 درحال حاضر پیشرفت ۶۰ درصد دارد.	۴/۵	---
	طرح‌های خرد	۰/۵	در مزایده اول گاز مشعلی در این منطقه به فروش نرسید.	---	۰/۵
جمع به تفکیک طرح	طرح کلان	۳۰	---	۱۳/۷	۱۶/۳
	طرح خرد	۱۲/۴		۴	۸/۴
جمع کل		**۴۲/۴**		**۱۷/۷**	**۲۴/۷**

* ظرفیت واحدهای NGL و پالایش گاز بیشتر از حجم گازهای مشعل موجود می‌باشد که مابقی بایستی از محل طرح‌های توسعه‌ای تأمین شود. درواقع ارقام ذکر شده مربوط به حجم گازهای مشعل در بخش بالادستی این طرح‌هاست.

مأخذ: گزارش‌های شرکت ملی مناطق نفت‌خیز جنوب، ترازنامه هیدروکربوری سال ۱۳۹۳، اطلاعات میدانی.

۴. ابزارها و لوازم اجرای طرح‌های جمع‌آوری گازهای همراه نفت[۱]

همان‌طور که در بالا نیز اشاره شده است، درحال حاضر اصلی‌ترین سیاست شرکت ملی نفت و وزارت نفت در جمع‌آوری گازهای همراه نفت، جذب و استفاده از سرمایه‌گذاری بخش خصوصی می‌باشد. لذا ضرورت دارد تا شرکت‌های متقاضی سرمایه‌گذاری در طرح‌های جمع‌آوری گازهای همراه نفت، اطلاعات بیشتری را درخصوص شرایط حضور در این طرح‌ها داشته باشند. ازاین‌رو، در این بخش از گزارش، لوازم و ابزارهای مورد نیاز برای سرمایه‌گذاری در طرح‌های استفاده از گازهای همراه نفت تشریح شده است. بدین‌منظور، طرح‌های جمع‌آوری گازهای همراه نفت را به دو قسمت واحدهای NGL و طرح‌های مربوط به مزایده فروش گازهای همراه نفت تقسیم کرده و الزامات هرکدام بیان شده است.

۴-۱. طرح‌های NGL

۴-۱-۱. واگذاری واحدهای NGL

در رابطه با واحدهای NGL، ذکر این نکته الزامی است که شرکت ملی نفت از زمان معرفی این واحدها (از اوایل دهه ۱۳۸۰) تا به امروز سه رویکرد را برای بهره‌برداری از واحدهای NGL در د ستور کار قرار داده است که عبارتند از:

۱. احداث و مالکیت دولتی: برنامه شرکت ملی نفت برای واحدهای NGL در ابتدا این‌گونه بود که این واحدها با سرمایه‌گذاری شرکت ملی نفت به بهره‌برداری برسند. لذا طرح‌هایی که برای تأمین خوراک این واحدها و انتقال محصولات واحدهای NGL به بازار برنامه‌ریزی شدند، مبتنی‌بر همین نگرش بوده است. به‌هرحال در اوایل دهه ۱۳۸۰ که این طرح‌ها برای جمع‌آوری گازهای همراه نفت مطرح شد، برنامه‌ای برای حضور سرمایه‌گذار بخش خصوصی نبود و ازاین‌رو، محدودیت‌های احتمالی که این شرکت‌های خصوصی در سرمایه‌گذاری با آن مواجه می‌شد، مد نظر نبوده است.

۲. واگذاری NGL به سرمایه‌گذاران بخش خصوصی: در این رویکرد، شرکت ملی نفت واگذاری واحدهای NGL به سرمایه‌گذار بخش خصوصی را در برنامه‌های خود قرار دارد. واحدهای NGL-3200 و NGL-3100 مبتنی‌بر این رویکرد به‌ترتیب به شرکت‌های پتروشیمی بندر امام و اوپیک ـ اویک واگذار شد. براساس این نگرش، سرمایه‌گذار بخش خصوصی تنها باید در احداث و بهره‌برداری واحدهای NGL سرمایه‌گذاری می‌کرد و توسعه بخش‌های بالادستی (توسعه میادین نفت و گاز) برای تأمین خوراک واحدهای NGL برعهده شرکت ملی نفت بود.

۳. واگذاری زنجیره بالادست تا پایین‌دست به سرمایه‌گذاران بخش خصوصی: این رویکردی

---

۱. مرکز همکاری‌های فناوری و نوآوری ریاست‌جمهوری، نشست‌های خبرگانی جمع‌آوری گازهای همراه نفت سوزانده شده. ۱۳۹۶.

که شرکت ملی نفت درحال حاضر برای واگذاری واحدهای NGL در دستور کار دارد، به این نحو است که شرکت خصوصی متقاضی سرمایه‌گذاری در واحد NGL، به‌منظور تأمین خوراک این واحد، بایستی در طرح‌های بالادستی از قبیل توسعه میادین نفتی و یا مخازن گازی سرمایه‌گذاری کند. واحدهای NGL-1700، NGL-1800 و NGL-2300 ازجمله این طرح‌ها هستند.

لذا درحال حاضر رویکرد شرکت ملی نفت، واگذاری واحد NGL به همراه توسعه بخش بالادستی به سرمایه‌گذار بخش خصوصی می‌باشد. پس سرمایه‌گذار متقاضی باید این نکته را مد نظر قرار دهد که توسعه این واحدها NGL در چنین شرایطی نیازمند منابع مالی بیشتری است.

۲-۱-۴. تخصیص محصولات تولیدی از واحدهای NGL

یکی از شرایط مهم در موضوع واحدهای NGL، مربوط به تخصیص محصولات تولیدی در این واحدهاست. در شرایط فعلی، شرکت ملی نفت در واگذاری واحدهای NGL این شرط را مطرح کرده است که سرمایه‌گذار بخش خصوصی، تنها می‌تواند مایعات گازی را در بازار پایین‌دستی به فروش برساند و گاز سبک تولیدی باید به شرکت ملی نفت تحویل داده شود.

۳-۱-۴. مکانیسم قیمت‌گذاری گازهای همراه نفت

موضوع دیگری که در بخش واحدهای NGL باید مد نظر قرار گیرد، قیمت‌گذاری خوراک گازی واحدهای NGL است. بررسی‌های میدانی نشان می‌دهد که شرکت ملی نفت در واگذاری واحدهای NGL به‌منظور قیمت‌گذاری خوراک این واحدها، فرمولی را تعریف می‌نماید تا اردیبهشت‌ماه ۱۳۹۶، شرکت ملی نفت برای واحدهای NGL-2300، NGL-3100 و NGL-3200 که به‌ترتیب به پتروشیمی امیرکبیر، اوپیک ـ اویک و پتروشیمی بندر امام واگذار شده است، فرمولی را تعریف کرده و درحال مذاکره بر روی این فرمول می‌باشد. به‌هرحال با توجه به رویکرد واگذاری واحدهای NGL به همراه توسعه بخش بالادستی به سرمایه‌گذار بخش خصوصی، سرمایه‌گذار در رابطه با فرمول قیمت‌گذاری باید موارد زیر را مد نظر قرار دهد.

- نوع گاز (محتوای مایعات، ترش یا شیرین بودن، گاز همراه نفت یا گاز تولیدی از مخزن گازی و...)
- خوراک گازی موجود و خوراک گازی ناشی از توسعه بخش بالادستی توسط سرمایه‌گذار بخش خصوصی
- کاهش آلودگی زیست‌محیطی ناشی از جمع‌آوری گازهای همراه نفت توسط سرمایه‌گذار بخش خصوصی
- نوسانات در تولید گازهای همراه نفت
- ریسک تأمین خوراک در توسعه بخش بالادستی

۴-۱-۴. نهادهای مرتبط با اجرای طرح

در فرآیند واگذاری و احداث واحدهای NGL بازیگران مختلفی حضور دارند که عبارتند از:

ـ شرکت ملی نفت و شرکت‌های تابعه،
ـ سازمان حفاظت محیط زیست،
ـ وزارت صنعت، معدن و تجارت،
ـ جهاد کشاورزی.

۴-۱-۵. مکانیسم قیمت‌گذاری محصولات

درحال حاضر بازار پایین‌دستی یا مشتریان اصلی محصولات واحدهای NGL، واحدهای پتروشیمی هستند و قیمت‌گذاری این محصول برای استفاده در مجتمع‌های پتروشیمی توسط شرکت ملی نفت (وزارت نفت) انجام می‌گیرد. پس سرمایه‌گذار بخش خصوصی باید به این نکته توجه کند که اولاً قیمت مایعات گازی به‌صورت دستوری تعیین می‌شود و ثانیاً براساس تجارب موجود، قیمت‌گذاری به‌نحوی انجام می‌گیرد که واحدهای پتروشیمی مبتنی‌بر مزیت وجود نفت و گاز در کشور، در بازارهای بین‌المللی قدرت رقابتی داشته باشند.

۴-۲.طرح‌های مزایده فروش گازهای همراه نفت

برنامه دیگری که شرکت ملی نفت برای جمع‌آوری و استفاده از گازهای همراه نفت در دست اجرا دارد، فروش گازهای همراه نفت به سرمایه‌گذاران بخش‌های خصوصی است. بررسی‌های میدانی نشان می‌دهد که شرکت‌های خریدار گازهای همراه نفت در شرایط فعلی در قالب این راهکار، استفاده از زیرساخت‌های موجود را برای اجرا مد نظر قرار داده‌اند. البته تولید برق از گازهای همراه نفت نیز از برنامه‌های دیگری است که می‌تواند اجرا شود. لذا در این بخش این دو مورد مد نظر قرار گرفته‌اند.

