تجربه کشورهای منتخب در جمع‌آوری گازهای سوزانده شده: درس‌هایی برای ایران

(گزارش اول)

کد موضوعی: ۳۱۰
شماره مسلسل: ۱۵۴۹۰
شهریورماه ۱۳۹۶

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

به‌نام خدا

فهرست مطالب

چکیده ۱
مقدمه ۲
۱. روسیه ۵
۱-۱. وضعیت کلی گازهای همراه نفت سوزانده شده ۵
۱-۲. محدودیت‌های جمع‌آوری گازهای همراه نفت ۷
۱-۳. مقررات و سیاستگذاری ۸
۱-۳-۱. موارد تنبیهی مربوط به سوزاندن گازهای همراه نفت ۸
۱-۳-۲. موارد انگیزشی جمع‌آوری گازهای همراه نفت ۹
۱-۴. قیمتگذاری گازهای همراه نفت ۱۰
۱-۵. روش‌های جمع‌آوری گازهای همراه نفت ۱۱
۱-۶. جمع‌بندی و ارائه نکات کاربردی ۱۴
۲. عربستان سعودی ۱۵
۲-۱. وضعیت کلی گازهای همراه نفت سوزانده شده ۱۵
۲-۲. راهکار عربستان برای کاهش گازهای همراه نفت سوزانده شده: احداث سیستم جامع گاز (**MGS**) ۱۷

۱-۲-۲. سیستم جامع گاز اولیه ۱۷
۲-۲-۲. حجم سرمایه‌گذاری و ظرفیت طرح MGS ۱۸
۳-۲. توسعه سیستم جامع گاز ۱۹
۱-۳-۲. توسعه سیستم جامع گاز در سال‌های گذشته ۱۹
۲-۳-۲. طرح‌های جاری توسعه سیستم جامع گاز ۲۰
۴-۲. قیمتگذاری گازهای همراه نفت ۲۰
۵-۲. جمع‌بندی و ارائه نکات کاربردی ۲۱
۳. نیجریه ۲۲
۱-۳. وضعیت کلی گازهای همراه نفت سوزانده شده ۲۲
۲-۳. محدودیت‌های جمع‌آوری گازهای همراه نفت ۲۳
۳-۳. قیمتگذاری گاز ۲۳
۴-۳. قوانین و مقررات ۲۴
۱-۴-۳. قانون تزریق مجدد گازهای همراه نفت ۲۴
۲-۴-۳. سیاست‌های تشویقی ۲۵
۳-۴-۳. لایحه صنعت نفت (PIB) در سال ۲۰۱۲ ۲۵
۵-۳. پروژه‌های جمع‌آوری گازهای همراه نفت ۲۶
۱-۵-۳. پروژه ال.ان.جی نیجریه ۲۷
۲-۵-۳. پروژه NGL اُسوُ ۲۷
۳-۵-۳. واحد گازی اِسکراوُس ۲۷
۴-۵-۳. واحد گاز به فرآورده‌های نفتی (GTL) اِسکراوُس ۲۷
۵-۵-۳. پروژه بِلما ۲۸
۶-۵-۳. واحد نیروگاهی اُکپای اِنی ۲۸
۷-۵-۳. واحد نیروگاهی آفام شل ۲۸
۶-۳. جمع‌بندی و ارائه نکات کاربردی ۲۹
۴. آمریکا ۳۰
۱-۴. وضعیت کلی گازهای همراه نفت سوزانده شده ۳۰
۲-۴. قوانین و مقررات ۳۱
۱-۲-۴. طرح‌های سبز: استفاده از تجهیزات قابل حمل برای فرآورش اولیه سیال ۳۲
۲-۲-۴. قوانین و مقررات در ایالت تگزاس ۳۲
۳-۴. جمع‌بندی و ارائه نکات کاربردی ۳۴
۵. جمع‌بندی ـ درس‌هایی برای ایران ۳۵
۱-۵. سیاستگذاری ۳۷
۲-۵. ایجاد نهادهای لازم ۳۸
۳-۵. قانونگذاری ۳۸
منابع و مآخذ ۴۰

تجربه کشورهای منتخب در جمع‌آوری گازهای سوزانده شده: درس‌هایی برای ایران

(گزارش اول)

چکیده

برآورد بانک جهانی و تخمین‌های به‌دست آمده از اطلاعات ماهواره‌ای در سال ۲۰۱۵ نشان می‌دهد، حجم گاز سوزانده شده در جهان برابر با ۱۴۷/۵۶ میلیارد مترمکعب گاز (معادل ۴۰۴/۳ میلیون مترمکعب در روز) بوده است که معادل ۳۰ درصد گاز مصرفی اروپا (یا نیمی از انرژی الکتریکی مورد نیاز آفریقا) می‌باشد. براساس آمار در سال ۲۰۱۵، روسیه، عراق و ایران به‌ترتیب با سوزاندن ۲۱/۲۴۴، ۱۶/۲۱۳ و ۱۲/۰۹۶ میلیارد مترمکعب مقام اول تا سوم را بین کشورهای جهان دارا هستند. علاوه‌بر این، بررسی شدت سوزاندن گازهای همراه نفت (نسبت هر مترمکعب گاز همراه نفت سوزانده شده نسبت به هر بشکه نفت‌خام تولیدی)[1] در ۳۰ کشور اول سوزاننده گاز در جهان، نشان می‌دهد که کشورهای ازبکستان و عربستان با ۴۷/۷ و ۰/۵ مترمکعب به‌ازای هر بشکه به‌ترتیب بیشترین و کمترین میزان نسبت یاد شده را در اختیار دارند. ایران نیز با شدت ۸/۵ مترمکعب در هر بشکه در سال ۲۰۱۵ در رتبه چهاردهم قرار دارد (NOAA/GGFR (2015))[2]

این حجم از گاز سوزانده شده، موجب اتلاف بخش قابل توجهی گاز قابل بهره‌برداری مجدد می‌شود که فرآوری آن می‌تواند به افزایش تولید گاز سبک و مایعات گازی منجر شود. علاوه‌بر این، آزادسازی میلیون‌ها تن دی‌اکسیدکربن به اتمسفر تغییرات آب و هوایی را به‌دنبال دارد. چنین شرایطی برای ایران که به‌لحاظ سوزاندن گاز همراه در رتبه سوم جهان قرار دارد، نیز صادق است. بنابراین ضرورت دارد ایران، برنامه‌هایی را به‌منظور جلوگیری از سوزاندن گازهای همراه نفت اجرایی کند. ازاین‌رو، در این پژوهش، تجربه کشورهای روسیه، نیجریه، عربستان سعودی و آمریکا بررسی و ارزیابی می‌شود.

نتایج بررسی تجارب این کشورها نشان می‌دهد که عربستان سعودی با احداث سیستم جامع گاز،[3] انجام قراردادهای پیمانکاری برای توسعه سیستم جامع گاز و تخصیص گاز به بخش پتروشیمی و نیروگاهی توانسته است در این زمینه بسیار موفق باشد. نیجریه نیز به کمک قراردادهای امتیازی و مشارکت در تولید با شرکت‌های بزرگ نفتی، اعمال نظارت، مالیات و سیاست‌های تنبیهی و تشویقی برای آن شرکت‌ها و تصویب قانون تزریق مجدد گازهای همراه نفت، میزان گازهای همراه سوزانده شده را تا ۵۰ درصد نسبت به سال ۲۰۱۲ کاهش داده

1. Flare Intensity
2. NOAA/GGFR (2015), [http://www.worldbank.org/en/programs/gasflaringreduction#7]
3. Mastr Gas System

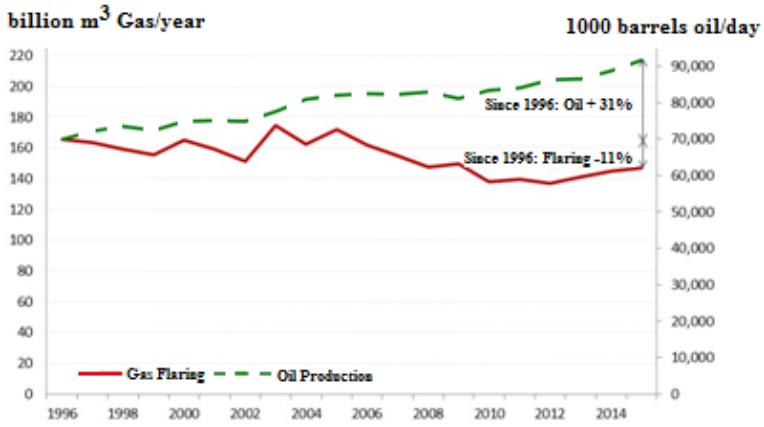
است. همچنین روسیه با به‌کارگیری سیاست‌های تنبیهی و اخذ جریمه، سیاست‌ها و مقررات تشویقی و استفاده از گازهای همراه برای تولید برق و خوراک پالایشگاه‌های گازی، حجم گازهای همراه سوزانده شده به میزان ۴۰ درصد کاهش داده است. در آمریکا نیز نظارت نهادهای زیست‌محیطی، اعطای مجوزهای کوتاه‌مدت و بلندمدت برای سوزاندن گازهای همراه و اخذ جریمه متناسب با آن و استفاده از طرح‌های سبز به‌منظور کاهش گازهای همراه نفت سوزانده شده موجب شده است تا میزان این گازها به‌رغم افزایش تولید نفت، ثابت بماند.

بررسی تجارب کشورها در زمینه جمع‌آوری گازهای همراه نفت جهت سیاستگذاری و تصویب قوانین لازم در ایران نشان می‌دهد اولاً قوانین لازم و دارای ضمانت اجرا در کشور وجود ندارد و دوم تصویب قوانین و مقررات جامع و کامل در مورد گازهای سوزانده شده و ایجاد شفافیت در برخی موضوعات همچون قیمت‌گذاری گازهای همراه نفت می‌تواند ورود بخش خصوصی را به طرح‌های جمع‌آوری گازهای همراه نفت در ایران تسهیل کند و با حضور بخش خصوصی سهم قابل توجهی از گازهای همراه سوزانده شده کاهش یابد.

مقدمه

طبق برآورد بانک جهانی (Svensson, 2015: 6) و براساس تخمین‌های به‌دست آمده از اطلاعات ماهواره‌ای، در سال ۲۰۱۵، حدود ۱۴۷/۵ میلیارد مترمکعب گاز (معادل ۴۰۴/۳ میلیون مترمکعب در روز) در دنیا سوزانده شده است که معادل ۳۰ درصد گاز مصرفی اروپا (یا نیمی از انرژی الکتریکی مورد نیاز آفریقا) است.[1] نمودار ۱ میزان تولید نفت و گاز فلر سوزانده شده را در سال‌های ۱۹۹۶ تا ۲۰۱۵ نشان می‌دهد. همان‌طور که در نمودار زیر مشاهده می‌شود از سال ۱۹۹۶ تا ۲۰۱۵ علیرغم افزایش تولید نفت، حجم گازهای همراه نفت سوزانده شده کاهش یافته است. به نحوی که در این دوره تولید نفت افزایش ۳۱ درصدی و حجم فلرینگ کاهش ۱۱ درصدی داشته است.

نمودار ۱. میزان گاز فلر و تولید جهانی نفت از سال ۱۹۹۶ تا ۲۰۱۵



Source: BP/NOAA/GGFR

1. http://www.worldbank.org/en/programs/gasflaringreduction#7

بررسی آمارهای مربوط به گازهای فلر در سال ۲۰۱۵ نشان می‌دهد که کشورهای روسیه، عراق، ایران، آمریکا و ونزوئلا به‌ترتیب با سوزاندن ۲۱/۲، ۱۶/۲، ۱۲/۱، ۱۱/۸ و ۹/۳ میلیارد مترمکعب گاز، بیشترین حجم فلرینگ را در دنیا داشته‌اند. در جدول ۱، ۱۵ کشور دنیا که بیشترین حجم گازهای سوزانده شده را دارند، ارائه شده است.

شایان ذکر است که بین سال‌های ۲۰۰۵ تا ۲۰۰۸، میزان کل گازهای سوزانده شده در جهان از ۱۶۲ به ۱۴۶ میلیارد مترمکعب در سال کاهش یافته بود که روسیه با کاهش ۱۵ میلیارد مترمکعبی نقش بسزایی در این کاهش داشته است. با وجود استمرار این روند کاهشی تا سال ۲۰۱۰، میزان کل گازهای سوزانده شده در جهان در سال ۲۰۱۱ با افزایش ۲ میلیارد مترمکعبی، به ۱۴۰ میلیارد مترمکعب در سال و در سال ۲۰۱۲ به ۱۴۴ میلیارد مترمکعب در سال رسیده است که کشورهای ونزوئلا، عراق، لیبی و به‌خصوص آمریکا، بیشترین نقش را در افزایش این ارقام داشته‌اند. در چند سال گذشته کشورهای زیادی تلاش کردند تا میزان گازهای همراه نفت سوزانده شده را کاهش دهند و در این میان نیجریه از سال ۲۰۱۳ توانسته است به‌صورت قابل توجهی میزان فلرینگ را ۱۸ درصد کاهش دهد و به کمتر از ۸ میلیارد مترمکعب برساند. در مقابل حجم گاز فلر تولیدی عراق، ایران، ونزوئلا، الجزایر و مکزیک افزایش یافته است.

همان‌طور که در جدول ۱ مشخص است، در سال ۲۰۱۲، آمریکا همزمان با افزایش تولید نفت و گاز غیرمتعارف (به‌خصوص در حوزه باکن در ایالت داکوتای شمالی) به تنهایی با ۴/۵ میلیارد مترمکعب افزایش در حجم گازهای همراه نفت سوزانده شده، نقش تعیین‌کننده‌ای در افزایش میزان گازهای سوزانده شده در جهان داشته است.