۴-۲-۱. طرح‌های استفاده از زیرساخت‌های موجود

در این دسته از طرح‌ها، سرمایه‌گذار بخش خصوصی برای استفاده از گازهای همراه نفت با ایجاد و نوسازی برخی از تجهیزات مثل خطوط لوله و کمپرسورها، می‌تواند گازهای همراه نفت را با استفاده از واحدهای NGL موجود فرآورش کرده و محصولات تولیدی شامل گاز سبک و مایعات گازی را در دوره زمانی مورد توافق با شرکت ملی نفت به مشتریان به فروش برساند. در ادامه برخی موارد را که این شرکت‌های خصوصی باید مد نظر قرار دهند، تشریح شده است.

ـ طرح‌های بالقوه قابل اجرا

پروژه‌های مختلفی می‌تواند در این قالب توسط سرمایه‌گذاران بخش خصوصی انجام بگیرد که بارزترین این پروژه‌ها عبارتند از:

- انتقال گازهای همراه نفت سوزانده شده میدان رگ‌سفید ۱ یا بی‌بی حکیمه به واحد NGL-1300،
- انتقال گازهای همراه نفت سوزانده شده واحدهای بهره‌برداری گچساران به واحد NGL-1200،
- انتقال گازهای همراه نفت سوزانده شده میدان منصوری به واحد NGL-700-800،

- انتقال گازهای همراه نفت سوزانده شده میدان پارسی و کرنج به واحد NGL-1500،

ـ نحوه ورود به طرح‌ها

بعد از آنکه متقاضی درخواست سرمایه‌گذاری را به مدیریت شرکت ملی نفت و یا شرکت‌های تابعه ارائه کرد، معاونت سرمایه‌گذاری و توسعه وظیفه بررسی سرمایه‌گذاری پیشنهادی را دارد. معمولاً برای یک طرح چند پیشنهاد سرمایه‌گذاری ارائه خواهد شد. درواقع، این معاونت علاوه‌بر بررسی پیشنهاد سرمایه‌گذاری، آن را با پیشنهادهای دیگر مقایسه خواهد کرد. علاوه‌بر این، معاونت سرمایه‌گذاری و توسعه ضمن بررسی پیشنهاد سرمایه‌گذاری، صلاحیت سرمایه‌گذار را بررسی خواهد کرد. شایان ذکر است، که در بررسی پیشنهاد سرمایه‌گذاری، معمولاً اطلاعات لازم از شرکت‌های تابعه (بالاخص بخش‌های مدیریت تولید) دریافت خواهد شد. در نهایت، این معاونت با بررسی‌های خود گزینه نهایی برای سرمایه‌گذاری را برای انعقاد قرارداد به مدیریت شرکت ملی نفت معرفی می‌کند.

ـ دوره زمانی اجرای پروژه

براساس شیوه‌نامه جدید فروش گازهای همراه نفت سوزانده شده، دوره زمانی قرارداد حداقل ۵ و حداکثر ۱۰ سال می‌باشد. البته در صورت توافق، امکان تمدید وجود خواهد داشت. البته در صورتی‌که بوروکراسی اداری کمتر شود، سرمایه‌گذار بخش خصوصی در دوره زمانی چندماهه می‌تواند اجرای طرح مد نظر خود را شروع کند.

ـ بازیگران مرتبط با فرآیند اجرای پروژه

همان‌طور که ذکر شد، فرآیند اجرای طرح به این‌صورت است که سرمایه‌گذار بخش خصوصی با نوسازی برخی تجهیزات، گاز همراه نفت را به واحد NGL موجود انتقال داده و سپس بعد از فرآورش این گازها، مایعات گازی و گاز سبک را به فروش می‌رساند. در این فرآیند نهادهای مختلف به‌نحوی درگیر می‌شوند که در ادامه توضیحاتی در این رابطه مطرح شده است.

۱. شرکت تابعه شرکت ملی نفت: سرمایه‌گذار بخش خصوصی در نظر دارد تا در این طرح، از تجهیزات شرکت/شرکت‌های تابعه شرکت ملی نفت استفاده کند. ازاین‌رو، یکی از مهمترین موضوعاتی که در اینجا مطرح می‌شود، تعامل بین سرمایه‌گذار بخش خصوصی و شرکت‌های تابعه شرکت ملی نفت است.

۲. شرکت ملی گاز: گاز سبک یکی از محصولات تولیدی حاصل از فرآورش گازهای همراه نفت در واحدهای NGL است. اصلی‌ترین برنامه سرمایه‌گذار بخش خصوصی برای استفاده از این گاز سبک، فروش آن به مصرف‌کنندگان نهایی همچون نیروگاه‌ها، ایستگاه‌های CNG و یا واحدهای صنعتی می‌باشد. برای اجرای این برنامه، گاز سبک باید در قالب سوآپ داخلی با استفاده از زیرساخت‌های شرکت ملی گاز به خریدار تحویل داده شود. ازاین‌رو، تعیین تعرفه سوآپ توسط شرکت ملی نفت (امور بین‌الملل شرکت ملی گاز) یکی از موضوعات اصلی در اجرای این دسته از طرح‌ها می‌باشد که می‌تواند بر اقتصاد طرح نیز تأثیرگذار باشد.

۲-۲-۴. طرح تولید برق از گازهای همراه نفت

تولید برق از گازهای همراه نفت یکی از پروژه‌های دیگری بود که در قالب مزایده فروش گازهای همراه نفت می‌تواند مد نظر سرمایه‌گذاران قرار گیرد. لذا علی‌رغم مشکلات فنی و اقتصادی زیاد در تولید برق از گازهای همراه نفت، در ادامه الزامات مربوط به تولید برق از گازهای همراه نفت تشریح شده است.

ـ مکانیسم‌های فروش برق

ازآنجاکه تولید برق از گازهای همراه نفت توسط مولدهای مقیاس کوچک (DG) انجام می‌گیرد، ازاین‌رو، فروش برق تولیدی از گازهای همراه نفت در قالب قراردادهای خرید تضمینی برق مولدهای مقیاس کوچک قرار خواهد گرفت. در ماده‌های (۲)، (۳) و (۴) آیین‌نامه اجرایی شرایط و تضمین خرید برق (موضوع بند «ب» ماده (۲۵) قانون برنامه چهارم توسعه اقتصادی، اجتماعی و فرهنگی جمهوری اسلامی ایران)، مکانیسم فروش برق بیان شده که در ادامه آورده شده است.

ماده (۲) ـ به‌منظور ترغیب مؤسسات داخلی به تولید هرچه بیشتر برق، عرضه‌کنندگان برق می‌توانند، برق در اختیار خود را به روش‌های زیر عرضه و از تضمین‌های موضوع این آیین‌نامه استفاده نمایند:

- استفاده از امکانات شبکه برق کشور برای فروش به مصرف‌کنندگان موردنظر،
- عرضه به بازار عمده‌فروشی برق کشور برای خرید آن توسط مدیریت شبکه،
- عقد قراردادهای بلندمدت فروش با توانیر و یا مدیریت شبکه،
- فروش برق به نرخ‌های تضمینی.

ماده (۳) ـ شرکت‌های برق منطقه‌ای مکلفند اتصال واحدهای تولیدی و همچنین مصرف‌کنندگان طرف قرارداد با عرضه‌کنندگان که استانداردهای فنی را تأمین و هزینه اتصال به شبکه برق را پرداخت کرده‌اند، به شبکه برق کشور برقرار نمایند. پس از برقراری اتصال، رعایت استانداردها الزامی بوده و در صورت تخطی از این استانداردها، تولیدکنندگان و یا مصرف‌کنندگان ذی‌ربط ملزم به جبران هزینه‌ها و خسارات وارده به شبکه براساس دستورالعمل‌های مصوب وزارت نیرو خواهند بود.

ماده (۴) ـ عرضه‌کننده می‌تواند تمام و یا بخشی از برق در اختیار خود را براساس قراردادهای معین، به مصرف‌کننده(های) مورد نظر به فروش برساند. مدیریت شبکه موظف است با دریافت هزینه استفاده از شبکه (هزینه ترانزیت) برق را بین عرضه‌کننده و مصرف‌کننده(ها) ترانزیت نماید.

- **تبصره «۱»** ـ ترانزیت برق به خارج از کشور از شمول این آیین‌نامه مستثنا می‌باشند.
- **تبصره «۲»** ـ عرضه‌کننده موظف است با ارائه درخواست خود (متضمن پذیرش مفاد این آیین‌نامه، ارائه مشخصات تحویل و مصرف برق و سایر اطلاعات لازم) به مدیریت شبکه، قبل از عقد این قرارداد(ها) تأییدیه دریافت نماید.
- **تبصره «۳»** ـ عرضه‌کننده همچنین می‌تواند با رعایت چارچوب‌های تعیین شده توسط وزارت نیرو

و مفاد قرارداد(های) منعقده با مصرف‌کننده(ها) بخشی (از نظر مقدار و یا زمان) از برق در اختیار خود را به بازار عمده‌فروشی برق عرضه نماید. مصرف‌کننده نیز با رعایت چارچوب‌های تعیین شده توسط وزارت نیرو و مفاد قراردادهای منعقده با عرضه‌کننده(ها) می‌تواند همزمان بخشی (از نظر مقدار و یا زمان) از انرژی مورد نیاز خود را مستقیماً از بازار عمده‌فروشی و یا از شرکت‌های برق منطقه‌ای، براساس مقررات مربوطه، خریداری نماید.

• **تبصره «۴»** ـ هزینه ترانزیت در شبکه برق کشور در سطح ولتاژ انتقال و فوق توزیع ماهانه برابر با ۳۷ هزار ریال به‌ازای هر کیلووات ظرفیت ترانزیت در محل تحویل به شبکه (صرفنظر از میزان استفاده از این ظرفیت در طول ماه) می‌باشد. این هزینه برای حالاتی که از ظرفیت موجود شبکه استفاده مؤثر به‌عمل می‌آید براساس دستورالعمل مصوب وزارت نیرو قابل کاهش است.

• **تبصره «۵»** ـ به‌منظور تشویق تولید مقیاس کوچک در مراکز مصرف، این تولیدکنندگان می‌توانند برق تولیدی خود را بدون پرداخت هزینه ترانزیت به‌طور مستقیم از طریق شبکه فشار متوسط یا ضعیف به نقاط مصرف برسانند و یا برق تولیدی خود را براساس نرخ‌های تضمینی بند «ب» ماده (۸) این آیین‌نامه، به‌علاوه ۱۰ درصد، به شبکه برق به فروش برسانند.

• **تبصره «۶»** ـ در صورتی‌که مشترک شرکت برق منطقه‌ای اقدام به تولید کل یا بخشی از برق مصرفی خود (که طبق قرارداد منعقده شرکت برق منطقه‌ای موظف به تأمین آن است) نماید و بار شبکه را نسبت به قبل کاهش دهد، می‌تواند ضمن دریافت مبالغ پرداختی بابت هزینه‌های عمومی برقراری انشعاب (حداکثر تا میزان ظرفیت مطمئن نیروگاه خود)، انشعاب پشتیبان (بدون پرداخت حق انشعاب) دریافت نماید. وزارت نیرو می‌تواند به‌منظور تشویق سرمایه‌گذاری در محل مصرف، متناسب با شرایط شبکه و تراز تولید و مصرف، تخفیف لازم در هزینه اتصال را منظور نماید.

بنابراین می‌توان گفت که سرمایه‌گذاران بخش خصوصی می‌توانند از روش‌های زیر برای فروش برق تولیدی از گازهای همراه نفت استفاده کنند:

۱. فروش برق به نرخ تضمینی به وزارت نیرو،

۲. فروش برق در بازار عمده‌فروشی،

۳. فروش برق به شرکت خصوصی دیگر از طریق ترانزیت برق.

ـ قیمت برق

براساس بررسی‌های میدانی، آخرین نرخی که برای برق تولیدی از مولدهای مقیاس کوچک مطرح شده است مربوط به بخشنامه شماره ۹۵/۱۴۳۷۲/۲۰/۱۰۰ مورخ ۱۳۹۵/۰۲/۲۰ می‌باشد که بیان می‌دارد:

«در راستای اجرای مصوبه شماره ۳۹۴۵۵ مورخ ۱۳۹۳/۰۴/۱۴ شورای محترم اقتصاد درخصوص تبصره «۴» الحاقی به بند «۱» ماده (۷) دستورالعمل بند «و» ماده (۱۳۳) قانون برنامه پنجم توسعه و

حمایت از سرمایه‌گذاری در تولید برق از نیروگاه‌های (مولدهای) مقیاس کوچک، نرخ خرید برق از مولدهای مزبور در سال ۱۳۹۵ برای اتصال در شبکه فشار متوسط معادل ۹۹۶ ریال به‌علاوه نرخ معادل ۰/۲ مترمکعب گاز طبیعی و در شبکه فشار ضعیف معادل ۱۰۸۶ ریال به‌علاوه نرخ معادل ۰/۲ مترمکعب گاز طبیعی خواهد بود. همچنین سرمایه‌گذار مجاز است، چنانچه بازده مؤثر مولد وی بیشتر از این میزان باشد (ازجمله مولدهای تولید همزمان برق و حرارت)، قرارداد خرید تضمینی برق را براساس بازده الکتریکی مؤثر مولد خود منعقد نماید».

علاوه‌بر این، با توجه به بند «پ» آیین‌نامه اجرایی تبصره «۱» قانون بودجه سال ۱۳۹۵ کشور که بیان دارد:

«پ ـ وزارت نیرو موظف است مبلغ یکصدودو (۱۰۲) ریال به‌ازای هر کیلووات ساعت برق مصرفی کلیه مشترکین و برق صادراتی، بابت سهم هدفمندسازی یارانه‌ها که در کل سال معادل بیست و دو هزار میلیارد (۲۲,۰۰۰,۰۰۰,۰۰۰,۰۰۰) ریال می‌باشد به‌صورت ماهانه یک هزار و هشتصدوسی‌وسه میلیارد (۱,۸۳۳,۰۰۰,۰۰۰,۰۰۰) ریال به‌صورت علی‌الحساب بابت سهم هدفمندسازی یارانه‌ها مطابق قوانین ازجمله ماده (۱۲) قانون هدفمند کردن یارانه‌ها به‌حساب مربوطه در خزانه واریز نماید. سازمان برنامه و بودجه کشور موظف است به‌منظور حمایت از تولید برق، مبلغ بیست‌ودو هزار میلیارد (۲۲,۰۰۰,۰۰۰,۰۰۰,۰۰۰) ریال را در طی سال ۱۳۹۵، برای پرداخت به وزارت نیرو ماهانه به میزان حداقل معادل دریافتی هر ماه از طریق خزانه اختصاص داده و پرداخت نماید. با احتساب واریز و دریافت وجوه فوق و احتساب اعتبار موضوع ردیف (۱۲ـ ۵۲۰۰۰۰) قانون بودجه سال ۱۳۹۵ کل کشور، بهای سوخت مصرفی کلیه نیروگاه‌های کشور که تمامی برق تولیدی خود را با اعلام وزارت نیرو به شبکه سراسری عرضه می‌نمایند **ششصد و هفت (۶۰۷) ریال به‌ازای هر مترمکعب گاز طبیعی** و یا هر لیتر نفت کوره و نفت گاز، قابل تسویه‌حساب می‌باشد. نیروگاه‌های فوق‌الذکر موظفند به‌ازای هر لیتر فرآورده نفتی و یا هر مترمکعب گاز طبیعی تحویلی، ده (۱۰) ریال به‌صورت نقدی در قبال صورتحساب صادره توسط شرکت ملی پالایش و پخش فرآورده‌های نفتی ایران و شرکت ملی گاز ایران بابت قیمت سوخت پرداخت نمایند. تسویه‌حساب مالیات بر ارزش‌افزوده و عوارض قانونی سوخت تحویلی به نیروگاه‌ها براساس قیمت نقدی پرداختی نیروگاه‌ها صورت خواهد گرفت».

می‌توان گفت نرخ خرید برق مولدهای مقیاس کوچک برای اتصال در شبکه فشار متوسط و شبکه فشار ضعیف به‌ترتیب ۱۱۱۷ و ۱۲۰۷ ریال برای هر کیلووات خواهد بود.

ـ نهادهای مرتبط با اجرای طرح

همان‌طور که در موارد بالا اشاره شده است، بازیگران اصلی در فرآیند تولید برق از گازهای همراه نفت، شرکت ملی نفت و وزارت نیرو می‌باشند. شرکت ملی نفت در بخش ابتدایی یعنی خرید گازهای همراه

نفت برای تولید برق و وزارت نیرو در ترانزیت برق و یا فروش برق نقش اساسی دارند. البته سازمان‌هایی همانند سازمان حفاظت محیط زیست و وزارت صنعت، معدن و تجارت نیز نقش‌آفرین هستند.

ـ دوره زمانی اجرای پروژه

دوره قرارداد فروش گازهای همراه نفت برای تبدیل به برق حداقل ۵ و حداکثر ۱۰ سال می‌باشد. لذا با توجه به اینکه یک سال برای دوره ساخت مد نظر قرار گرفته شده است، پس قرارداد فروش برق باید برای ۴ یا ۹ سال باشد.

۵. محدودیت‌های سرمایه‌گذاران بخش خصوصی در طرح‌های جمع‌آوری گازهای همراه نفت[1]

۵-۱. اقتصادی ـ مالی

۵-۱-۱. مکانیسم قیمت‌گذاری دستوری محصولات (مایعات گازی) تولیدی از گازهای همراه نفت

در ارزیابی اقتصادی پروژه‌های جمع‌آوری و استفاده از گازهای همراه نفت، قیمت محصولات حاصل از فرآورش این گازها بالاخص قیمت مایعات گازی (NGL)، نقش قابل توجهی را در توجیه اقتصادی این طرح‌ها دارد. بررسی روش قیمت‌گذاری مایعات گازی نشان می‌دهد که درحال حاضر، شرکت ملی نفت قیمت‌گذاری این محصول را که به‌عنوان خوراک واحدهای پتروشیمی می‌باشد، برعهده دارد. ازاین‌رو، شرکت ملی نفت با توجه به اینکه واحدهای پتروشیمی باید در بازارهای بین‌المللی با برخورداری از مزیت وجود نفت و گاز در کشور، قدرت رقابتی داشته باشند، قیمتی را برای مایعات گازی تعیین می‌کند که برای واحدهای پتروشیمی مطلوب باشد. ولی این قیمت‌های دستوری موجب شده تا پروژه‌های استفاده از گازهای همراه نفت از قبیل واحدهای NGL به‌صورت مجزا توجیه اقتصادی نداشته باشند و تنها در صورتی توجیه پیدا کنند که واحدهای پتروشیمی در واحدهای NGL سرمایه‌گذار باشند و لذا سرمایه‌گذاران بخش‌های خصوصی دیگر نمی‌توانند وارد این طرح‌ها شوند. این حالت درواقع انحصاری را برای شرکت‌های پتروشیمی در واگذاری واحدهای NGL ایجاد کرده است.