جدول ۱. میزان گازهای سوزانده شده در ۱۵ کشور اول جهان در سال‌های ۲۰۰۸ تا ۲۰۱۵

(میلیارد مترمکعب)

ردیف	کشور	۲۰۰۸	۲۰۰۹	۲۰۱۰	۲۰۱۱	۲۰۱۲	۲۰۱۳	۲۰۱۴	۲۰۱۵	تغییرات ۲۰۱۵ نسبت به سال قبل (درصد)
۱	روسیه	۴۲	۴۶/۶	۳۵/۶	۳۷/۴	۳۴/۸	۲۱/۱	۱۹/۷	۲۱/۲	۱/۵
۲	عراق	۷/۱	۸/۱	۹	۹/۴	۱۰/۳	۱۳/۳	۱۴/۰	۱۶/۲	۲/۲
۳	ایران	۱۰/۸	۱۰/۹	۱۱/۳	۱۱/۴	۱۰/۷	۱۱/۱	۱۲/۲	۱۲/۱	-۰/۱
۴	آمریکا	۲/۴	۳/۳	۴/۶	۷/۱	۱۱/۶	۹/۲	۱۱/۳	۱۱/۸	۰/۵
۵	ونزوئلا	۲/۷	۲/۸	۲/۸	۳/۵	۴/۳	۹/۳	۹/۹	۹/۳	-۰/۶
۶	الجزایر	۵/۴	۵	۳/۸	۴/۷	۴/۶	۸/۲	۸/۷	۹/۱	۰/۴
۷	نیجریه	۱۵/۵	۱۴/۹	۱۵	۱۴/۶	۱۴/۷	۹/۳	۸/۴	۷/۶	-۰/۸
۸	مکزیک	۳/۶	۳	۲/۸	۲/۱	۲	۴/۳	۴/۸	۵/۰	۰/۲
۹	آنگولا	۳/۵	۳/۴	۴/۱	۴/۱	۳/۸	۳/۲	۳/۵	۴/۲	۰/۷
۱۰	مالزی	۱/۹	۱/۹	۱/۵	۱/۶	۱/۵	۲/۸	۳/۴	۳/۷	۰/۳
۱۱	قزاقستان	۵/۴	۵	۳/۸	۴/۷	۴/۶	۳/۸	۳/۹	۳/۷	-۰/۲
۱۲	اندونزی	۲/۵	۲/۹	۲/۲	۲/۲	۲/۵	۳/۱	۳/۱	۲/۹	-۰/۲

ردیف	کشور	۲۰۰۸	۲۰۰۹	۲۰۱۰	۲۰۱۱	۲۰۱۲	۲۰۱۳	۲۰۱۴	۲۰۱۵	تغییرات ۲۰۱۵ نسبت به سال قبل (درصد)
۱۳	مصر	۱/۶	۱/۸	۱/۶	۱/۶	۲	۲/۴	۲/۸	۲/۸	۰/۰
۱۴	لیبی	۴	۳/۵	۳/۸	۲/۲	۳/۲	۴/۱	۲/۹	۲/۶	-۰/۳
۱۵	عمان	۲	۱/۹	۱/۶	۱/۶	۲/۱	۲/۳	۲/۶	۲/۴	-۰/۲
۱۵ کشور اول		۱۱۱	۱۱۵	۱۱۷	۱۰۸	۱۱۳	۱۰۸	۱۱۱	۱۱۵	۴
دیگر کشورها		۳۵	۳۲	۲۱	۳۲	۳۰	۳۳	۳۴	۳۲	-۲
جهان		۱۴۶	۱۴۷	۱۳۸	۱۴۰	۱۴۴	۱۴۱	۱۴۵	۱۴۷	۲

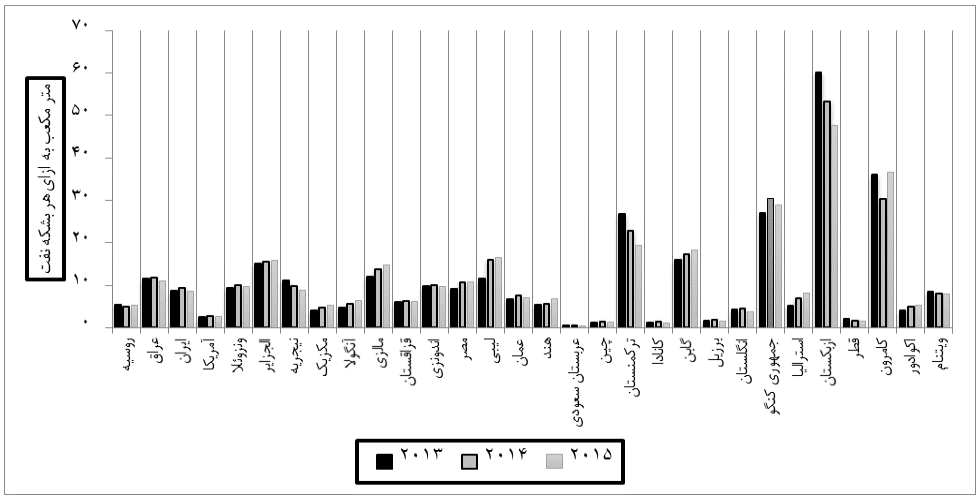
Source: NOAA/ Svensson 2015.

ذکر این نکته ضروری است که اطلاعات منتشر شده ازسوی منابع رسمی داخلی اغلب کشورها درخصوص حجم گازهای همراه نفت سوزانده شده معمولاً به‌مراتب کمتر از مقادیر تخمین زده شده توسط تصاویر ماهواره‌ای که مبنای گزارش‌های بانک جهانی است. دلایل این مسئله را می‌توان به‌طور کلی ناشی از؛ خطای محاسباتی هنگام تبدیل میزان نور[1] در تصاویر ماهواره‌ای به حجم گازهای سوزانده شده، در نظر گرفتن گازهای غیرهمراه سوزانده شده در تصاویر ماهواره‌ای و نبود ارائه گزارش کامل از گازهای همراه نفت سوزانده شده در آمار رسمی دانست.

از طرف دیگر بررسی شدت سوزاندن گازهای همراه نفت (نسبت هر مترمکعب گاز همراه نفت سوزانده شده نسبت به هر بشکه نفت‌خام تولیدی) در ۳۰ کشور اول سوزاننده گاز در جهان، نشان می‌دهد که کشورهای ازبکستان و عربستان با ۶۰ و ۰/۵مترمکعب به‌ازای هر بشکه به‌ترتیب بیشترین و کمترین میزان این نسبت را به‌خود اختصاص داده‌اند. ایران نیز با شدت ۸/۲ مترمکعب در هر بشکه در رده پانزدهم قرار دارد. ارزیابی تغییرات این شاخص طی دوره زمانی ۲۰۰۸-۲۰۱۲ نشان می‌دهد که کشورهای قطر و مکزیک طی این دوره زمانی توانستند این نسبت را به‌ترتیب ۴۲/۳ و ۳۹/۶ درصد کاهش دهند و در کشورهای آمریکا، ونزوئلا و کانادا این نسبت به‌ترتیب به میزان ۲۶۸، ۹۴ و ۳۵ درصد افزایش یافته است. این درحالی است که در دوره زمانی ۲۰۱۳ تا ۲۰۱۵ کشورهای آمریکا و کانادا توانسته‌اند شدت فلرینگ را کاهش داده و ثابت نگه دارند، اما در مکزیک شدت فلرینگ با شیب ملایمی درحال افزایش است. همچنین این آمارها نشان می‌دهد که این نسبت برای ایران طی دوره زمانی ۲۰۰۸-۲۰۱۲ حدود ۱۶ درصد افزایش یافته است. علاوه‌بر این، شدت سوزاندن گازهای همراه نفت در کشورهایی مثل نیجریه و روسیه همچنان بالاست، ولی عملکرد این کشورها طی دوره زمانی ۲۰۰۸-۲۰۱۵ نشان‌دهنده بهبود وضعیت این نسبت بوده است. به نحوی که میزان این نسبت طی دوره زمانی مذکور برای این کشورها به‌ترتیب ۱۷ و ۲۲/۵ درصد کاهش یافته است.

1. Sum of Light

نمودار ۲. شدت سوزاندن گاز فلر ۶۰ کشور جهان از ۲۰۱۳ تا ۲۰۱۵



Source: BP/NOAA/GGFR/EIA Data

همان‌طور که در بالا نیز اشاره شده است، ایران به‌لحاظ سوزاندن گاز در رتبه سوم جهان قرار دارد و برای جلوگیری از سوزاندن گاز نیازمند برنامه جامعی است. ازاین‌رو، آگاهی از تجربه کشورهای دیگر برای برطرف کردن این مشکل می‌تواند راهگشا باشد، لذا در ادامه تجربه کشورهای روسیه، عربستان‌سعودی، نیجریه و آمریکا بررسی می‌شود. در این بررسی‌ها سعی شده است تا موارد مرتبط با جمع‌آوری گازهای سوزانده شده از قبیل قوانین و مقررات، قاعده قیمتگذاری و طرح‌های مورد استفاده برای جمع‌آوری این گازها ارزیابی شود.

۱. روسیه

۱-۱. وضعیت کلی گازهای همراه نفت سوزانده شده

در سال‌های ۲۰۰۳ تا ۲۰۱۲، نرخ بهره‌برداری[1] از گازهای همراه نفت در روسیه نوسانات اندکی داشته است و بین ۷۲/۶ درصد تا ۷۸ درصد بوده است.[2] این درحالی است که میزان گازهای همراه نفت مورد استفاده از ۱۰۲/۵ میلیون مترمکعب در روز در سال ۲۰۰۳ به ۱۵۰/۱ میلیون مترمکعب در روز در سال ۲۰۱۲ رسیده است، ولی در همین بازه زمانی، حجم گازهای همراه نفت سوزانده شده در این کشور از ۳۰/۴ به ۳۴/۸ میلیارد مترمکعب افزایش یافته است. در سال‌های ۲۰۰۸ تا ۲۰۱۵، برخلاف افزایش میزان نفت تولید شده در روسیه، میزان گازهای همراه نفت سوزانده شده روند کاهشی را تجربه کرده است. مطابق آمار مندرج در جدول زیر، طی دوره زمانی ۲۰۰۸-۲۰۱۵، میزان گازهای سوزانده شده در کشور روسیه از ۱۱۵ به ۵۸ میلیون مترمکعب در روز کاهش یافته است که حاکی از کاهش ۵۰ درصدی

1. Utilization Rate

۲. روش‌های استفاده از گاز همراه نفت در ادامه آورده شده است.

در حجم گازهای فلر این کشور است. شایان ذکر است، کاهش در حجم فلرینگ روسیه در این دوره، همزمان با افزایش تولید نفت از ۹/۹ به ۱۱ میلیون بشکه در روز می‌باشد که موجب شده است تا شدت سوزاندن گاز از ۱۱/۶ به ۵/۳ مترمکعب به‌ازای هر بشکه کاهش یابد.

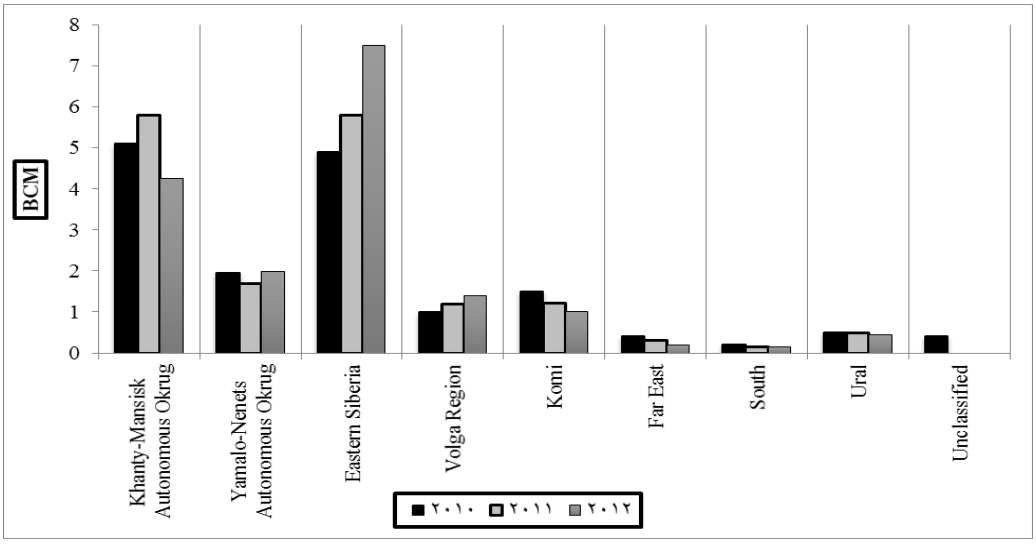
جدول ۲. وضعیت تولید نفت و گاز سوزانده شده در روسیه طی سال‌های ۲۰۰۸ لغایت ۲۰۱۵

	۲۰۰۸	۲۰۰۹	۲۰۱۰	۲۰۱۱	۲۰۱۲	۲۰۱۳	۲۰۱۴	۲۰۱۵
تولید نفت (میلیون بشکه در روز)	۹/۹	۱۰/۱	۱۰/۴	۱۰/۵	۱۰/۶	۱۰/۸	۱۰/۹	۱۱
گازهای سوزانده شده (میلیون مترمکعب در روز)	۱۱۵	۱۲۸	۹۷/۵	۱۰۲/۴	۹۵/۳	۵۷/۸	۵۳/۹	۵۸
شدت سوزاندن گاز (مترمکعب گاز به بشکه نفت)	۱۱/۶	۱۲/۷	۹/۴	۹/۷	۹/۰	۵/۳	۴/۹	۵/۳

مأخذ: BP (2016) ، بانک جهانی.

بررسی مناطق جغرافیایی نشان می‌دهد که حجم قابل توجهی از گازهای سوزانده شده روسیه مربوط به گازهای همراه نفت در منطقه سیبری غربی است که سال‌هاست تولیدکننده بخش عمده‌ای از نفت این کشور می‌باشد.[۱] اما تولید و سوزاندن گازهای همراه نفت در برخی دیگر از مناطق و به‌خصوص منطقه سیبری شرقی نیز به‌دنبال توسعه میادین نفتی در آن مناطق افزایش یافته است. در دیگر مناطق (به‌خصوص در اورنبرگ)،[۲] میزان سوزاندن گازهای همراه نفت محدود بوده است که دلیل اصلی آن کاهش تولید نفت بوده است.

نمودار ۳. میزان گازهای همراه نفت سوزانده شده در مناطق مختلف روسیه در سال‌های ۲۰۱۰- ۲۰۱۲



Source: Carbon Limits, 2013.

۱. در سال ۲۰۱۲ حدود ۶۰ درصد از تولید نفت این کشور در این منطقه صورت گرفته است.

2. Orenburg

همان‌طور که در نمودار بالا مشخص است، دو منطقه عمده سوزاننده گازهای همراه نفت در روسیه، مناطق خانتی مانسیسک (سیبری غربی) و سیبری شرقی هستند. در سال‌های اخیر، میزان گازهای همراه نفت سوزانده شده در سیبری شرقی افزایش چشمگیری داشته است، به‌گونه‌ای که در سال ۲۰۱۲ برای اولین بار، میزان آن از میزان گازهای همراه نفت سوزانده شده در منطقه خانتی مانسیسک فراتر رفته است و به بیش از ۱۹/۲ میلیون مترمکعب در روز رسیده است. در سال ۲۰۱۲، حدود ۴۴ درصد از گازهای همراه نفت سوزانده شده در روسیه مربوط به منطقه سیبری شرقی و حدود ۲۵ درصد آن مربوط به منطقه خانتی مانسیسک در سیبری غربی بوده است.

۱-۲. محدودیت‌های جمع‌آوری گازهای همراه نفت

تلاش‌های انجام شده درباره کاهش سوزاندن گازهای همراه نفت در این کشور در سال‌های اخیر عمدتاً معطوف به بهره‌برداری از گازهای همراه نفت در میادین بزرگ نفتی بوده است. دلیل این مسئله، پراکندگی میادین کوچک و دوری آنها از زیرساخت‌های پالایش گاز و شبکه برق و در نتیجه اقتصادی نبودن پروژه‌های جمع‌آوری گازهای همراه نفت در این مناطق بوده است. ۸۰ درصد از گازهای همراه نفت سوزانده شده در میادین نفتی این کشور در سال ۲۰۱۱ کمتر از ۰/۲۷ میلیون مترمکعب در روز بوده است و تعداد میادین نفتی دارای حجم گازهای همراه نفت سوزانده شده، با بیش از ۲/۷۴ میلیون مترمکعب در روز انگشت‌شمار بوده است (Carbon Limits, 2013: 67).[۱]

با توجه به چنین وضعیتی، از منظر قانونگذاری و سیاستگذاری، حذف یا حداقل نمودن گازهای همراه نفت سوزانده شده در این کشور نیازمند تمرکز خاصی بر میادین نفتی با حجم کم و متوسط است و شرکت‌های فعال در این بخش، انگیزه و یا توانایی لازم برای جمع‌آوری گازهای همراه نفت و استفاده از آنها را ندارند. علاوه‌بر موانع جغرافیایی، وضعیت مالکیت میادین نفتی و زیرساخت‌های گازی به‌عنوان موانع ساختاری نیز عامل دیگری در ایجاد محدودیت برای جمع‌آوری گازهای همراه نفت است. میادین نفتی عموماً تحت کنترل شرکت‌های مختلفی هستند که بخشی از سهام آنها در اختیار بخش خصوصی است، درحالی که زیرساخت‌های گازی شامل تجهیزات پالایشی و خطوط لوله، در اختیار شرکت‌های بزرگ انحصاری است. در بسیاری از موارد، سرمایه‌گذاری برای جمع‌آوری گازهای همراه نفت به‌دلیل نبود توافقات تجاری درخصوص دسترسی گاز استاندارد به زیرساخت‌های مذکور با مشکل روبرو شده است. موانع اقتصادی شامل قیمت گاز و برق، مالیات و موارد مشابه و موانع حقوقی از دیگر عوامل اصلی بر محدودیت طرح‌های جمع‌آوری گازهای همراه نفت می‌باشند.

---

۱. همچنین طبق گزارش PFC,2007 نیمی از میادین این کشور دارای گازهای همراه نفت سوزانده شده کمتر از ۵ میلیون مترمکعب در سال است.

۱-۳. مقررات و سیاستگذاری

در گذشته نبود یک چارچوب قانونی مؤثر در مورد گازهای همراه نفت به سرمایه‌گذاری اندک در زیرساخت‌های لازم برای جمع‌آوری و استفاده از این گازها در روسیه منجر شده بود. رئیس‌جمهور این کشور در سخنرانی آوریل ۲۰۰۷ تصمیم خود مبنی‌بر استفاده بهتر از گازهای همراه نفت را به‌عنوان یک اولویت ملی اعلام کرد. از آن زمان تاکنون، نهادهای مختلف منطقه‌ای و ملی وابسته به دولت راهکارهای افزایش استفاده از گازهای همراه نفت را بررسی کرده‌اند و پیش‌نویس طرح‌ها و پیشنهادهای خود را ارائه کردند. برای مثال، در نوامبر ۲۰۰۹، یک کارگروه در زمینه استفاده از گازهای همراه نفت در وزارت انرژی روسیه تشکیل شد که یکی از وظایف آن ارائه راهکارهای مناسب برای بهبود چارچوب حقوقی در این زمینه است.

به هر حال، راه‌حل‌های دولت در زمینه قانونگذاری برای استفاده بیشتر از گازهای همراه نفت اغلب تنبیهی بوده است. برای مثال، دولت این کشور اخیراً قوانین متعددی وضع کرده است که بر طبق آن تمام شرکت‌های نفتی موظف به کاهش اتلاف منابع و استفاده از حداقل ۹۵ درصد از گاز همراه تولیدی هستند و برای سوزاندن بیشتر از ۵ درصد گازهای همراه تولیدی جرائم مشخصی تعیین کرده است.[1] سیاست‌های تشویقی نیز برای کاهش سوزاندن گازهای همراه نفت مثل آزادسازی بازار و دسترسی به بازار برای پروژه‌های جمع‌آوری گازهای همراه نفت مانند استفاده از این گازها برای تولید برق نیز پیشنهاد شد تا قدرت چانه‌زنی شرکت‌های نفتی را در بازار افزایش دهد.

۱-۳-۱. موارد تنبیهی مربوط به سوزاندن گازهای همراه نفت

طبق ماده (۱۶) قانون حمایت از محیط زیست مصوبه سال ۲۰۰۲، انتشار مواد آلاینده ممنوع بوده و پرداخت خسارت باید توسط منتشرکننده صورت گیرد و هر فعالیت مضر به محیط زیست باید قبلاً مجوز لازم را از مراجع قانونی اخذ کند. جریمه‌های مختلفی برای انتشار مواد آلاینده مرتبط با گازهای همراه نفت در نظر گرفته شده است که بسته به اینکه فعالیت مذکور در «حدود آلایندگی مصوب» قرار گیرد یا در «حدود آلایندگی موقت مورد توافق» و یا «بالاتر از حدود آلایندگی» صدق کند، براساس حدود قید شده در مجوزهای انفرادی، تعیین می‌شود. نرخ پایه برای حدود تعیین شده مشخص می‌گردد و اگر میزان آلایندگی از این حدود بیشتر باشد، میزان پرداخت جریمه براساس ضرایبی که توسط قانون تعیین شده است، افزایش می‌یابد (جریمه اپراتور برابر است با حاصلضرب نرخ پایه در ضرایب تعیین شده در این قانون).

مصوبه دولت به شماره ۱۱۴۸ در ۸ نوامبر ۲۰۱۲ ضریب معادل ۱۲ را به‌عنوان جریمه آلایندگی‌های سوزاندن بیشتر از ۵ درصد از گازهای همراه نفت تولیدی در نظر گرفت و در سال ۲۰۱۴ این ضریب را به ۲۵ افزایش داد و در صورت نبود دستگاه‌های اندازه‌گیری در میدان، جرائم در ضریب ۱۲۰، ضرب می‌شود (ماده ۵)، اگرچه چگونگی محاسبه این آلایندگی‌ها، در صورت نبود دستگاه‌های اندازه‌گیری مشخص نیست. همچنین

1. http://www.worldbank.org/en/news/feature/2013/11/12/igniting-solutions-to-gas-flaring-in-russia

ضریبی برای میادینی که مجموع تولید نفت آنها کمتر یا مساوی ۵ درصد ذخایر قابل استحصال آن باشد، اعمال نمی‌شود (ماده ۳). در میادینی که حجم سالیانه گازهای همراه نفت تولیدی کمتر از ۵ میلیون مترمکعب (معادل متوسط روزانه ۱۳/۷ هزار مترمکعب) باشد یا حجم ترکیبات غیرهیدروکربوری آن کمتر از ۵۰ درصد گاز باشد نیز این ضرایب اعمال نمی‌شود، لکن قانون جدید ظاهراً دوری میادین مربوطه را به‌عنوان فاکتوری تأثیرگذار بر امکان استفاده از گازهای همراه نفت در نظر نگرفته است.

مصوبه شماره ۱۱۴۸ به تولیدکنندگان این اجازه را می‌دهد که هزینه‌های سرمایه‌گذاری خود در پروژه‌های به‌کارگیری گاز همراه نفت را از جرائم کسر کنند که این هزینه‌ها اعم از مواردی همچون سرمایه‌گذاری در خطوط لوله گاز، ایستگاه‌های تقویت فشار، واحدهای جداسازی، تجهیزات تولید برق و گرما و تزریق مجدد گاز می‌باشد (ماده ۸). همچنین به شرکت‌ها اجازه داده شده است که دستیابی به نرخ ۹۵ درصد استفاده از گازهای همراه نفت را به‌صورت تجمعی برای تمامی میادینی که در اختیار دارند، محاسبه کنند. اما اگر شرکتی نتواند به نرخ مذکور برسد، جرائم مربوطه به‌صورت انفرادی برای تک‌تک میادین محاسبه خواهد شد (مواد ۱۱ الی ۱۵). این انعطاف اگرچه می‌تواند انگیزه‌های اقتصادی لازم را در انجام سرمایه‌گذاری برای رسیدن به هدف تعیین شده در استفاده از گازهای همراه نفت ایجاد کند، اما می‌تواند به ضرر شرکت‌هایی که تعداد کمی از میادین را در اختیار دارند، باشد.

وزارت منابع طبیعی و محیط زیست[1] روسیه انتظار دارد مصوبه ۱۱۴۸ سال ۲۰۱۲، بتواند انجام سرمایه‌گذاری حدوداً ۴۴ میلیارد روبل (یک میلیارد یورو) در پروژه‌های استفاده از گازهای همراه نفت این کشور را به‌دنبال داشته باشد.

۱-۳-۲. موارد انگیزشی جمع‌آوری گازهای همراه نفت

علاوه‌بر جرائم فوق، موارد انگیزشی مختلفی برای افزایش بهره‌برداری از گازهای همراه نفت همچون آزادسازی قیمتگذاری این گازها در فوریه ۲۰۰۸ مصوب شده است. این می‌تواند قدرت چانه‌زنی شرکت‌های نفتی در مقابل شرکت Sibur (که از موقعیت شبه‌انحصاری در تجهیزات پالایش گازهای همراه نفت برخوردار بوده است) را افزایش دهد. علاوه‌بر این، اصلاحیه‌های دسامبر ۲۰۱۲ در قانون عرضه گاز مصوب ۱۹۹۹، اولویت در دستیابی به ظرفیت‌های خالی در زیرساخت‌های انتقال گاز را به گازهای خشک به‌دست آمده از گازهای همراه نفت می‌دهد. مجلس دوما روسیه همچنین کد مالیاتی روسیه را اصلاح کرد و نرخ مالیات استخراج مواد معدنی را برای گازهایی که مجدداً برای حفظ فشار مخازن نفتی به میادین تزریق می‌گردد را کاهش داد.

همچنین براساس اصلاحات صورت گرفته در قانون فدرالی برق[2] در سال ۲۰۱۰، دستیابی به شبکه یکپارچه ملی برق برای برق تولیدی از گازهای همراه نفت و مشتقات آن، دارای اولویت شناخته شده است. همچنین در بعضی از میادین نفتی مقرر شده است که برق تولیدی از پروژه‌های جمع‌آوری گازهای

1. Ministry of Natural Resource and the Enviroment
2. Federal Law “On Electricity”

همراه نفت به قیمت بالاتر توسط شبکه سراسری خریداری شود و در مقابل برق عرضه شده به دیگر میادین نفتی (به‌خصوص میادین دارای گازهای همراه نفت سوزانده شده) به قیمت بالاتر فروخته شود.