۵-۱-۲. عدم شفافیت در فرمول ارائه شده شرکت ملی نفت برای قیمت‌گذاری گازهای همراه نفت

یکی از عوامل دیگر که در اجرا شدن طرح‌های جمع‌آوری گازهای همراه نفت و جذب سرمایه بخش خصوصی در این طرح‌ها نقش مؤثری دارند، قیمت‌گذاری گازهای همراه نفت است. در مزایده فروش گازهای همراه نفت، شرکت ملی نفت در دوره پنج‌ساله، قیمت ثابتی را برای این گازها در نظر گرفته و برای دوره بعد از پنج سال و در صورت تمدید قرارداد، فرمولی لحاظ نکرده است که این موضوع برای سرمایه‌گذار نوعی ریسک محسوب می‌شود. در واگذاری واحدهای NGL نیز، شرکت ملی نفت فرمولی

---

۱. مرکز همکاری‌های فناوری و نوآوری ریاست‌جمهوری، نشست‌های خبرگانی جمع‌آوری گازهای همراه نفت سوزانده شده، ۱۳۹۶.

را برای خوراک گازی واحدهای مختلف NGL ارائه کرده است که بررسی آن حاکی از وجود ابهاماتی برای سرمایه‌گذار می‌باشد. بررسی‌ها نشان می‌دهد که فرمول مربوطه به‌صورت زیر است:

$$P = \sum_{i=2}^{5+} W_{ci} P_i - (A \times \frac{Q_n}{Q_r} \times \sum_{j=2}^{5+} W_{cj} P_j) - B$$

اجزای این فرمول به‌صورت زیر است:

P: قیمت C_{2+} برداشتی کارخانه برحسب دلار در هر تن

W_{ci}, W_{cj}: درصد جرمی هر جزء هیدروکربور موجود در C_{2+} برداشتی کارخانه

P_i, P_j: قیمت هر جزء هیدروکربور موجود در C_{2+} برداشتی کارخانه[۱]

Q_n: میزان C_{2+} تحویلی به کارخانه در قرارداد اولیه

Q_r: میزان آمادگی فروشنده برای تحویل C_{2+} به کارخانه[۲]

B, A: مقادیر ثابت

نکات زیر را می‌توان در رابطه با این فرمول بیان کرد:

۱. همان‌طور که در قسمت قبل اشاره شد، در این فرمول مشاهده می‌شود که به‌دلیل بازگرداندن گاز سبک به شرکت ملی نفت، قیمت آن در فرمول لحاظ نشده است. شایان ذکر است، به‌طور معمول حدود ۸۰ درصد گازهای همراه نفت شامل گاز سبک (متان) و مابقی مایعات گازی و گازهای بی‌اثر می‌باشد. با توجه به دستورالعمل شرکت ملی نفت برای بازگرداندن گاز سبک، سرمایه‌گذاری بخش‌های خصوصی تنها برای استفاده از بخش کمی از گازهای همراه نفت است.

۲. در این فرمول مشاهده می‌شود که اعداد ثابتی در فرمول وجود دارند. بررسی‌های میدانی نشان می‌دهد که این اعداد برای واحدهای NGL متفاوت بوده و مشخص نیست بر چه اساسی تعیین خواهد شد.

۳. با توجه به اینکه قیمت مایعات گازی شامل اتان و هیدروکربورهای سنگین‌تر از اتان تحویلی به واحدهای پتروشیمی توسط شرکت ملی نفت تعیین می‌گردد، لذا می‌توان گفت که این فرمول نیز به نوعی دستوری است. در صورتی‌که با حضور سرمایه‌گذار بخش خصوصی ارتباط فرمول با بازار ضرورت دارد.

۴. شایان ذکر است که یکی از موضوعات مهم درزمینه جمع‌آوری گازهای مشعل، مسائل زیست‌محیطی است. با توجه به اینکه سرمایه‌گذار بخش خصوصی با راه‌اندازی واحد NGL، به نحوی در کاهش آلودگی محیط زیست مشارکت می‌کند، بنابراین دولت باید به‌ازای کاهش آلودگی از محل

---

۱. قیمت اجزای سنگین‌تر از اتان برابر با قیمت فروش محموله‌های مشابه شرکت ملی نفت و یا FOB خلیج‌فارس و قیمت اتان برابر با قیمت اتان تحویلی به واحدهای پتروشیمی می‌باشد.

۲. این مقدار براساس فرمول زیر محاسبه می‌شود:

$$Q = [(\rho_{input} \times V_{input}) - (\rho_{output} \times V_{output})]/1000$$

در این فرمول $\rho_{output}, \rho_{input}$ به‌ترتیب چگالی گاز برگشتی و برداشتی برحسب کیلوگرم در مترمکعب و V_{output}, V_{input} به‌ترتیب حجم گاز برگشتی و برداشتی برحسب مترمکعب در سال می‌باشد.

طرح سرمایه‌گذار بخش خصوصی پاداشی به شرکت خصوصی پرداخت کند. یکی از این پاداش‌ها، می‌تواند تخفیفات قیمتی باشد که باید در فرمول قیمت‌گذاری وارد شود.[۱] ولی بخشی برای این موضوع در فرمول قیمت‌گذاری گازهای مشعل وجود ندارد.

۳-۱-۵. تأمین مالی پروژه‌های جمع‌آوری گازهای همراه نفت

درحال حاضر یکی از مسائل اصلی در اجرای پروژه‌های جمع‌آوری گازهای همراه نفت، تأمین منابع مالی مورد نیاز است. به‌طور کلی برای تأمین مالی پروژه‌ها می‌توان از منابع مالی داخلی و خارجی (منابع مالی داخل کشور و خارج از کشور) استفاده کرد که عمدتاً به دو صورت بانک‌محور و بازار سرمایه‌محور می‌باشد.

ارزیابی اولیه طرح‌های سرمایه‌گذاری جمع‌آوری گازهای همراه نفت حاکی از آن است که براساس نوع طرح، حجم سرمایه‌گذاری مورد نیاز بین ۱۵ تا ۱۵۰۰ میلیون دلار خواهد بود. نکته‌ای که باید به آن توجه کرد این است که در شرایط فعلی برخی از سرمایه‌گذاران بخش‌های خصوصی حاضر در طرح‌های جمع‌آوری گازهای همراه نفت، قادر نیستند با استفاده از منابع مالی درون‌سازمانی، پروژه‌هایی با این حجم سرمایه‌گذاری را تأمین مالی کنند. لذا اکثر طرح‌ها (چه پروژه‌های استفاده از زیرساخت‌های موجود و چه پروژه‌های بهره‌برداری از واحدهای NGL با مقیاس کوچک یا بزرگ) نیاز به تأمین مالی دارند.

درحالی که در شرایط فعلی، بازار مالی داخلی کشور شامل بانک و بازار سرمایه نمی‌تواند پروژه‌هایی از قبیل واحدهای NGL که سهم بالایی در جمع‌آوری گازهای همراه نفت را دارند و نیازمند به حجم بالای منابع مالی هستند را تأمین مالی کنند. البته بررسی بازار سرمایه نشان می‌دهد که با استفاده از انتشار صکوک پروژه‌هایی در حد ۶۰ میلیون دلار را تأمین مالی کرد، ولی در این روش هزینه تأمین مالی بالا بوده و می‌تواند بر اقتصاد پروژه تأثیرگذار باشد. بنابراین سرمایه‌گذار بخش خصوصی در تأمین منابع مالی مورد نیاز با استفاده از بازار مالی داخلی با محدودیت روبرو است. تأمین منابع مالی از بازارهای مالی خارجی نیز در شرایط فعلی کشور که هنوز توافقات هسته‌ای نتوانسته فضای مناسبی را برای تأمین مالی از این بازارها ایجاد کند، دارای محدودیت است. حال اگر پروژه‌های مختلف کشور نیز مد نظر قرار گیرد، می‌توان درک کرد که شرکت‌های فعال در طرح‌های جمع‌آوری گازهای همراه نفت، محدودیت زیادی در تأمین منابع مالی از بازارهای مالی داخلی و خارجی دارند.

۴-۱-۵. اخذ ضمانتنامه‌های بانکی از سرمایه‌گذاران بخش خصوصی

یکی دیگر از محدودیت‌هایی که شرکت‌های بخش‌های خصوصی برای حضور در طرح‌های جمع‌آوری گازهای همراه نفت با آن مواجهند، اجبار شرکت ملی نفت در اخذ ضمانت‌های بانکی از شرکت‌های بخش

---

۱. البته معافیت‌های مالیاتی و یا خرید گاز سبک تولیدی از واحدهای NGL توسط شرکت ملی گاز برای دوره زمانی خاص، روش‌های دیگری به‌منظور دادن پاداش به شرکت‌های خصوصی برای جمع‌آوری گازهای مشعل می‌باشد. ازطرف‌دیگر، در نظر گرفتن جرائم زیست‌محیطی به‌دلیل سوزاندن گازهای همراه نفت، می‌تواند مالک یا تولیدکننده این گازها را برای جمع‌آوری گازهای سوزانده شده و کاهش هزینه‌ها ترغیب نماید.

خصوصی است. بررسی‌های میدانی نشان می‌دهد که گرفتن این‌گونه ضمانتنامه‌های بانکی برای شرکت‌های کوچک همواره مشکل بوده و برای این شرکت‌ها محدودیت‌هایی وجود دارد.

۵-۱-۵. پایین بودن قیمت برق تولیدی از گازهای همراه نفت

پایین بودن قیمت برق تولیدی از گازهای همراه نفت موجب شده است تا این طرح برای جمع‌آوری گازهای همراه نفت، توجیه اقتصادی نداشته باشد. محاسبات اقتصادی نشان می‌دهد که در قیمت‌های ذکر شده برای خرید تضمینی برق، اگر پروژه دارای دوره بهره‌برداری حداقل ده‌ساله باشد، آنگاه توجیه اقتصادی خواهد داشت. در غیر این‌صورت پروژه برای دوره بهره‌برداری چهارساله اقتصادی نخواهد بود. البته اگر قیمت برق به بیش از ۱۵۰۰ ریال برای هر کیلووات افزایش یابد، آنگاه طرح اقتصادی خواهد بود.

۵-۲. فنی و تکنولوژیکی

موضوع دیگری که می‌تواند به مانعی برای جمع‌آوری گازهای همراه نفت مطرح شود، موانع فنی و تکنولوژیکی مانند محدودیت در انتخاب یا دسترسی به فناوری، قدیمی بودن تجهیزات موجود و همچنین عدم توسعه زیرساخت‌های استفاده مستقیم از گازهای همراه است.

۵-۲-۱. فرسودگی تأسیسات موجود جمع‌آوری گازهای همراه نفت

درحال حاضر فرسودگی تجهیزات و تأسیسات مورد استفاده در مناطق عملیاتی نفت، یکی از موانع اصلی جمع‌آوری گازهای همراه نفت می‌باشد. این فرسودگی شامل واحدهای NGL، ایستگاه‌های تقویت فشار، واحدهای بهره‌برداری و نمک‌زدایی و خطوط لوله می‌شود. بررسی واحدهای NGL موجود نشان می‌شود که از بین ۱۲ واحد NGLای که جمع‌آوری گازهای همراه نفت را برعهده دارند، چهار واحد NGL[۱] دارای ظرفیت عملیاتی زیر ۳۰ درصد هستند.

علاوه‌بر این، در برخی از واحدهای بهره‌برداری فرسودگی تجهیزات موجب شده تا میزان فلر میدان افزایش یابد. به‌عنوان مثال، در میدان رگ سفید ۱ (واقع در منطقه عملیاتی آغاجاری) فرسودگی ایستگاه‌های تقویت فشار و خطوط لوله موجب شد تا حجم فلر در این میدان به ۲/۵ میلیون مترمکعب در روز برسد. مثال دیگر برای چنین شرایطی در واحد بهره‌برداری بی‌بی حکیمه ۱ و ۲ نیز وجود دارد که میزان فلر در این واحد به ۱/۴ میلیون مترمکعب در روز رسیده است و نیازمند اصلاح ایستگاه تقویت فشار است. این فرسودگی‌ها موجب می‌شود تا سرمایه‌گذاران بخش‌های خصوصی نتوانند به‌طور مطلوب از زیرساخت‌های موجود برای جمع‌آوری گازهای مشعل استفاده کنند.

---

۱. واحدهای NGL-100، NGL-200، NGL-300 و NGL-500.

۵-۲-۲. وابستگی تأمین خوراک واحدهای NGL به توسعه طرح‌های بالادستی

یکی از مشکلات دیگری که سرمایه‌گذاران بخش‌های خصوصی در اجرای طرح‌های جمع‌آوری گازهای همراه نفت بالاخص طرح‌های NGL با آن مواجهند، وابستگی تأمین خوراک این طرح‌ها به توسعه بخش‌های بالادستی واحدهای NGL می‌باشد. هزینه سرمایه‌ای بالا، درگیر شدن سرمایه‌گذار در ریسک بخش بالادستی و عدم تخصص سرمایه‌گذار در انجام امور بالادستی نفت و گاز از مشکلات اصلی در چنین شرایطی است. لذا چنین وضعیتی علاوه‌بر زمانبر کردن اجرای پروژه بهره‌برداری از واحدهای NGL، موجب افزایش هزینه‌های سرمایه‌گذاری نیز خواهد شد. به‌عنوان مثال، همان‌طور که در جدول ۴ مشاهده می‌شود، در بهره‌برداری سه واحد NGL-1700، NGL-1800 و NGL-2300 بهره‌برداری از این واحدها منوط به اجرای طرح‌های بالادستی همچون توسعه مخازن گازی و طرح Posfer است.[۱]

جدول ۴. طرح‌های بالادستی مربوط به واحدهای NGL

عنوان واحد	بخش بالادستی
NGL-1700	توسعه مخزن کارون بنگستان
NGL-1800	توسعه مخزن مارون خامی
NGL-2300	اجرای طرح POSFER

مأخذ: مؤسسه مطالعات انرژی سبحان، ۱۳۹۴.

۵-۳. نهادی

یکی از جنبه‌های دیگری که در اجرای طرح‌های سرمایه‌گذاری موانعی را ایجاد کرده است، جنبه نهادی امور مرتبط به طرح‌های جمع‌آوری گازهای همراه نفت می‌باشد. این عوامل با به تأخیر انداختن روند اجرایی طرح‌ها و در برخی موارد با تأثیرگذاری بر اقتصاد طرح، در جمع‌آوری گازهای همراه نفت اختلال ایجاد می‌کنند. ازاین‌رو، در ادامه موانع نهادی تشریح شده است.

۵-۳-۱. نبود قانون جامع و کامل برای جمع‌آوری گازهای همراه نفت

یکی از مشکلات و موانع اساسی در جمع‌آوری گازهای همراه نفت سوزانده شده نبود قوانین و مقررات جامع و کامل برای استفاده از این گازهاست. همان‌طور که در جدول ۵ و ۶ مشاهده می‌شود، در برنامه‌های اول تا پنجم توسعه و قوانین بودجه‌ای کشور، بندهایی برای جمع‌آوری گازهای همراه نفت بیان شده است، ولی این قوانین در زمینه گازهای همراه نفت نتوانسته مکانیسمی اجرایی را برای جمع‌آوری این گازها ایجاد کند.

۱. در بخش آسیب‌شناسی واگذاری واحدهای NGL مطالب بیشتری در این رابطه بیان شده است.

جدول ۵. بندهای برنامه‌های توسعه در رابطه با جمع‌آوری گازهای همراه نفت

برنامه	شماره بند یا بخش	توضیحات
برنامه اول توسعه	بخش (۴) بند (ب) قسمت یکم	اولویت به جمع‌آوری گازهای همراه نفت میادین مختلف فلات قاره
برنامه دوم توسعه	بند «م» تبصره ۲۲ (تسهیلات بیع‌متقابل)	اشاره به طرح‌هایی مثل جمع‌آوری گازهای همراه نفت لایه بنگستان (آماک)، جمع‌آوری گازهای همراه نفت و تزریق به میدان درود و احداث کارخانجات گاز و گازمایع
برنامه چهارم توسعه	بند «د» ماده ۱۴	اجرای طرح‌های نوسازی و بهینه‌سازی تأسیسات نفتی، تبدیل گاز طبیعی به فرآورده‌های مایع DME, GTL, LNG، برای جمع‌آوری گازهای همراه نفت
برنامه پنجم توسعه	بند «ب» ماده ۲۲۹	جمع‌آوری گازهای همراه نفت به منظور تأمین نیاز داخلی به گاز و افزایش ظرفیت صادراتی

جدول ۶. بندهای قوانین بودجه کشور در رابطه با جمع‌آوری گازهای همراه نفت سوزانده شده

برنامه	شماره بند یا بخش	توضیحات
قانون بودجه سال ۱۳۸۱	بند «ل» تبصره ۲۱	استفاده از منابع مالی خارجی تا سقف ۲ میلیارد دلار به منظور جمع‌آوری گاز همراه نفت
قانون بودجه سال ۱۳۸۴، ۱۳۸۶، ۱۳۸۷ و ۱۳۸۸	بند «د»، تبصره ۱۱	مستثنی کردن گاز همراه نفت در تعیین قیمت برای واریز ارزش آن به خزانه‌داری کل کشور
قانون بودجه سال ۱۳۸۵	بند «ل»تبصره ۱۱	مکلف کردن شرکت‌های نفت و گاز برای کاهش آلودگی
قانون بودجه سال ۱۳۸۹	بند (۴) بخش «ب»	تعیین ارزش گاز همراه نفت معادل ۳۰٪ قیمت گاز خام تولیدی از میادین نفت و گاز ایران
	بند «د» تبصره ۱۰	پرداخت عوارض آلایندگی توسط شرکت‌های فعال در امور نفت و گاز
قانون بودجه سال ۱۳۹۰ و ۱۳۹۲	بند «ر» قسمت ۱	اجاز فروش گاز همراه نفت و تعیین ارزش گاز همراه نفت معادل یک سوم قیمت گازطبیعی تصفیه شده تحویلی به صنایع از میادین نفت و گاز ایران
قانون بودجه سال ۱۳۹۳	جزء (۱) بند (ق) تبصره (۲)	اجازه دادن به دولت برای استفاده از روش‌های مختلف از قبیل بیع‌متقابل، روش «ساخت،بهره‌برداری وتحویل» (BOT) و یا روش‌های مذکور در بند (ب) ماده (۲۱۴) قانون برنامه پنجم توسعه برای اجرای طرح‌های جمع‌آوری گازهای همراه نفت

اخیراً نیز در راستای جمع‌آوری گازهای همراه نفت، در بند «الف» ماده (۴۸) قانون برنامه ششم توسعه آمده است که دولت مکلف است:

الف) کلیه طرح‌های جمع‌آوری، مهار، کنترل و بهره برداری از گازهای همراه تولید و مشعل در کلیه میادین نفت و تأسیسات صنعت نفت را با تسهیل و تعیین نرخ عادلانه خوراک آنها ظرف مدت حداکثر سه ماه از تاریخ تصویب این قانون از طریق فراخوان به شرکت‌های بخش خصوصی و تعاونی واگذار کند به‌گونه‌ای که تا پایان برنامه حداقل ۹۰ درصد گازهای مشعل مهار و کنترل شده باشد.