در سال‌های اخیر استفاده از گاز همراه برای تولید برق مورد نیاز شرکت‌های نفتی به‌طور روزافزون مورد توجه قرار گرفته است و با توجه به هزینه‌های پایین‌تر برق تولیدی نسبت به برق خریداری شده از شبکه سراسری یا نیروگاه‌های مستقل، سود قابل توجهی عاید این شرکت‌ها می‌شود. به‌گونه‌ای که شرکت Surgutneftegaz هزینه برق تولیدی از گاز همراه در واحدهای خود را حداقل ۱/۵ برابر ارزان‌تر از هزینه خرید برق از Tyumenenergo عنوان کرده است. اهمیت این موضوع به حدی می‌باشد که درحال حاضر این شرکت ۲۲ نیروگاه توربین گازی (GTPP) را به بهره‌برداری رسانده است. گزارش‌های این شرکت نشان می‌دهد که دوره بازگشت سرمایه این طرح‌ها حدود ۲/۵ تا ۳ سال است. به‌عبارت دیگر شرکت نفت مثل Surgutneftegaz از این طریق (خرید برق ارزان‌تر) می‌تواند هزینه تولید نفت را کاهش دهد.

انتظار می‌رود استفاده از گاز همراه برای تولید برق مورد نیاز توسط تمامی شرکت‌های نفتی روسیه به‌خصوص در مناطقی همچون Tyumen Oblast که با کمبود عرضه برق مواجه است در آینده امری فراگیر شود.

۱-۴. قیمتگذاری گازهای همراه نفت

تمام واحدهای پالایش گاز (GPP)[1] صرفنظر از مالکیت آنها، گازهای همراه نفت را براساس جدول قیمتی تعیین شده به‌صورت فدرالی توسط وزارت توسعه اقتصادی و تجارت روسیه از تولیدکنندگان نفت این کشور خریداری می‌کنند (PFC, 2007: 77-79). جدول زیر که در سال ۲۰۰۲ مصوب شده است و تا سال ۲۰۰۷ تغییر نیافته است، قیمت فروش گاز همراه نفت را به‌شرح زیر ارائه کرده است:

جدول ۳. قیمت عمده‌فروشی گازهای همراه نفت به واحدهای پالایش گاز

محتوای مایعات گازی در گاز همراه گرم در هر مترمکعب	قیمت عمده‌فروشی روبل به‌ازای هر مترمکعب	قیمت عمده‌فروشی دلار به‌ازای هر هزار مترمکعب	قیمت عمده‌فروشی دلار برای هر میلیون بی.تی.یو
<۱۵۰	۷۳	۲/۸۶	۰/۰۸
۱۵۰-۲۰۰	۱۲۶	۴/۹۴	۰/۱۴
۲۰۰-۲۵۰	۱۷۹	۷/۰۲	۰/۲
۲۵۰-۳۰۰	۲۳۱	۹/۰۶	۰/۲۶
۳۰۰-۳۵۰	۲۸۴	۱۱/۱۴	۰/۳۲
۳۵۰-۴۰۰	۳۳۷	۱۳/۲۲	۰/۳۷
۴۰۰-۴۵۰	۳۹۰	۱۵/۲۹	۰/۴۳
+۴۵۰	۴۴۲	۱۷/۳۳	۰/۴۹

Source: PFC, 2007.[2]

1. Gas Processing Plant
2. PFC, (2007), Using Russia's Associated Gas

گازهای همراه نفت تولیدی در منطقه سیبری غربی حاوی ۶۰ درصد متان و ۲۵۰ الی ۳۰۰ گرم بر مترمکعب مایعات است، لذا همان‌طور که در جدول فوق مشخص شده است، قیمت تعیین شده برای آن ۲۳۱ روبل یا ۹/۰۶ دلار در هر هزار مترمکعب (۰/۹ سنت بر مترمکعب) می‌باشد. وزارت توسعه اقتصادی روسیه در ابتدای سال ۲۰۰۷، جدول جدیدی را پیشنهاد کرد که قیمت‌های بالاتری را برای گازهای همراه نفت لحاظ می‌کرد و قیمت گازهای همراه نفت معمولی بین ۱۵/۳۸ الی ۲۰/۷۸ دلار بر هزار مترمکعب (۱/۵ الی ۲ سنت بر مترمکعب) تعیین می‌شد. اما طبق تحقیقات به‌عمل آمده، تصویب نهایی و یا تغییر این جدول مشخص نیست و تا زمستان ۲۰۰۸ کماکان قیمت‌های سابق رایج بوده است. قیمتگذاری مذکور که توسط وزارت توسعه اقتصادی صورت گرفته است براساس محتویات پروپان، بوتان، ایزوبوتان، پنتان، ایزوپنتان و هگزان موجود در گاز تعیین می‌شده (جدول ۳) و متوسط قیمت گاز همراه در روسیه ۲۵۶ روبل(۱۰ دلار) بر هزار مترمکعب بوده است.

با آزادسازی صورت گرفته در اوایل سال ۲۰۰۸ قیمت گاز همراه نفت براساس عرضه و تقاضا تعیین می‌شود. این یک گام مثبت در زمینه جلب سرمایه‌گذاری بیشتر در زمینه جمع‌آوری و استفاده از گاز همراه تلقی می‌گردد. با وجود این دو مشکل اساسی وجود دارد. یکی اینکه در بازار عرضه و تقاضای گاز همراه نفت، شرکت Sibur به‌عنوان متقاضی از قدرت شبه‌انحصاری برخوردار است و ۵۶ درصد از گاز همراه عرضه شده در بازار توسط این شرکت خریداری می‌گردد. لذا همچنان قدرت شرکت‌های نفتی عرضه‌کننده گاز همراه در تعیین قیمت‌های بالاتر بسیار کم است.

مشکل دیگر که مهمتر به‌نظر می‌رسد عدم آزادسازی قیمت در بازار گاز سبک است. قیمت‌های تنظیمی در بازار داخلی گاز سبک (که به‌منظور اهداف سیاسی و اجتماعی نسبت به قیمت‌های بین‌المللی بسیار پایین‌تر است) باعث شده است اقتصاد پروژه‌های جمع‌آوری و استفاده از گاز همراه نفت با مشکل جدی مواجه شود.[1] لذا به نظر می‌رسد گام بعدی دولت روسیه برای ترغیب بیشتر سرمایه‌گذاران به این حوزه باید آزادسازی قیمت گاز سبک در بازار داخلی (و ارائه یارانه پنهان موجود، به صورت‌های دیگر به مصرف‌کنندگان داخلی) باشد.

۱-۵. روش‌های جمع‌آوری گازهای همراه نفت

علیرغم اینکه سوزاندن گازهای همراه نفت در روسیه، سالیانه میلیاردها دلار خسارت اقتصادی - اجتماعی به این کشور وارد می‌کند، همچنان این عمل توسط شرکت‌های نفتی به‌لحاظ اقتصادی، منطقی‌ترین روش محسوب می‌شود. تا چند سال قبل که ریسک مواجهه با جرائم مربوط به عدم موفقیت در انجام تعهدات

1. http://www.rogtecmagazine.com/2008/10/managing-flare-improving-utilization-of.html; accsess date: 27/04/2015

مندرج در مجوزهای مربوطه برای استفاده از گازهای همراه نفت، بسیار محدود بود و جذابیت اقتصادی برای سرمایه‌گذاری در زیرساخت‌های لازم برای بهره‌برداری از گازهای همراه نفت کافی نبود، بسیاری از میادین نفتی روسیه با بازارها و زیرساخت‌های پالایش و انتقال گاز فاصله قابل توجهی داشته و بدون تجهیزات لازم برای جمع‌آوری گازهای همراه نفت توسعه یافته‌اند. برای استفاده از گازهای همراه نفت طرح‌های مختلفی نظیر فروش گاز غنی به پالایشگاه‌های گاز، فروش گاز خشک به شبکه سراسری، تولید برق و فروش شبکه سراسری، صنایع پتروشیمی و پروژه‌های GTL انجام شده است. در جدول زیر، خلاصه فعالیت‌های صورت گرفته در روسیه برای کاهش سوزاندن گازهای همراه نفت بیان شده است.

جدول ۴. روش‌های به‌کار گرفته شده برای جمع‌آوری گازهای همراه نفت در روسیه

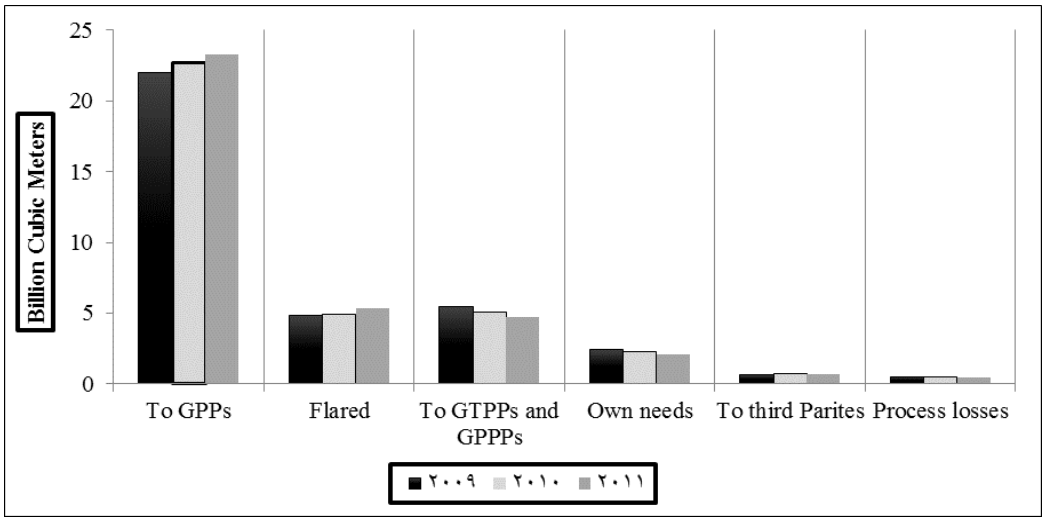
نحوه جمع‌آوری گازهای همراه نفت	توضیحات
فرآورش گازهای همراه نفت	عرضه ۴۸ درصد گازهای همراه نفت تولید شده به واحدهای فرآورش گازهای همراه نفت و تولید گاز سبک و مایعات گازی عرضه ۵۶ درصد گازهای همراه نفت به هلدینگ Sibur، اجرای سرمایه‌گذاری مشارکتی با شرکت‌های نفتی روسیه برای فرآورش گازهای همراه نفت به میزان ۲۲/۵ میلیارد مترمکعب در سال ۲۰۱۲ مثل سرمایه‌گذاری مشترک بین Rosneft و Sibur به‌منظور فرآورش گازهای همراه نفت میدان Priobskoye در واحد فرآورش Yuzhno-Balyk و یا سرمایه‌گذاری مشترک TNK و Sibur در واحد فرآورش Yugragazpererabotka، سرمایه‌گذاری انجام شده توسط خود شرکت‌های نفتی روسیه عبارتند از: الف) اتمام ساخت و تست سومین واحد عملیاتی گازهای همراه نفت در Surgut در سال ۲۰۰۶ توسط Surgutneftegaz به ظرفیت ۷/۲ میلیارد مترمکعب ب) سرمایه‌گذاری Rosneft در ساخت سه واحد عملیاتی گازهای همراه نفت توسط Yamalo-Nenets ج) اقدام به ساخت واحد عملیاتی گاز Pokrovskaya در Orenburg د) ساخت واحد فرآورش مینی گاز در میدان نفتی Zapadno-Salymskoye توسط JSC Yugra Gas
تولید و فروش برق	استفاده از گازهای همراه نفت برای تولید برق در میادین با عدم‌امکان دستیابی به شبکه برق همراه، نصب واحد تولید برق با توربین‌های گازی در مقیاس کوچک در میادین نفتی در روسیه در پنج سال اخیر به‌منظور افزایش استفاده از گازهای همراه نفت و اجتناب از هزینه‌های مرتبط با تولید برق مثل دیزل یا سوخت‌های دیگر
تبدیل گاز به مایع (GTL)	مشارکت شرکت‌های بزرگ نفتی روسیه مثل Rosneft، TNK-BP، Gazprom و Gazpromneft برای تبدیل گاز به مایع با سرمایه‌گذاری در گازهای همراه نفت مثل مشارکت Rosneft با Russian firm Gazohim Techno در ساخت واحد GTL در مجتمع پتروشیمی Rosneft's Angarsk واقع در Irkutsk Oblast با استفاده از گازهای همراه نفت چندین میدان کوچک و متوسط

Source: Carbon Limits, 2013.[1]

طبق نمودار زیر بخش عمده (۶۳/۷ درصد) گاز همراه تولیدی در میدان خانتی مانسی به واحدهای پالایش گاز (GPPs) عرضه شده است. مابقی آن نیز یا سوزانده شده و یا به واحدهای تولید برق توربینی (GTPPs)[2] و واحدهای تولید برق پیستونی (GPPPs)[3] و نیاز مصرفی تولیدکنندگان اختصاص یافته است.

1. Carbon Limits, (2013) Associated Petroleum Gas Flaring Study for Russia, Kazakhstan, Turkmenistan and Azerbaijan
2. Gas Turbine Power Plant Systems (GTPPs)
3. Gas-Piston Power Plant (GPPPs)

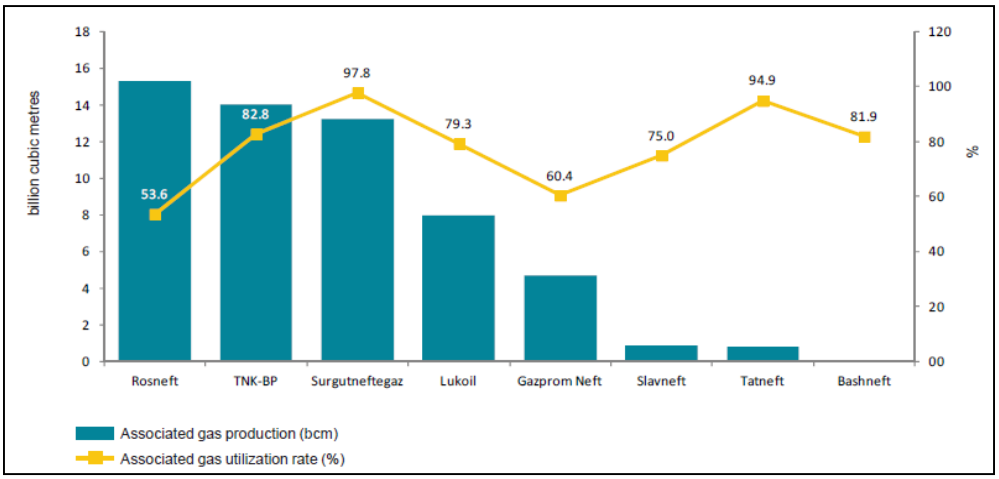
نمودار ۴. روش‌های استفاده از گاز همراه در میدان خانتی مانسی (میلیون مترمکعب)



Source: WWF, 2012: 20.[1]

طبق نمودار زیر شرکت Surgutneftegas که بیشترین استفاده از گاز همراه در زمینه تولید برق را داشته است در رسیدن به هدف تعیین شده ۹۵ درصد نرخ استفاده از گاز همراه تولیدی نیز پیشگام بوده است و از سال ۲۰۰۸ به هدف مذکور رسیده است.

نمودار ۵. میزان گاز همراه تولیدی و نرخ استفاده از آن به تفکیک شرکت‌های مختلف در سال ۲۰۱۱



Source: Ibid.: 9.

در مجموع، رشد استفاده از گازهای همراه نفت سوزانده شده در روسیه بعد از ایجاد اصلاحاتی در بازار و قراردادهای مربوط به نفت شکل گرفته است و موجب تجاری شدن گزینه‌های مختلف جمع‌آوری گازهای همراه نفت در این کشور شده است.

1. http://www.wwf.ru/data/wwf_4_eng.pdf

۱-۶. جمع‌بندی و ارائه نکات کاربردی

از مطالعات انجام شده درخصوص تجربه روسیه در زمینه جمع‌آوری گازهای همراه نفت می‌توان به نکات زیر برای ایران اشاره کرد:

۱. به‌نظر می‌رسد تشابه زیادی میان روسیه و ایران به‌لحاظ ساختار دولتی صنعت نفت و گاز وجود داشته باشد. همانند شرکت ملی نفت ایران که دولتی است، شرکت‌های اصلی روسیه در حوزه بالادستی همچون Rosneft و Gazprom عمدتاً متعلق به دولت این کشور هستند و پالایش و انتقال گاز در این کشور غالباً انحصاری است. با وجود این یکی از راهکارهای دولت روسیه برای کاهش گازهای همراه نفت سوزانده شده به‌کارگیری سیاست‌های تنبیهی و اخذ جریمه از شرکت‌ها و اپراتورهایی است که گازهای همراه نفت را می‌سوزانند، لذا می‌توان به‌عنوان پیشنهاد اولیه، این موضوع را درباره ایران نیز مطرح کرد. متأسفانه در ایران برخلاف بسیاری از کشورها، مکانیسم دقیق و مشخصی درخصوص نحوه اخذ جریمه از شرکت ملی نفت در قبال سوزاندن گازهای همراه نفت در قوانین و سیاست‌های موجود مشخص نشده است.

۲. یکی از موضوعات کلیدی در زمینه گازهای همراه نفت سوزانده شده در روسیه، اقتصادی بودن یا نبودن جمع‌آوری این گازها توسط شرکت‌های نفتی در این کشور است. مسائلی همچون:

الف) حجم اندک گازهای همراه نفت بسیاری از میادین نفتی فعال در این کشور،

ب) عدم دسترسی به شبکه انتقال گاز و برق به‌خصوص در میادین واقع در منطقه سیبری شرقی

ج) نبود ظرفیت خالی در شبکه انتقال گاز سراسری در مناطقی که زیرساخت‌ها در دسترس هستند، از مهمترین مشکلات عنوان شده در مطالعات موجود است.

۳. راهکارهای اتخاذ شده در این کشور به‌طور کلی دو دسته بوده است:

الف) استفاده از گازهای همراه نفت در میادین دوردست (سیبری شرقی) برای تولید برق به‌منظور به‌کارگیری در محل.

ب) عرضه گازهای همراه نفت به پالایشگاه‌های گاز برای جداسازی مایعات گازی در مناطق دارای دسترسی به زیرساخت‌های لازم (سیبری غربی).

۴. با توجه به وجود مشکلات و موانع مشابه در ایران می‌توان به‌لحاظ فنی تا حدودی وضعیت منطقه سیبری شرقی روسیه و سیبری غربی را به‌ترتیب با فلات قاره و نفت‌خیز جنوب ایران مشابه دانست، لذا به‌طور کلی دو پیشنهاد زیر قابل توصیه است:[۱]

الف) استفاده از گازهای همراه نفت در فلات قاره برای تولید برق مورد نیاز برای مصارفی همچون شیرین‌سازی، فشرده‌سازی، روشنایی محل و... و یا استفاده در واحدهای تبدیلی قابل حمل.

---

۱. با توجه به مشکلات تأمین مالي پروژه‌ها براي شرکت ملي نفت، اين طرح‌ها مي‌تواند توسط بخش خصوصي انجام پذيرد، البته وجود بازار مالي کارآمد براي تأمين مالي اين پروژه‌ها لازم و ضروري است.

ب) تجمیع گازهای همراه نفت و احداث واحدهای NGL در مناطق نفت‌خیز جنوب.

۵. هر چند زیرساخت‌های پالایش و انتقال گاز در روسیه عمدتاً تحت مالکیت شرکت‌های دولتی است، اما شرکت‌های بهره‌بردار نفتی دولتی و غیردولتی مختلفی در این کشور وجود دارند که امر جمع‌آوری گازهای همراه نفت را به‌عهده دارند. تفاوت اساسی روسیه با ایران، در ساختار قراردادی بالادستی این کشور است که عمدتاً به‌صورت قراردادهای امتیازی بوده و شرکت‌های توسعه‌دهنده میادین نفتی، خود مسئولیت جمع‌آوری گازهای همراه نفت را به‌عهده گرفته‌اند. بنابراین مکانیسم‌های تنبیهی و تشویقی در این نوع قراردادها که شرکت بهره‌بردار با رویکرد بلندمدت فعالیت می‌کند می‌تواند کارآیی بهتری داشته باشد. اما در ایران شرکت‌های پیمانکار در قالب قراردادهای بیع متقابل بعد از اتمام قرارداد بهره‌برداری از میدان را به شرکت ملی نفت واگذار می‌کنند، لذا مکانیسم‌های مذکور همچون اخذ جریمه توسط نهادهای دولتی از شرکت ملی نفت ایران که خود متعلق به دولت است به‌نظر کارآمد نیست. هرچند به‌نظر می‌رسد در صورت وضع این جرائم از محل بودجه اختصاصی این شرکت (۱۴/۵ درصد) می‌تواند انگیزه کافی را در این زمینه ایجاد نماید.

۶. سیاست‌ها و مقررات تشویقی این کشور برای جمع‌آوری گازهای همراه نفت به‌شرح زیر است و می‌تواند برای سیاستگذاری و قانونگذاری در این حوزه مفید باشد:[۱]

الف) اختصاص اولویت دسترسی به شبکه گاز،

ب) اختصاص اولویت دسترسی به شبکه سراسری برق،

ج) خرید برق تولیدی از نیروگاه‌های با خوراک گازهای همراه نفت، به قیمت بالاتر توسط شبکه سراسری و در عوض فروش برق گران‌تر به دیگر میادین نفتی (به‌خصوص میادین دارای گازهای همراه نفت سوزانده شده به‌عنوان جریمه). شایان ذکر است هزینه ایجاد شده این پیشنهاد برای وزارت نیرو می‌تواند از محل درآمدهای حاصل از فروش گاز همراه نفت تأمین شود و یا به‌طور کلی برعهده وزارت نفت باشد.

۲. عربستان سعودی

۲-۱. وضعیت کلی گازهای همراه نفت سوزانده شده

کشورهای عضو اوپک عمدتاً در مناطق گرمسیر جهان قرار گرفته و در ابتدا از بخش صنعتی پیشرفته‌ای برخوردار نبودند؛ لذا درخصوص استفاده از گازهای همراه نفت در مقایسه با دیگر کشورهای نفتی با دو مشکل اساسی روبرو هستند، نبود تقاضای کافی برای گاز در بخش خانگی برای گرمایش و تقاضای گاز و برق در بخش صنعتی. لذا این کشورها در اولین قدم باید به‌دنبال بازارسازی برای گازهای همراه نفت جمع‌آوری شده باشند. عربستان

۱. شایان ذکر است که اجرایی شدن این راهکارها تا حد زیادی وابسته به تصویب نمودن قانون جامع و کامل در زمینه جمع‌آوری گازهای همراه نفت سوزانده شده است. در غیر این‌صورت به‌دلیل مسائل بین نهادی اجرای این راهکارها با دشواری همراه خواهد بود.

سعودی یکی از موفق‌ترین کشورها در این زمینه بوده است (Petrosyan, 2004).

این کشور با وجود رتبه اول تولید نفت در میان اعضای اوپک و سه کشور اول تولیدکننده نفت در جهان، در سال ۲۰۱۵ در زمینه حجم گازهای سوزانده شده رتبه هفدهم جهان را داشته است. طبق تخمین‌های صورت گرفته توسط اداره ملی اقیانوسی و جوی آمریکا (NOAA)،[1] در سال ۲۰۱۵ میزان گازهای سوزانده شده در این کشور ۱۶/۱۵ میلیون مترمکعب در روز بوده است. این درحالی است که میزان گازهای همراه نفت سوزانده شده در این کشور در دهه‌های ۱۹۷۰ و ۱۹۸۰ به‌ترتیب حدود ۴۶ و ۳۸ میلیارد مترمکعب (معادل ۱۲۶ و ۱۰۴ میلیون مترمکعب در روز) بوده است (GGFR, consultant report و Petrosyan, 2004).

میزان تولید و مصرف گاز طبیعی در این کشور در سال ۲۰۱۳ حدود ۲۷۶/۷ میلیون مترمکعب در روز بوده است که ۷۰ درصد آن را گازهای همراه نفت میادین قوار،[2] صفانیه[3] و زولوف[4] تأمین می‌کند (EIA, Brief Analysis, 2014).

در جدول زیر وضعیت نفت تولیدی و گاز سوزانده شده به همراه شدت سوزاندن گاز همراه در این کشور طی سال‌های ۲۰۰۸-۲۰۱۵ نشان داده شده است. بر این اساس می‌توان گفت تا قبل از سال ۲۰۱۳ میزان گاز سوزانده شده در این کشور حدود ۱۰ میلیون مترمکعب در روز ثابت بوده است و شدت سوزاندن گاز نیز از ۱/۰۲ به ۱ مترمکعب بر بشکه کاهش یافته است. طی دوره ۲۰۱۳ تا ۲۰۱۵ نیز گازهای سوزانده شده در این کشور به ۵ تا ۶ میلیارد مترمکعب رسیده است که حاکی از عملکرد مناسب این کشور در جلوگیری از سوزاندن گازهای همراه نفت دارد.

جدول ۵. وضعیت تولید نفت و گاز سوزانده شده در عربستان سعودی طی سال‌های ۲۰۰۸ لغایت ۲۰۱۵

	۲۰۰۸	۲۰۰۹	۲۰۱۰	۲۰۱۱	۲۰۱۲	۲۰۱۳	۲۰۱۴	۲۰۱۵
میزان تولید نفت (میلیون بشکه در روز)	۱۰/۷	۹/۷	۱۰/۱	۱۱/۱	۱۱/۶	۱۱/۴	۱۱/۵	۱۲
میزان گاز سوزانده شده (میلیون مترمکعب در روز)	۱۰/۷	۹/۹	۹/۹	۱۰/۱	۱۰/۷	۵/۵	۵/۳	۵/۹
شدت سوزاندن گاز (مترمکعب گاز بر بشکه نفت)	۱	۱/۰۲	۰/۹۸	۰/۹۱	۰/۹۲	۰/۴۸	۰/۴۶	۰/۴۹

مأخذ: BP (2016)، بانک جهانی.[5]

1 . National Oceanic and Atmospheric Administration (NOAA)
2. Ghawar
3. Safaniya
4. Zuluf
5. GGFR (2016). P,2 and www.globalmethane.org/expo-docs/canada13/og_12_Svennson.pdf

۲-۲. راهکار عربستان برای کاهش گازهای همراه نفت سوزانده شده: احداث سیستم جامع گاز (MGS)[۱]

۲-۲-۱. سیستم جامع گاز اولیه

قبل از دهه ۱۹۸۰، عربستان سعودی بخش اعظم گازهای همراه نفت تولیدی را می‌سوزاند (ارقام مربوط به این حجم از گاز فلر از ۲۸/۳۱ میلیون مترمکعب در روز در دهه ۱۹۵۰ تا ۱۲۷/۴ میلیون مترمکعب در روز در دهه ۱۹۷۰ اعلام شده است).[۲] شرکت نفتی آرامکوی عربستان نیز هیچ پروژه‌ای برای جمع‌آوری گازهای همراه نفت در دستور کار نداشت، زیرا حتی اگر برای تمام این گازها نیز بازار وجود می‌داشت، فروش این گاز تنها ۱ درصد به درآمد این شرکت اضافه می‌کرد. در سال ۱۹۷۵، بعد از اولین شوک قیمتی نفت، دولت عربستان به شرکت نفتی آرامکو دستور داد تا با استفاده از درآمدهای افزایش یافته نفتی، سیستم جمع‌آوری گازهای همراه نفت را برای استفاده از این گازها ایجاد کند. در سال ۱۹۸۲ اولین فاز سیستم جامع گاز با سه واحد پالایش گاز[۳] که گاز سوزانده شده را ۶۴ درصد کاهش داده بود، وارد مدار شد (Abushihada, 1986).