در این ماده با بیان مواردی همچون تعیین نرخ عادلانه برای گازهای همراه نفت، حضور سرمایه‌گذار بخش خصوصی و تعاونی و در نظر گرفتن مدت زمانی مشخص برای فراخوان فروش گازهای همراه نفت تلاش شده است تا نسبت به مواد قانونی برنامه‌های توسعه گذشته در مورد جمع‌آوری گازهای همراه نفت کمی مؤثرتر و عملی‌تر باشد، ولی تجارب گذشته در مورد جمع‌آوری گازهای همراه نفت سوزانده شده و قوانین برنامه‌های توسعه نشان می‌دهد که اجرایی شدن برنامه‌های جمع‌آوری گازهای همراه نفت نیاز به

قانون جامع، کامل و مختص این نوع گازها دارد تا مکملی برای قوانین برنامه‌های توسعه از قبیل ماده (۴۸) قانون برنامه ششم توسعه باشد. به عنوان مثال در برنامه‌های سوم، چهارم و پنجم مقرر شده بود تا به‌ترتیب ۵۵ ، ۷۴/۷ و ۸۱/۵ درصد از گازهای همراه نفت سوزانده شده جمع‌آوری شود، ولی در عمل چنین اهدافی محقق نشده است. یکی از دلایل عدم تحقق این اهداف برنامه‌های توسعه در زمینه جمع‌آوری گازهای همراه نفت سوزانده شده، نبود قانون مختص گازهای همراه نفت است.

شایان ذکر است بررسی تجربه کشورهایی همچون نیجریه، آمریکا و روسیه در مورد گازهای همراه نفت نشان می‌دهد که در این کشورها قوانین و مقررات خاصی در رابطه با جلوگیری از سوزاندن گازهای همراه نفت وجود دارد. به‌رغم اینکه حجم بالایی از گازهای همراه نفت در ایران سوزانده می‌شود و بنابر آمارهای بانک جهانی، ایران در سال ۲۰۱۵ بعد از روسیه و عراق در رده دوم حجم فلر قرار گرفته است، هنوز قانونی مختص گازهای همراه نفت سوزانده شده وجود ندارد.

۲-۳-۵. بوروکراسی اداری در اجرای طرح‌های سرمایه‌گذاری جمع‌آوری و استفاده از گازهای همراه نفت

بررسی روند اجرایی طرح‌های سرمایه‌گذاری جمع‌آوری گازهای همراه نفت نشان می‌دهد که روند کُند پاسخگویی بدنه شرکت ملی نفت به سرمایه‌گذاران بخش خصوصی یکی از موانع در پیشرفت طرح‌های سرمایه‌گذاری جمع‌آوری و استفاده از گازهای همراه نفت است. بنابر اظهارات شرکت‌های بخش خصوصی در برخی موارد حدود دو الی سه ماه طول می‌کشد تا شرکت ملی نفت و یا شرکت‌های تابعه به نامه‌های این شرکت‌ها پاسخگو باشند. البته یکی از دلایل اصلی چنین شرایطی، نبود ساختار اداری، حقوقی و قراردادی مناسب برای فروش گازهای همراه نفت به سرمایه‌گذاران بخش خصوصی است.

۳-۳-۵. عدم دسترسی سرمایه‌گذار بخش خصوصی به اطلاعات مربوط به مشخصات گازهای همراه نفت

ویژگی و مشخصات گازهای همراه نفت یکی از عوامل مهم در بررسی‌های اقتصادی و فنی پروژه‌های جمع‌آوری گازهای همراه نفت محسوب می‌شود. هرچقدر اطلاعات مربوط به مشخصات این گازها دقیق‌تر و در دسترس باشد، برآوردهای دقیق‌تری می‌توان از محصولات تولیدی داشت. بررسی‌های میدانی نشان می‌دهد شرکت‌های بخش خصوصی که قصد سرمایه‌گذاری را در طرح‌های جمع‌آوری گازهای همراه نفت دارد، باید به‌سختی به این اطلاعات دست پیدا کند. اگر سرمایه‌گذار بخش خصوصی نتواند به این اطلاعات دسترسی داشته باشد و یا اینکه اطلاعات مربوط به مشخصات گاز همراه نفت از دقت کافی برخوردار نباشد آنگاه برآوردهای اقتصادی و فنی مربوط به طرح‌های استفاده از گازهای همراه نفت مؤثر بوده و می‌تواند در روند اجرای طرح اختلال ایجاد کند.

۴-۳-۵. ناهماهنگی بین بخش‌های مختلف مرتبط با اجرای طرح‌های گازهای همراه نفت

چالش دیگری که در طرح‌های جمع‌آوری و استفاده از گازهای همراه نفت وجود دارد، عدم هماهنگی بین بخش‌های مختلف جمع‌آوری گازهای همراه نفت می‌باشد. از آنجایی که در برخی از طرح‌های جمع‌آوری گازهای همراه نفت بخش‌های مختلف بدنه وزارت نفت و شرکت ملی نفت نقش دارند، نبود هماهنگی می‌تواند روند اجرایی طرح را به تأخیر بیندازد. به‌عنوان مثال یکی از طرح‌های استفاده از گازهای همراه نفت، فرآورش گازهای همراه نفت با استفاده از زیرساخت‌های موجود و فروش محصولات تولیدی ازجمله گاز سبک از طریق سوآپ گازی می‌باشد. در این طرح، علاوه‌بر بخش‌های مختلف شرکت تابعه شرکت ملی نفت از قبیل بخش گاز و گاز مایع، بخش‌های قراردادی و حقوقی و بهینه‌سازی انرژی، شرکت ملی گاز و شرکت‌های پتروشیمی نیز درگیر هستند.

۵-۳-۵. وجود قدرت انحصاری در بخش‌های بالادستی و پایین‌دستی طرح‌های سرمایه‌گذاران بخش خصوصی

بررسی ساختار بخش‌های بالادستی و پایین‌دستی طرح‌های جمع‌آوری گازهای همراه نفت توسط سرمایه‌گذاران بخش خصوصی بالاخص طرح استفاده از زیرساخت‌های موجود نشان می‌دهد که این شرکت‌های بخش خصوصی در بالادست و پایین‌دست با ساختار انحصاری مواجه است. در بخش بالادستی، شرکت ملی نفت تنها فروشنده گازهای همراه نفت می‌باشد، لذا می‌تواند در برخی از بخش‌های قراردادی از قبیل تعیین قیمت گازهای همراه نفت و یا تعیین تعرفه برای استفاده از زیرساخت‌های موجود از قدرت انحصاری خود برای کسب منفعت بیشتر استفاده کند. در بخش پایین‌دستی نیز سرمایه‌گذاران بخش خصوصی برای فروش محصولات با شرایط انحصاری مواجه می‌باشد. در بازار فروش مایعات گازی، تنها یک یا دو خریدار (واحدهای پتروشیمی مارون و بندرامام) برای مایعات گازی موجود هستند که زیرساخت‌های انتقال مایعات را نیز در اختیار دارند. همچنین برای فروش گاز سبک، سرمایه‌گذار بخش خصوصی دو گزینه پیش‌رو دارد: ۱. مصرف‌کنندگان خصوصی دیگر همچون ایستگاه‌های CNG و واحدهای پتروشیمی و ۲. شرکت ملی گاز. در هر دو گزینه به‌نحوی با انحصار شرکت ملی گاز مواجهند. اگر گزینه اول را برای فروش گاز سبک انتخاب کند آنگاه برای سوآپ گاز با انحصار شرکت ملی گاز در خطوط انتقال روبرو است و اگر گزینه دوم را انتخاب کند آنگاه تنها خریدار گاز سبک، شرکت ملی گاز است. در نهایت می‌توان گفت که شرکت‌های خصوصی در فروش محصولات خود نیز با انحصار مواجه است.

البته یکی از مهمترین راهکارها برای حل این چالش وضع قوانین و ایجاد رگولاتور و تنظیم قوانین و مقررات برای تنظیم روابط بین سرمایه‌گذاران بخش‌های خصوصی و شرکت‌های دارای انحصار می‌باشد. از این طریق حضور شرکت‌های بخش خصوصی در طرح‌های جمع‌آوری گازهای همراه نفت تا حدودی تسهیل خواهد شد.

جمع‌بندی و پیشنهادهای سیاستی

جمع‌بندی

بنا بر آنچه بیان شد، بررسی طرح‌های استفاده از گازهای همراه نفت نشان می‌دهد که از اوایل دهه ۸۰ تا سال ۱۳۹۳ این دسته از پروژه‌ها برای شرکت ملی نفت اولویت کمتری داشته‌اند. به‌ویژه با توجه به مشکلات مالی شرکت ملی نفت، هزینه سرمایه‌ای بالای طرح‌های جمع‌آوری گازهای همراه نفت (۹/۸ میلیارد دلاری برای واحدهای NGL) موجب شده است تا سازمان‌های متولی نفت و گاز این پروژه‌ها را از اولویت خارج کنند. از همین رو، شرکت ملی نفت، از اواخر آبان‌ماه ۱۳۹۳ طرح‌هایی از قبیل واگذاری واحدهای NGL را به شرکت‌های بخش خصوصی و فروش گازهای همراه نفت سوزانده شده اعلام کرد. به‌عبارت دیگر، شرکت ملی نفت مجوز حضور سرمایه‌گذاران بخش خصوصی در طرح‌های استفاده از گازهای همراه نفت سوزانده شده را داده است.