واحدهای جداسازی گاز و نفت (GOSP) بزرگی در میادین نفتی واقع در استان‌های شرقی این کشور تأسیس شد. همچنین چندین کیلومتر خطوط لوله احداث شد تا گازهای همراه نفت جمع‌آوری شده را به سه واحد پالایش در بری،[۴] شدقام[۵] و عثمانیه[۶] منتقل نماید. واحد بری که در نزدیکی صنعتی جبیل که در حاشیه خلیج فارس واقع است، در سال ۱۹۷۷ به بهره‌برداری رسید. دو واحد دیگر در میادین استان شرقی این کشور قرار دارند. گاز جمع‌آوری شده در این سه واحد، تصفیه شده و ناخالصی‌های آن همچون سولفید هیدروژن و دی‌اکسیدکربن، جدا می‌گردد. در نهایت گاز خشک تصفیه شده (متان) فشرده‌سازی شده و به واحدهای صنعتی (واحدهای تولید سیمان، شیشه، کود شیمیایی، آهک و همچنین دو واحد بزرگ شیرین‌سازی آب) و نیروگاهی (هفت ایستگاه تولید برق و یک واحد تولید بخار) در استان شرقی به‌عنوان سوخت و خوراک فرستاده می‌شود. گاز تولید شده در این طرح، خوراک و سوخت مورد نیاز صنعت پتروشیمی عربستان واقع در جبیل و ینبع (تولیدکنندگان متانول، آمونیاک، اوره و اتیلن) که نقش مهمی در رشد اقتصادی این کشور دارد، را نیز تأمین می‌کند. گوگرد تولید شده نیز به واحد تولید گرانول (پیلت‌سازی)[۷] در جبیل ارسال می‌شود و درنهایت به مصرف داخلی و بخشی از آن از طریق ترمینال اختصاصی صادر می‌گردد. همچنین مقداری از گوگرد تولیدی به‌صورت مذاب برای استفاده در صنایع داخلی به‌کار برده می‌شود.

---

۱. Master Gas System (MGS) یا شبکة الغاز الرئیسی که بزرگ‌ترین شبکه واحد هیدروکربنی در جهان است.
2. Al-Shibani A. 2002.
3. Gas Processing Plants (GPP)
4. Berri
5. Shedgum
6. Othmaniah
7. Pelletizing Plant

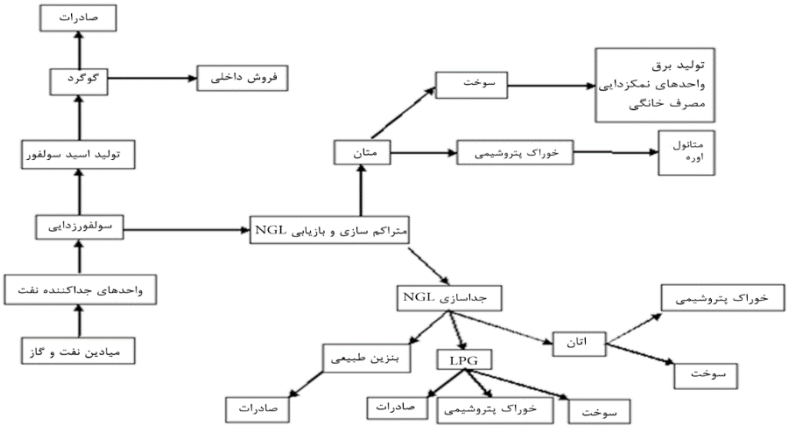
۲-۲-۲. حجم سرمایه‌گذاری و ظرفیت طرح MGS

حجم سرمایه‌گذاری مورد نیاز برای اجرای طرح MGS بین ۱۰ الی ۱۵ میلیارد دلار بوده است که توسط شرکت آرامکو تأمین شد. شایان ذکر است این شرکت تا سال ۱۹۷۳ کاملاً متعلق به شرکت‌های آمریکایی استاندارد اویل کالیفرنیا (۳۰ درصد)، شرکت نفت تگزاس (۳۰ درصد)، استاندارد اویل نیوجرسی (۳۰ درصد) و شرکت سوکونی وکیوم (۱۰ درصد) بوده است. دولت عربستان از سال ۱۹۷۳ تا ۱۹۸۰ به مرور کل سهام این شرکت را خریداری کرد، لذا می‌توان گفت نوع قرارداد دولت عربستان برای ساخت سیستم جامع گاز «امتیازی» بوده و انجام پروژه مذکور را ناشی از فعالیت مستقیم شرکت‌های چهارگانه فوق‌الذکر دانست.

ظرفیت این طرح در سال ۱۹۸۲، ۹۹/۱ میلیون مترمکعب در روز بود. میزان تولیدات این طرح در سال ۱۹۸۳، ۵۶/۶ میلیون مترمکعب در روز گاز سبک (متان)، ۱۰/۵ هزار مترمکعب در روز اتان، ۳۱۵ هزار بشکه در روز LPG و میعانات‌گاز و ۳۷۰۰ تن در روز گوگرد بود (سحابی، ۱۳۹۳).

با پایان اجرای فاز اول این طرح در سال ۱۹۸۲، سیستم گاز جامع عربستان شامل ۳۴ واحد جداسازی گاز - نفت (GOSP) در میادین نفتی شرقی عربستان شامل بری، قوار، ابقیق[1] و Har-maliyah و واحدهای جداسازی NGL و پایانه‌های صادراتی آن در جعیمه و رأس التنوره در خلیج فارس و ینبع در دریای سرخ وارد مدار تولید شد. در شکل زیر نمای کلی روش استفاده از گازهای همراه نفت در عربستان سعودی نمایش داده شده است.

شکل ۱. نمای کلی استفاده گازهای همراه نفت در عربستان سعودی



1. Abqaiq

در واحدهای بری، شدقام و عثمانیه مایعات گازی نیز تولید می‌شود که از طریق خط لوله به واحدهای تفکیک[1] در رأس التنوره و جعیمه در خلیج فارس و یا به تأسیسات مشابه در شهر صنعتی ینبع در کنار دریای سرخ انتقال می‌یابد. خط لوله اختصاصی برای انتقال مایعات گازی به ینبع به طول ۱۱۶۸ کیلومتر می‌باشد که امتداد آن از شرق به غرب این کشور است.

در این واحدها، مایعات گازی به اتان – که به‌عنوان سوخت و خوراک در واحدهای صنعتی کاربرد داردو پروپان، بوتان و بنزین طبیعی (میعانات گازی) تفکیک می‌شود. گاز مایع (پروپان و بوتان) از طریق ترمینال‌های جعیمه و ینبع صادر می‌گردد. بنزین طبیعی نیز از رأس التنوره صادر می‌شود.

۲-۳. توسعه سیستم جامع گاز

۲-۳-۱. توسعه سیستم جامع گاز در سال‌های گذشته

در سال ۱۹۸۵ به‌دلیل افت شدید ۶۶ درصدی تولید نفت نسبت به سال ۱۹۸۰، میزان سوزاندن گازهای همراه نفت به صفر و حجم تولید این گازها با کاهش شدید به نصف میزان آن در سال ۱۹۸۲ رسید، لذا این کشور که بنابه دلایلی همیشه نقش تنظیم‌کننده بازار نفت را داشته و تولید نفت آن با نوسان همراه بوده است، برای تأمین گازهای همراه نفت مورد نیاز خود با چالش روبرو شد. در تابستان ۱۹۸۵ این کشور برای تأمین گازهای همراه نفت مورد نیاز برای شبکه گاز جامع، تولید نفت خود از میادین دارای گازهای همراه نفت بیشتر را افزایش داده اما با اجاره سه تانکر بزرگ (VLCC) اقدام به ذخیره‌سازی نفت اضافی کرد. این وضعیت باعث شد این کشور به توسعه گازهای غیرهمراه سوق پیدا کند (Petrosyan, 2004).

به‌دنبال نیاز روزافزون و باثبات عربستان به گاز، فاز دوم طرح MGS در سال ۱۹۸۴ به بهره‌برداری رسید و ظرفیت این طرح به ۱۲۷/۵ میلیون مترمکعب در روز افزایش یافت. در سال ۱۹۹۶ نیز برنامه پنج ساله‌ای برای توسعه این سیستم آغاز شد. در اولین گام اجرای این برنامه، در سال ۱۹۹۶، ظرفیت سیستم گاز جامع به ۱۴۷/۲ میلیون مترمکعب در روز اتان، یک میلیون بشکه در روز LPG و میعانات‌گازی و ۴۲۵۰ تن در روز گوگرد افزایش یافت. درنهایت با پایان اجرای این برنامه توسعه در سال ۲۰۰۰، طرح MGS شامل ۶۰ واحد جداسازی گاز - نفت در میادین خوریس،[2] الصفانیه، القوار و الزولوف، ۴ واحد فرآورش و ۲ واحد جداسازی NGL در ینبع و جعیمه و ۱۱۶۸ کیلومتر خط لوله شرقی - غربی NGL از شدقام به ینبع گردید. همچنین به‌دلیل کاهش تولید گازهای همراه نفت در اواسط دهه ۱۹۸۰، عربستان حدود ۵۷ میلیون مترمکعب در روز گازهای غیرهمراه نفت جمع‌آوری شده را به این سیستم اضافه کرد. علاوه‌بر این، تأسیساتی برای تولید بیش از ۱۳ میلیون مترمکعب در روز از کلاهک گازی ابقیق و در زمان‌های پیک تقاضا نصب و راه‌اندازی شد. ضمناً مخازن ذخیره‌سازی با ظرفیت ۱/۷ میلیون

1. Fractionation Plants
2. Khurays

مترمکعب در روز در قطیف به‌منظور استفاده در مواقع اضطراری احداث گردید. ظرفیت جمع‌آوری گاز در سیستم گاز جامع در اواخر دهه ۱۹۹۰ به ۱۷۰ میلیون مترمکعب (معادل ۶ میلیارد فوت مکعب) در روز رسید.[۱] توسعه میادین نفتی همچون خورسانیه[۲] و خوریس، تولید بالقوه گازهای همراه نفت به‌عنوان خوراک سیستم گازی جامع را افزایش داد.

۲-۳-۲. طرح‌های جاری توسعه سیستم جامع گاز

درحال حاضر عربستان به‌دلیل رشد روزافزون تقاضا از یکسو و تسریع در جایگزینی فرآورده‌های نفتی با گاز در نیروگاه‌های تولید برق ازسوی دیگر، به‌دنبال گسترش سیستم جامع گاز می‌باشد. شرکت آرامکو درحال گسترش شبکه گازی در استان‌های غربی این کشور است تا بتواند گاز مورد نیاز نیروگاه‌های واقع در آن استان‌ها را تأمین کند.

در اواسط سال ۲۰۱۴ شرکت آرامکو مناقصاتی را برای توسعه چهار بخش از خط لوله مربوط به فاز دوم توسعه سیستم جامع گاز اجرا کرده است تا عرضه گاز در مناطق غربی عربستان را برای مصارف نیروگاهی و صنعتی افزایش دهد. این مناقصات که در مجموع ارزشی بالغ بر ۱/۵ میلیارد دلار داشته است نشان از اولویت توسعه عرضه گاز در شرایط کنونی دارد. طبق برنامه اعلام شده بعد از اتمام فاز اول توسعه تا پایان سال ۲۰۱۶ ظرفیت سیستم گاز جامع این کشور باید از ۲۳۸ میلیون مترمکعب به ۲۷۲ میلیون مترمکعب در روز برسد. همچنین آرامکو اعلام کرده است طی فاز دوم توسعه سیستم جامع گاز که درحال حاضر امور طراحی و مهندسی آن درحال انجام است، ظرفیت این سیستم تا سال ۲۰۱۸ به ۱۲/۵ میلیارد فوت مکعب (۳۵۴ میلیون مترمکعب) خواهد رسید.[۳]

۲-۴. قیمتگذاری گازهای همراه نفت

قیمت گاز عرضه شده در شبکه جامع گاز سراسر این کشور توسط وزارت نفت و منابع معدنی به‌طور یکسان در اوایل دهه ۱۹۹۰ برابر با ۰/۵ دلار برای هر میلیون بی.تی.یو [۴]تعیین شده بود و در سال ۱۹۹۸ به ۰/۷۵ دلار در هر میلیون بی.تی.یو[۵] افزایش یافت. قیمت یارانه‌ای مذکور که در مقایسه با قیمت‌های بین‌المللی و حتی در منطقه خلیج فارس جزء پایین‌ترین قیمت‌ها می‌باشد، در کنار مشکلات مربوط به کمبود عرضه گاز، چالشی جدی برای شرکت‌های خارجی در زمینه توسعه میادین گازی این کشور محسوب می‌شود. قیمت مذکور زمانی تعیین شد که بیشتر گاز تولیدی این کشور را گازهای همراه نفت کم‌هزینه تشکیل

---

۱. (CIA, World Factbook) به نقل از سایت
http://www.photius.com/countries/saudi_arabia/economy/saudi_arabia_economy_master_gas_system.html

2. Khursaniyah

3. http://af.reuters.com/article/idAFL6N0SB48920141022, visit date: 2/7/2015

٤. معادل ۱/۷۷ سنت بر مترمکعب

٥. معادل ۲/۶۵ سنت بر مترمکعب

می‌داد و درحال حاضر با گاز تولیدی ترش از میادین مستقل گازی در این کشور که هزینه تولید آن بین ۳/۵ الی ۵/۵ دلار به‌ازای هر میلیون بی.تی.یو می‌باشد، سازگار نیست. قیمت پایین گاز، انگیزه شرکت‌های خارجی برای فعالیت‌های اکتشافی در منطقه ربع‌الخالی این کشور را کاهش داده است.