ازاین‌رو، در این گزارش، برخی از ابزارها، لوازم و محدودیت‌هایی که شرکت‌های بخش خصوصی برای حضور در طرح‌های جمع‌آوری گازهای همراه نفت سوزانده شده باید مد نظر قرار دهد، مورد بررسی قرار گرفته است. همان‌طور که در جدول ۷ مشاهده می‌شود، ابزارها و لوازم متعددی برای طرح‌های جمع‌آوری گازهای همراه نفت سوزانده شده مورد نیاز است. ضرورت دارد تا متقاضی سرمایه‌گذاری در طرح‌های NGL مواردی همچون رویکرد واگذاری واحدهای NGL شرکت ملی نفت، نحوه تخصیص محصولات، مکانیسم قیمت‌گذاری خوراک گازی (گاز همراه نفت)، نهادهای مرتبط (بازیگران) و مکانیسم قیمت‌گذاری محصولات قابل فروش (مایعات‌گازی) را مد نظر قرار دهند. همچنین متقاضیان سرمایه‌گذاری در طرح فروش گازهای همراه نفت سوزانده شده باید اطلاعات مناسبی در رابطه با نحوه ورود به طرح، دوره زمانی اجرای طرح، بازیگران مرتبط، مکانیسم فروش محصولات و نحوه قیمت‌گذاری محصولات داشته باشند.

جدول ۷. لوازم و ابزارهای مورد نیاز برای ورود به طرح‌های جمع‌آوری گازهای همراه نفت سوزانده شده

نوع طرح	اطلاعات مورد نیاز سرمایه‌گذاری	توضیحات
واحدهای NGL	واگذاری واحدهای NGL	رویکرد فعلی شرکت ملی نفت: واگذاری واحدهای NGL به همراه توسعه بخش بالادستی به سرمایه‌گذاران بخش خصوصی
	نحوه تخصیص محصولات	بازگرداندن گاز سبک به شرکت ملی نفت به‌صورت رایگان و مدیریت فروش مایعات گازی توسط شرکت بخش خصوصی
	مکانیسم قیمت‌گذاری خوراک گازی (گاز همراه نفت)	قیمت‌گذاری خوراک گازی مبتنی‌بر فرمول برای هر واحد NGL
	نهادهای مرتبط (بازیگران)	شرکت ملی نفت و شرکت‌های تابعه، سازمان حفاظت محیط زیست، وزارت صنعت، معدن و تجارت، وزارت جهاد کشاورزی

نوع طرح	اطلاعات مورد نیاز سرمایه‌گذاری	توضیحات
	مکانیسم قیمت‌گذاری محصولات قابل فروش (مایعات‌گازی)	قیمت‌گذاری دستوری توسط وزارت نفت
فروش گازهای مشعل به سرمایه‌گذاران بخش خصوصی	نحوه ورود به طرح	ارائه پیشنهاد به بخش معاونت سرمایه‌گذاری و توسعه شرکت ملی نفت و یا مدیریت شرکت ملی نفت و شرکت‌های تابعه
	دوره زمانی اجرای طرح	حداقل ۵ و حداکثر ۱۰ سال
	بازیگران مرتبط	شرکت ملی نفت و شرکت‌های تابعه، شرکت‌های پتروشیمی، شرکت ملی گاز، وزارت نیرو
	مکانیسم فروش محصولات	۱. فروش گاز سبک از طریق سوآپ داخلی ۲. فروش مایعات گازی به شرکت‌های پتروشیمی ۳. فروش برق به وزارت نیرو و یا فروش برق به‌صورت سوآپ
	نحوه قیمت‌گذاری محصولات	۱. فروش گاز مبتنی‌بر قیمت‌های اعلامی شرکت ملی گاز ۲. فروش مایعات گازی مبتنی‌بر قیمت اعلامی وزارت نفت ۳. فروش برق مبتنی‌بر قیمت‌های اعلامی وزارت نیرو

موضوع دیگری که متقاضیان سرمایه‌گذاری در طرح‌های جمع‌آوری گازهای همراه نفت سوزانده شده باید مد نظر قرار دهند، محدودیت‌های مرتبط با این طرح‌هاست. مطابق با جدول ۸، بررسی‌ها نشان می‌دهد که چالش‌های مختلفی در فرآیند بهره‌برداری و اجرای طرح‌های جمع‌آوری گازهای همراه نفت سوزانده شده وجود دارد. این چالش‌ها را می‌توان به سه حوزه اقتصادی ـ مالی، فنی و نهادی تقسیم‌بندی کرد.

جدول ۸. محدودیت‌های مرتبط با طرح‌های جمع‌آوری گازهای همراه نفت سوزانده شده

نوع محدودیت	محدودیت	طرح‌های تأثیرپذیر
اقتصادی ـ مالی	مکانیسم قیمت‌گذاری دستوری محصولات تولیدی از گازهای همراه نفت	طرح‌های NGL
	عدم شفافیت در فرمول ارائه شده شرکت ملی نفت برای قیمت‌گذاری گازهای همراه نفت	طرح‌های NGL
	تأمین مالی پروژه‌های جمع‌آوری گازهای همراه نفت	طرح‌های NGL و فروش گازهای مشعل به سرمایه‌گذاران بخش خصوصی
	اخذ ضمانتنامه‌های بانکی از بخش خصوصی	طرح‌های NGL و فروش گازهای مشعل به سرمایه‌گذاران بخش خصوصی
	پایین بودن قیمت برق تولیدی از گازهای همراه نفت	فروش گازهای مشعل به سرمایه‌گذاران بخش خصوصی
فنی ـ تکنولوژیکی	فرسودگی تأسیسات موجود جمع‌آوری گازهای همراه نفت	طرح‌های NGL و فروش گازهای مشعل به سرمایه‌گذاران بخش خصوصی
	وابستگی تأمین خوراک واحدهای NGL به توسعه	طرح‌های NGL

نوع محدودیت	محدودیت	طرح‌های تأثیرپذیر
	طرح‌های بالادستی	
نهادی	نبود قانون جامع و کامل برای جمع‌آوری گازهای همراه نفت	طرح‌های NGL و فروش گازهای مشعل به سرمایه‌گذاران بخش خصوصی
	بوروکراسی اداری در اجرای طرح‌های سرمایه‌گذاری جمع‌آوری و استفاده از گازهای همراه نفت	طرح‌های NGL و فروش گازهای مشعل به سرمایه‌گذاران بخش خصوصی
	عدم دسترسی سرمایه‌گذار بخش خصوصی به اطلاعات مربوط به گازهای همراه نفت	طرح‌های NGL و فروش گازهای مشعل به سرمایه‌گذاران بخش خصوصی
	ناهماهنگی بین بخش‌های مختلف مرتبط با اجرای طرح‌های جمع‌آوری گازهای همراه نفت	طرح‌های NGL و فروش گازهای مشعل به سرمایه‌گذاران بخش خصوصی
	وجود قدرت انحصاری در بخش‌های بالادستی و پایین‌دستی طرح‌های بخش خصوصی	طرح‌های NGL و فروش گازهای مشعل به سرمایه‌گذاران بخش خصوصی

پیشنهادهای سیاستی

برای رفع محدودیت‌ها و چالش‌های مرتبط با اجرای طرح‌های جمع‌آوری گازهای همراه نفت سوزانده شده و حضور سرمایه‌گذاران بخش خصوصی در این طرح‌ها دو رویکرد زیر پیشنهاد می‌شود:

۱. تدوین و ابلاغ آیین‌نامه(های) داخلی همچون «شیوه‌نامه دادوستد گازهای مشعل با خریداران» در وزارت نفت و وزارت نیرو به‌منظور رفع برخی چالش‌ها همچون مکانیسم قیمت‌گذاری دستوری مایعات گازی، عدم شفافیت در فرمول قیمت‌گذاری خوراک گازی، بوروکراسی اداری و عدم دسترسی به اطلاعات. این پیشنهاد جنبه درون‌سازمانی داشته و محدوده اجرایی آن نیز در حیطه آن سازمان می‌باشد.

۲. تدوین و تصویب قانون جامع ساماندهی گازهای همراه نفت به‌منظور رفع چالش‌هایی همچون قدرت انحصاری در بخش‌های بالادستی و پایین‌دستی طرح‌ها جمع‌آوری گازهای مشعل، تشویق ورود سرمایه‌گذاران بخش‌های خصوصی به طرح‌های جمع‌آوری گازهای همراه نفت سوزانده شده، ایجاد هماهنگی بین بازیگران مؤثر در طرح‌های جمع‌آوری گازهای همراه نفت سوزانده شده، تسهیل حضور سرمایه‌گذار بخش خصوصی در طرح‌ها. این پیشنهاد مبتنی‌بر یک رویکرد کلان و بین‌سازمانی است که حیطه اجرایی آن بازیگران مختلف درگیر در زمینه جمع‌آوری گازهای همراه نفت سوزانده شده می‌باشد. بنابراین لازم است تا برای تسریع و تداوم جمع‌آوری گازهای همراه نفت سوزانده شده، قانونی جامع برای ساماندهی گازهای همراه نفت سوزانده شده تدوین و به تصویب مجلس شورای اسلامی برسد.

پیوست

شیوه‌نامه دادوستد گازهای مشعل با خریداران

به‌منظور جلوگیری از سوختن گازهای مشعل، با هدف کاهش سوءزیست‌محیطی، ایجاد ارزش‌افزوده از

این منابع و ایجاد فرصت‌های سرمایه‌گذاری و کسب‌وکار، بدین‌وسیله به استناد بند «الف» ماده (۴۸) قانون برنامه پنج‌ساله ششم توسعه مصوب سال ۱۳۹۵، شیوه‌نامه دادوستد شرکت ملی نفت ایران (که از این پس با نام «شرکت نفت» نام برده می‌شود) با خریداران گازهای مشعل (که از این پس از ایشان به‌عنوان «خریدار» نام برده می‌شود)، به‌شرح ذیل جهت اجرا ابلاغ می‌شود.

ماده (۱) ــ کلیه گازهای همراه و مشعل تولیدی در میادین نفتی / گازی و تأسیسات صنعت نفت که مطابق طرح و برنامه‌ریزی‌های فعلی حداقل ظرف مدت دو سال از تاریخ این ابلاغیه درحال سوختن خواهند بود، مشمول واگذاری موضوع این ابلاغیه خواهند شد. «شرکت نفت» موظف است ظرف مدت دو ماه از تاریخ این ابلاغیه نسبت به عرضه عمومی و اعلام فراخوان فروش گازهای مشعل تحت اختیار و مدیریت خود به بخش غیردولتی اقدام نماید.

تبصره ــ درصورتی‌که پس از پایان مهلت فراخوان موضوع این ماده، صرفاً یک متقاضی برای هریک از اقلام فراخوان موجود باشد، نسبت به واگذاری با قیمت موضوع ماده (۲) اقدام خواهد شد.

ماده (۲) ــ قیمت پایه واگذاری گازهای موضوع این ابلاغیه در هر مورد با تشخیص «شرکت نفت»، برحسب دسترسی «خریدار» به سرویس‌های جانبی، حجم گاز در اختیار و کیفیت گاز، مدت زمان واگذاری و محل تحویل گاز «خشکی یا فراساحل» بین (۰/۵) تا (۲) سنت دلار در هر مترمکعب گاز تعیین خواهد شد.

ماده (۳) ــ دوره قرارداد حسب مورد تا زمان بهره‌برداری پیش‌بینی شده از پروژه یا طرح مشخصی خواهد بود که پیش از این برای جمع‌آوری و بهره‌برداری از آن گاز برنامه‌ریزی شده است. در صورت تأخیر در بهره‌برداری برنامه‌ریزی شده، امکان تمدید مدت قرارداد تا زمان بهره‌برداری وجود دارد. در سایر موارد، دوره قرارداد حداقل ۵ سال و حداکثر ۱۰ سال خواهد بود.

ماده (۴) ــ نوع قرارداد منعقده با «خریدار» قرارداد فروش گاز خام است و هرگونه سرمایه‌گذاری مورد نیاز برای بهره‌برداری از گاز مشعل خریداری شده، برعهده «خریدار» است.

ماده (۵) ــ «خریدار» می‌تواند گازهای مشعل خریداری شده را با نصب تجهیزات و تأسیسات لازم، جمع‌آوری، حسب مورد فشارافزایی کرده و با استاندارد مورد قبول «شرکت نفت» به شبکه و خطوط انتقال این شرکت تزریق نموده و از ظرفیت خالی تأسیسات جمع‌آوری/ فرآورش گازهای همراه موجود در اختیار «شرکت نفت» با پرداخت کارمزد بهره گرفته و هیدروکربورهای موجود در گاز مشعل را تفکیک، تثبیت و به مبادی مصرف ازجمله واحدهای پتروشیمی داخلی به‌عنوان خوراک / سوخت و یا به مشترکان داخلی شرکت ملی گاز ایران، منتقل و یا سوآپ کند.

در مواردی که «خریدار»، تمام گاز سبک را به «شرکت نفت» تحویل دهد، به نسبت گاز سبک بازگشتی به «شرکت نفت» به کل گاز سبک، بهای گاز خام فروخته شده به «خریدار» از وی دریافت نخواهد شد.

ماده (۶) ــ «شرکت نفت» در قبال انتقال گاز، عملیات جداسازی NGL و حسب مورد شیرین‌سازی آن به‌ازای هر مترمکعب گاز خام دریافتی از «خریدار» برابر ۰/۴ تا ۱ سنت دلار کارمزد دریافت می‌کند. مبلغ دقیق کارمزد در هر مورد حسب نوع خدمت ارائه شده و هزینه‌های مترتب بر آن، به تشخیص شرکت نفت و حسب توافق با «خریدار» تعیین خواهد شد.

ماده (۷) ــ شرکت ملی گاز ایران در قبال انتقال یا سوآپ گاز طبیعی و حسب مورد شیرین‌سازی آن به‌ازای هر مترمکعب گاز تحویلی به خطوط انتقال این شرکت و متعاقباً عودت آن در نقطه‌ای دیگر (با توجه به ظرفیت‌های فنی، عملیاتی و برنامه‌های این شرکت)، کارمزد دریافت خواهد کرد. این کارمزد براساس ضوابط و رویه‌های شرکت ملی گاز ایران، حسب مورد توسط این شرکت و در توافق با «خریدار» تعیین خواهد شد.

ماده (۸) ــ نحوه اندازه‌گیری و صدور صورتحساب

۱. «خریدار» موظف به نصب کنتورهای استاندارد مطابق توافق با «شرکت نفت»/ شرکت گاز/ اداره کل نظارت بر صادرات و مبادلات مواد نفتی، برای اندازه‌گیری میزان گاز دریافتی/ تحویلی از/ به «شرکت نفت» شرکت گاز می‌باشد.

۲. میزان گاز دریافتی/ تحویلی از/ به «شرکت نفت» به‌صورت ماهانه حسب مورد توسط شرکت نفت یا شرکت ملی گاز ایران تعیین خواهد شد.

۳. تمام فرآورده‌های استحصالی (تفکیک شده یا نشده) از گاز مشعل دریافتی از «خریدار» به‌صورت امانی در اختیار«شرکت نفت» است و «خریدار» مجاز است آنها را به هرکس و به هر قیمتی بفروشد. فروش، قیمت فروش و نحوه وصول بهای این فرآورده‌ها از شرکت‌های پتروشیمی و امثال آنها برعهده خود «خریدار» خواهد بود.

تبصره ــ در مواردی که شرکت نفت در تأمین خوراک شرکت‌های پتروشیمی برابر با مقدار مشخص شده در قرارداد فی‌مابین، کسری دارد، این شرکت مجاز است تا حسب مورد، در سقف حجم خوراک قرارداد فروش این شرکت با شرکت‌های پتروشیمی، فرآورده‌های استحصالی دریافتی از «خریدار» را به نیابت از وی به فروش برساند.

۴. صورتحساب‌های صادره موضوع این ابلاغیه، براساس نرخ ارز رسمی بانک مرکزی و به‌صورت ریالی خواهد بود.

ماده (۹) ــ قیمت گاز و کارمزد تعیین شده در هر مورد، تا پایان دوره قرارداد معتبر خواهد بود.

ماده (۱۰) ــ قیمت فروش گاز غنی به کارخانه‌های NGL۳۲۰۰، ۳۱۰۰، ۲۳۰۰، بیدبلند۲، خارگ و یا سایر کارخانه‌های / NGL استحصال اتان، براساس ابلاغیه‌های مجزایی است که توسط وزیر ابلاغ شده یا خواهد شد.

ماده (۱۱) ــ اشخاص که قبلاً با ایشان قرارداد فروش گاز مشعل منعقد شده نیز می‌توانند به درخواست خود، مشمول ماده (۵)، (۶)، (۷) و (۹) این شیوه‌نامه شوند.

منابع و مآخذ

۱. برنامه‌ریزی تلفیقی شرکت ملی نفت، گزارش معرفی واحدهای NGL، مصوب سال ۱۳۸۳.

۲. شرکت ملی مناطق نفت‌خیز جنوب، گزارش طرح‌های جلوگیری از سوزاندن گازهای همراه (کتابچه سبز)، ۱۳۹۵.

۳. مرکز همکاری‌های فناوری و نوآوری ریاست‌جمهوری، نشست‌های خبرگانی جمع‌آوری گازهای همراه نفت سوزانده شده، ۱۳۹۶.

۴. مؤسسه بین‌المللی مطالعات انرژی، ترازنامه هیدروکربوری کشور سال ۱۳۹۳، تهران، معاونت برنامه‌ریزی و نظارت بر منابع هیدروکربوری وزارت نفت، ۱۳۹۳.

۵. مؤسسه مطالعات انرژی سبحان، طراحی مدل حقوقی ـ اقتصادی در زمینه ساماندهی گازهای همراه نفت، تهران، پروژه مرکز همکاری‌های فناوری و نوآوری‌های ریاست‌جمهوری، ۱۳۹۴.

سایت‌ها

1. http://www.worldbank.org/en/programs/gasflaringreduction
2. http://www.shana.ir/fa/newsagency/277552/

۳. پایگاه اطلاع‌رسانی عصر ایلام، کد خبر: ۲۰۳۱

4. http://www.parsnamaddata.com/tenderview-116223.html

مرکز پژوهش‌های مجلس شورای اسلامی

شناسنامه گزارش | **شماره مسلسل: ۱۵۹۰۴**

عنوان گزارش: تبیین لوازم و ابزارهای اجرایی طرح‌های جمع‌آوری گازهای همراه نفت و محدودیت‌های سرمایه‌گذاران بخش خصوصی در این طرح‌ها (گزارش دوم)

نام دفتر: مطالعات انرژی، صنعت و معدن (گروه انرژی)

تهیه و تدوین‌کنندگان: روح‌الله مهدوی، علی طاهری‌فرد

همکار: مهدخت متین

مدیر مطالعه: فریدون اسعدی

ناظران علمی: حسین افشین، مهدی فقیهی

متقاضی: معاونت پژوهش‌های زیربنایی و امور تولیدی

ویراستار تخصصی: ـــــــ

ویراستار ادبی: ـــــــ

واژه‌های کلیدی:

۱. گازهای همراه

۲. نفت

۳. بخش خصوصی

۴. نفت‌خیز جنوب

۵. فلات قاره

۶. مناطق مرکزی

۷. اروندان

۸. گاز مایع

۹. NGL

تاریخ انتشار: ۱۳۹۷/۴/۳