۲-۵. جمع‌بندی و ارائه نکات کاربردی

تجربه عربستان در زمینه جمع‌آوری گازهای همراه نکات مفیدی را برای ایران به همراه دارد:

۱. تجربه عربستان در زمینه جمع‌آوری و استفاده از گازهای همراه نفت را می‌توان یک تجربه موفق دانست. البته این کشور موفقیت خود در این زمینه را مدیون دو مسئله اساسی است:

الف) احداث سیستم جامع گاز توسط شرکت‌های آمریکایی صورت گرفته است و شرکت سعودی آرامکو در ادامه با استفاده از زیرساخت‌های موجود و تجربیات آموخته شده، سیستم موجود را توسعه داده است.

ب) مسئله دیگر تراکم گازهای همراه نفت در میادین عظیم نفتی همچون قوار واقع در خشکی است که هزینه جمع‌آوری گازهای همراه نفت را بسیار کاهش داده است. درحالی که بخش قابل توجهی از میادین دارای گاز مشعل ایران در منطقه عملیاتی فلات قاره (فراساحل) قرار گرفته‌اند و احداث خطوط لوله در این نواحی نسبت به خشکی بسیار دشوارتر است. البته دلایل دیگری همچون شرایط جغرافیایی، پراکندگی سکوهای تولیدکننده گازهای فلر و هزینه بالای نصب سکوهای تقویت فشار و جمع‌آوری این گازها نیز مشکلات جمع‌آوری گازهای همراه نفت منطقه عملیاتی فلات قاره را افزوده است.

ج) همچنین این کشور از ابتدا میدان گازی مستقل نداشته و چاره‌ای جز جمع‌آوری و استفاده از گاز همراه نداشته است که این مسئله با کارآیی بالا منجر به کسب دستاوردهای وسیعی در صنایع پتروشیمی و تأمین برق مورد نیاز این کشور شده است.

۲. نکته قابل توجه دیگر این است که توسعه سیستم جامع گاز توسط شرکت آرامکو در قالب قراردادهای پیمانکاری (EPC) صورت گرفته است که دقیقاً مشابه روش به‌کار گرفته شده توسط شرکت ملی نفت ایران است، لکن قدرت و توانمندی شرکت آرامکو در مدیریت کلان پروژه‌ها باعث موفقیت حداکثری آنها شده است. درحالی که این توانمندی چه در حوزه توسعه میادین نفتی و چه در پروژه‌های جمع‌آوری گازهای همراه نفت و احداث واحدهای NGL، بنا به‌دلایل مختلف در شرکت ملی نفت ایران وجود نداشته است. بنابراین لازم است تجربه و دلایل کارآمدی شرکت آرامکو در این زمینه مورد مطالعه و بررسی قرار گیرد.

۳. تخصیص گاز به بخش پتروشیمی و نیروگاهی که نسبت به بخش خانگی از راندمان و ارزش‌افزوده بیشتری برخوردار است و مصرف برق به‌جای گاز در بخش خانگی نیز می‌تواند مورد توجه قرار گیرد.

۳. نیجریه

۱-۳. وضعیت کلی گازهای همراه نفت سوزانده شده

نیجریه با دارا بودن ۱۸۰/۵ تریلیون فوت مکعب ذخایر اثبات شده گاز طبیعی، نهمین کشور دنیا و اولین کشور آفریقایی دارنده ذخایر گازی است. با وجود حجم قابل توجه ذخایر، تولید گاز خشک این کشور در سال ۲۰۱۳ حدود ۱۲۳میلیون مترمکعب در روز بوده است (سالنامه آماری اوپک، ۲۰۱۶). دلیل محدودیت تولید گاز در این کشور نبود زیرساخت‌های کافی تولید و جمع‌آوری گاز می‌باشد. همچنین مسائل امنیتی و عدم ثبات قوانین و مقررات نیز بر صنعت نفت و گاز این کشور آثار منفی داشته است. طبق جدول زیر، میزان گازهای همراه نفت سوزانده شده این کشور از سال ۲۰۰۸ تا سال ۲۰۱۵ با روند نزولی از حدود ۱۵/۵ به ۷/۶۵ میلیارد مترمکعب رسیده است. همچنین نسبت گازهای همراه نفت سوزانده شده به کل نفت تولیدی در این کشور در دوره مذکور با کاهش مستمر از ۲۰/۲۲ به ۸/۹۳ مترمکعب رسیده است که حاکی از اجرای برنامه‌هایی در نیجریه برای جمع‌آوری گازهای همراه نفت سوزانده شده دارد.

جدول ۶. وضعیت تولید نفت و گاز سوزانده شده در نیجریه طی سال‌های ۲۰۰۸ لغایت ۲۰۱۵

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
تولید نفت* (میلیون بشکه در روز)	۲/۱	۲/۲	۲/۵	۲/۴۸	۲/۴۳	۲/۳۲	۲/۳۹	۲/۳۵
گازهای همراه نفت سوزانده شده** (میلیون مترمکعب در روز)	۴۲/۴۶	۴۰/۸	۴۱/۱	۴۰	۴۰/۳	۲۵/۵۹	۲۳/۱	۲۰/۹۸
شدت سوزاندن گاز (مترمکعب گاز بر بشکه نفت)	۲۰/۲۲	۱۸/۵۴	۱۶/۴۴	۱۶/۱۳	۱۶/۵۸	۱۱/۰۳	۹/۶۷	۸/۹۳

مأخذ: همان.

* BP (2016).

** بانک جهانی.

قبل از سال ۱۹۹۹، فعالیت‌های اکتشافی گاز در نیجریه محدود بوده و عمده گازهای همراه نفت تولیدی نیز سوزانده می‌شد. با شناسایی خسارت مالی حاصل از سوزاندن گازهای همراه نفت و آسیب‌های زیست‌محیطی، قانون گازهای همراه نفت به تصویب رسید. براساس این قانون، شرکت‌های تولیدکننده نفت باید جزئیات طرح‌های مربوط به جمع‌آوری گازهای همراه نفت را ارائه دهند. همچنین این قانون، سوزاندن گازهای همراه نفت بدون اجازه وزارت منابع نفتی[1] را ممنوع کرده است.[2]

1. Ministry of Petroleum Resources
2. Olaniwun Ajayi LP, 2013.

۳-۲. محدودیت‌های جمع‌آوری گازهای همراه نفت

موفقیت پروژه‌های جمع‌آوری گازهای همراه نفت به وضعیت قیمتگذاری گاز، بازار داخلی و صادرات بستگی دارد. یکی از مشکلات در بازار گاز مربوط به مکانیسم قیمتگذاری است. قیمت داخلی گاز طبیعی در نیجریه به نحوی است که سرمایه‌گذاران انگیزه‌ای برای سرمایه‌گذاری در بخش گاز ندارند. به‌طوری که قیمت گاز کمتر از هزینه تمام شده تولید گاز است.[1] البته دولت نیجریه با این استدلال که گازهای همراه نفت دارایی ملی محسوب می‌شود از شرکت‌های نفتی می‌خواهد تا برای بخش‌های متقاضی گاز به‌خصوص نیروگاه‌های برق، قیمت پایین‌تر پیشنهاد بدهند. از طرف دیگر، شرکت‌های بین‌المللی نفتی به‌دلیل بالا بودن قیمت گاز صادراتی، گرایش دارند تا گازهای همراه نفت را به بازار صادراتی بفرستند و در صورت عدم توانایی در صادرات گاز، انگیزه‌ای برای فروش داخلی ندارند و گاز تولیدی باقیمانده را می‌سوزانند که این موضوع موجب سوزاندن حجم بالای گازهای همراه نفت شده است.[2] برخی از مشکلاتی که در پروژه‌های کاهش گازهای همراه نفت سوزانده شده در این کشور وجود داشته است، عبارتند از:

- توسعه‌نیافتگی بازار داخلی گاز و فرآورده‌های گازی (CNG، LPG، سوخت متانول و...)،
- قیمت‌های پایین گاز و فرآورده‌های گازی،
- نبود زیرساخت‌های گاز و انتقال و توزیع برق،
- مشکلات تأمین مالی،
- مسائل امنیتی و تروریستی.

۳-۳. قیمتگذاری گاز

در سال ۲۰۰۸ دولت این کشور برای توسعه میان‌مدت و بلندمدت بخش گاز برنامه‌ای را مصوب کرد که شامل مواردی همچون سیاست جدید قیمتگذاری گاز و تعهد شرکت‌های تولیدکننده برای تأمین بازار داخلی بود. طبق این مصوبه، تمام شرکت‌های تولیدکننده نفت و گاز ملزم به کنار گذاشتن مقدار مشخصی از گاز تولیدی خود برای عرضه به بازار داخلی هستند و جریمه تعیین شده برای هر هزار فوت مکعب (۲۸ مترمکعب) گاز عرضه نشده به بازار داخلی و سوزاندن آن، ۳/۵ دلار بوده است و در هنگام محاسبه مالیات به‌عنوان هزینه از درآمد شرکت کسر نخواهد شد. همچنین عوارض زیست‌محیطی ۰/۵ سنت بر هزار فوت مکعب نیز بر گاز سوزانده شده اعمال خواهد شد. این مصوبه همچنین تصریح کرده است که در ابتدا باید گازهای ارزان‌تر به بازار داخلی عرضه شود. بسته سیاستی مذکور، برای نیروگاه‌های برق قیمت کف معادل ۰/۴ دلار بر میلیون بی.تی.یو تعیین کرده است که مبتنی بر قیمت ۰/۱ دلار در میلیون بی.تی.یو قیمت سر چاه و ۰/۳ دلار بر میلیون بی.تی.یو هزینه انتقال محاسبه شده است. قیمت گاز برای دیگر مصرف‌کنندگان بالاتر از این

1. Chukwuemeka Okorie, 2010.
2. Prasad V.S.N. Tallapragada, 2009.

قیمت «یارانه‌ای» بوده و در مجموع، قیمت ترکیبی ۰/۸ دلار بر میلیون بی.تی.یو برآورد می‌شود.

در سال ۲۰۱۴، دولت این کشور قصد دارد تا به‌تدریج قیمت داخلی گاز را به سطوح بین‌المللی افزایش دهد، تا به این وسیله مشکل عرضه گاز به بخش نیروگاهی را مرتفع کند. بر این اساس قرار است در گام اول قیمت گاز برای واحدهای نیروگاهی از ۱ دلار کنونی به ۲ دلار در هر میلیون بی.تی.یو[۱] افزایش یابد و قیمت گاز برای مصارف صنعتی نیز از ۲ دلار به ۳ دلار در هر میلیون بی.تی.یو برسد.[۲] درحال حاضر از ۲۳۳/۳ میلیون مترمکعب در روز گاز غنی تولیدی در این کشور، حدود ۸۰ درصد صادر می‌گردد و قرار است با اصلاحات صورت گرفته، عرضه داخلی گاز تا سال ۲۰۱۶ دو برابر شده و به ۸۴/۹ میلیون مترمکعب در روز برسد.[۳] بنابراین پیش‌بینی می‌شود با افزایش قیمت گاز داخلی انگیزه شرکت‌های نفتی در جمع‌آوری گازهای همراه نفت و عرضه آن به بازار داخلی بیشتر گردد.

۳-۴. قوانین و مقررات

۱-۴-۳. قانون تزریق مجدد گازهای همراه نفت

اولین قانونی که در زمینه کاهش گازهای همراه نفت سوزانده شده در این کشور تصویب شد، قانون تزریق مجدد گازهای همراه نفت (AGRA)[۴] در سال ۱۹۷۹ بود. این قانون تمام شرکت‌های فعال در حوزه نفت و گاز را ملزم می‌کند که حداکثر تا اول آوریل ۱۹۸۰، جزئیات برنامه‌هایشان درخصوص تزریق مجدد گازهای همراه نفت و یا برنامه‌هایشان برای استفاده از این گازها را به وزارت نفت این کشور اعلام کنند. همچنین طبق این قانون شرکت‌ها بدون مجوز کتبی از وزیر، از تاریخ ۱ ژانویه ۱۹۸۴ حق سوزاندن گازهای همراه نفت تولیدی را نداشتند.

در قانون مذکور تصریح شده بود که در صورت نقض تعهدات این شرکت‌ها، میادین واگذار شده توسط دولت ضبط خواهد شد، اما به وزارت نفت این اختیار داده شد که اجازه سوزاندن گازهای همراه نفت به شرکت‌ها در موارد خاص داده شود. در سال ۱۹۸۴ قانون مذکور اصلاح شد و برای اولین بار جریمه مشخصی برای سوزاندن گازهای همراه نفت تعیین گردید. لکن این جرائم از بازدارندگی کافی برخوردار نبودند. میزان جریمه تعیین شده برای سوزاندن گازهای همراه نفت بدون مجوز، در ابتدا ۲ کوبو[۵] به‌ازای هر هزار فوت مکعب گاز بود. در سال ۱۹۹۰ جریمه مذکور به ۱۵ کوبو افزایش یافت و در سال ۱۹۹۸ نیز به ۱۰ نایرا[۶] به‌ازای هر هزار فوت مکعب (۲۸ مترمکعب) رسید. در سال ۲۰۰۸ جریمه مذکور مجدداً افزایش یافت و به ۳/۵ دلار در هر هزار فوت مکعب (۱۲/۴ سنت بر

---

۱. معادل افزایش از ۳/۵ سنت بر مترمکعب فعلی به ۷ سنت بر مترمکعب.
۲. معادل افزایش از ۷ سنت بر مترمکعب به ۱۰/۶ سنت بر مترمکعب.
3. http://www.platts.com/latest-news/natural-gas/lagos/nigeria-to-raise-domestic-gas-prices-to-par-with-21345204
4. Associated Gas Re-Injection Act
5. Kobo
6. Naira

مترمکعب) رسید، اما کماکان تولیدکنندگان در بسیاری از میادین این کشور ترجیح می‌دهند به‌جای سرمایه‌گذاری در زمینه جمع‌آوری گازهای همراه نفت، با پرداخت جریمه مذکور به سوزاندن این گازها ادامه دهند. مجلس ملی این کشور در سال ۲۰۱۰ قانون AGRA را مجدداً اصلاح کرد و آخرین مهلت سوزاندن گازهای همراه نفت توسط شرکت‌های نفتی (بجز مواردی که از وزارت مجوز داشته باشند) را ۳۱ دسامبر ۲۰۱۲ تعیین نمود. همچنین جریمه متخلفان بعد از تاریخ مذکور به‌ازای هر مترمکعب ۱۷/۷ سنت تعیین شد (Dennis Otiotio, 2013).[1]

۲-۴-۳. سیاست‌های تشویقی

دولت نیجریه با درک این واقعیت که سیاست‌های تنبیهی به تنهایی نمی‌تواند کارآیی کافی داشته باشد، تصمیم گرفت از سیاست‌های تشویقی استفاده کند. ازاین‌رو، محرک‌های انگیزشی در توافقات و قوانین زیر به‌تدریج طراحی و تصویب شد:

- قانون گاز طبیعی مایع شده نیجریه (NLNG)[2] سال ۱۹۹۰،
- موافقتنامه چارچوب گازهای همراه نفت (AGFA)[3] در سال ۱۹۹۲،
- قانون مالیاتی سال ۱۹۹۸،
- قانون مالیاتی سال ۱۹۹۹.

طی قوانین مذکور مقرر شد پروژه NLNG تا ۱۰ سال و دیگر پروژه‌های مربوط به گازهای همراه نفت بین ۳ تا ۵ سال معاف از مالیات باشند و نرخ مالیات نیز برای این طرح‌ها پایین‌تر بوده و بازگشت سرمایه آنها سریع‌تر انجام گیرد. همچنین پروژه NLNG از پرداخت عوارض گمرکی و مالیات‌های متفرقه مستثنا گردید. این سیاست‌های تشویقی پروژه‌هایی همچون LNG، GTL و IPPs[4] را دربر می‌گرفت.

۳-۴-۳. لایحه صنعت نفت (PIB)[5] در سال ۲۰۱۲

یک تلاش حقوقی مهم دیگر که در این کشور توسط دولت برای مقابله با تهدید گازهای همراه نفت سوزانده شده رخ داد، مقرراتی است که لایحه صنعت نفت (PIB) در سال ۲۰۱۲ را شکل داده است. این لایحه به‌دنبال یکپارچه‌سازی تمامی قوانین نفت و گاز این کشور است. اهداف اصلی این لایحه، مدیریت و تخصیص دقیق منابع نفتی و مشتقات آن، بر طبق قواعد حکمرانی خوب، شفافیت و توسعه پایدار بود. این لایحه، جریمه گازهای همراه نفت سوزانده شده بدون مجوز وزارت نفت را حداقل برابر با قیمت گاز می‌داند و صدور مجوز برای متقاضیان را بدون برنامه جامع و قابل قبول درخصوص نحوه استفاده یا تزریق مجدد گازهای همراه نفت را ممنوع می‌نماید. همچنین تمام اپراتورها باید تجهیزات

1. Dennis Otiotio (2013) Gas Flaring Regulation in The Oil and Gas Industry: A Comparative Analysis of Nigeria and Texas Regulations, University of Tulsa College of Law
2. Nigeria LNG (NLNG)
3. Associated Gas Framework Agreement (AGFA)
4. Independent Power Plants
5. Petroleum Industry Bill

اندازه‌گیری را تا سه ماه بعد از تصویب این لایحه در سایت‌های خود نصب نمایند و سوزاندن گازهای همراه نفت بدون مجوز یک جرم کیفری محسوب می‌شود. همچنین اپراتورها باید گزارش‌های خود درخصوص میزان گازهای همراه نفت سوزانده شده و یا آزادسازی متان[1] را در اختیار نزدیک‌ترین اداره بازرسی قرار داده و هیئت بازرسی باید ظرف مدت ۴۸ ساعت از دریافت گزارش، از محل بازرسی نموده و بعد از هفت روز نتیجه را اعلام نمایند. در صورت بروز تخلف، هیئت بازرسی می‌تواند اعمال جریمه نماید و یا حکم توقف فعالیت را صادر کند.

همچنین دولت این کشور قانون ارزیابی آثار زیست‌محیطی (EIA)[2] را تصویب کرده است که از شرکت‌های دارای پروژه‌های بزرگ توسعه‌ای می‌خواهد پروژه‌های خود را با مقررات و ضوابط این قانون تطبیق داده و قبل از شروع فعالیت آثار زیست‌محیطی آن را ارزیابی کنند.

وزارت منابع نفتی (MPR)،[3] وزارت فدرالی محیط زیست (FMENV)،[4] دپارتمان منابع نفتی (DPR)،[5] آژانس ملی استانداردهای زیست‌محیطی و وضع مقررات (NESREA)[6] توسط دولت این کشور برای وضع مقررات در زمینه کاهش گازهای همراه نفت سوزانده شده منصوب شدند.

۵-۳. پروژه‌های جمع‌آوری گازهای همراه نفت

عمده پروژه‌های گازی که درحال حاضر اجرایی شده و یا درحال توسعه است عبارتند از: پروژه ال.ان.جی نیجریه،[7] واحد گازی اِسکراوُس[8] و پروژه NGL اُسوُ.[9] هفت پروژه عمده در دست ساخت در جمع‌آوری گازهای همراه نفت عبارتند از: پروژه گازی سوُکوُ[10] (خطوط انتقال گازهای همراه نفت)، ای.جی.جی شمال اُبیگوُ[11] (خطوط انتقال گازهای همراه نفت)، پروژه اُدیدی،[12] پروژه کانال کاوتورن[13] (خطوط انتقال گازهای همراه نفت)، پروژه فُرکادوُس یوکری،[14] پروژه فُرکادوُس جنوبی،[15] پروژه بِلِما.[16] در ادامه مشخصات برخی از مهمترین پروژه‌های جمع‌آوری گازهای همراه نفت نیجریه ارائه شده است.

---

1. venting
2. Environmental Impact Assessment (EIA)
3. Ministry of Petroleum Resources (MPR)
4. Federal Ministry of Environment (FMENV)
5. Department of Petroleum Resources (DPR)
6. National Environmental Standards and Regulations Enforcement Agency (NESREA)
7. Nigeria LNG (NLNG) Project
8. Escravos Gas Plant (EGP)
9. Oso NGL Project
10. Soku Gas Project
11. Obigbo North AGG
12. Odidi Project
13. Cawthorne Channel Project
14. Forcados Yokri Project
15. South Forcados Project
16. Belema Project

۱-۵-۳. پروژه ال.ان.جی نیجریه

این پروژه در سال ۱۹۹۹ با مشارکت شرکت ملی نفت نیجریه (NNPC)،[۱] شل،[۲] توتال ال.ان.جی[۳] و اِنی[۴] به‌ترتیب با سهم ۴۹، ۲۵/۶، ۱۵ و ۱۰/۴ درصد به بهره‌برداری رسید. این پروژه یکی از مهمترین پروژه‌های جمع‌آوری گازهای همراه نفت نیجریه محسوب می‌شود که طی سال‌های ۲۰۱۲-۱۹۹۹ به میزان ۱۰۴ میلیارد مترمکعب (۲۱/۹ میلیون مترمکعب در روز) گازهای همراه نفت را به ال.ان.جی تبدیل کرده است. پروژه مذکور دارای ۶ واحد مایع‌سازی به ظرفیت ۲۲ میلیون تن در سال (تقریباً ۱۰ درصد مصرف ال.ان.جی دنیا) است.[۵]

۲-۵-۳. پروژه NGL اُسوُ

این پروژه از سال ۱۹۹۸ با مشارکت NNPC اگزان موبیل به‌ترتیب با سهم ۶۵ و ۳۵ درصد شروع به تولید کرد. در شروع فعالیت، تولید این واحد معادل ۳۰ هزار بشکه در روز مایعات گازی بوده است و ظرفیت آن می‌تواند به ۱۱۰ هزار بشکه در روز برسد. هزینه سرمایه‌گذاری این پروژه بین ۲۱۸ تا ۹۰۰ میلیون دلار گزارش شده است که توسط سهامداران به نسبت سهمشان تأمین مالی شده است. این واحد دارای ظرفیت جمع‌آوری گازهای همراه نفت به میزان ۱۶/۹ میلیون مترمکعب در روز است.[۶]

۳-۵-۳. واحد گازی اِسکراوُس

این واحد به‌منظور جمع‌آوری گازهای همراه نفت میادین مِفا، اوکان و چاه‌های منطقه دریایی اِسکراوُس و با مشارکت NPCC و شورون با سهم ۶۰ و ۴۰ درصد ایجاد شده است. واحد مذکور دارای سه فاز EGP1، EGP2 و EGP3 به‌ترتیب با ظرفیت‌های ۴/۶۷، ۳/۸ و ۱۱/۹ میلیون مترمکعب در روز است. هزینه سرمایه‌گذاری این واحد بین ۵۵۰ تا ۱۰۰۰ میلیون دلار بوده است.

۴-۵-۳. واحد گاز به فرآورده‌های نفتی (GTL) اِسکراوُس

این واحد با مشارکت شورون، NNPC، و ساسول به‌ترتیب با سهم ۷۵، ۱۵ و ۱۰ درصد از ۲۰۰۵ به بهره‌برداری رسیده است. این واحد با سرمایه‌گذاری ۱۲۰۰ میلیون دلاری و ظرفیت ۸/۵ میلیون مترمکعب در روز به‌منظور استفاده از گازهای همراه نفت به بهره‌برداری رسیده است. محصولات این واحد دیزل و نفتا بوده و پیش‌بینی می‌شود تولید این واحد از ۳۳ هزار بشکه در روز به ۱۲۰ هزار بشکه در روز برسد.[۷]

---

1. Nigerian National Petroleum Corporation
2. Shell
3. Total LNG
4. ENI
5. Perrine Toledano and Belinda Archibong, 2012, p.25.
6. Francis Idowu Ibitoye (2014), p. 17.
7. Toledano, p. and Archibong, B. 2012, p.29.

۵-۵-۳. پروژه بِلِما

این پروژه به‌منظور جلوگیری از سوزاندن گازهای همراه نفت توسط شرکت شل اجرایی شده است. این پروژه هنوز در مراحل ابتدایی است و انتظار می‌رود با بهره‌برداری این پروژه، از سوزاندن ۲/۲۶ میلیون مترمکعب در روز جلوگیری شود.[۱]

۶-۵-۳. واحد نیروگاهی اُکپای اِنی[۲]

این واحد به‌منظور تبدیل گازهای همراه نفت به برق با مشارکت NNPC (سهم ۶۰ درصدی)، انی (سهم ۲۰ درصدی و مجری پروژه) و کونوکو فیلیپس (سهم ۲۰ درصدی) در سال ۲۰۰۵ به بهره‌برداری رسیده است. ظرفیت تولید برق در این واحد به میزان ۴۸۰ مگاوات است که از این میزان ۴۵۰ مگاوات در منطقه شرقی نیجریه مصرف می‌شود و ۳۰ مگاوات دیگر توسط شرکت انی استفاده می‌گردد. این میزان برق با استفاده از ۲/۲۶ میلیون مترمکعب در روز، ۲ توربین گازی و یک توربین بخار تولید می‌شود.[۳]

۷-۵-۳. واحد نیروگاهی آفام شل

این واحد نیز به‌منظور تولید برق از گازهای همراه نفت در سال ۲۰۰۸ با مشارکت شرکت‌های NNPC (سهم ۵۵ درصدی)، شل (سهم ۳۰ درصدی)، TEPNG[۴] (سهم ۱۰ درصدی) و NAOC[۵] (سهم ۵ درصد) به بهره‌برداری رسیده است. هزینه سرمایه‌گذاری در این طرح معادل ۱۳۰۰ میلیون دلار بوده است که باعث می‌شود تولید برق این کشور۱۴ تا ۲۴ درصد افزایش یابد. ظرفیت تولید برق واحد مذکور ۶۵۰ مگاوات می‌باشد که برای تولید این میزان برق به ۵/۳۸ میلیون مترمکعب در روز گاز همراه نفت نیاز است.[۶]

جدول ۷. واحدهای مهم جمع‌آوری گازهای همراه نفت نیجریه

عنوان پروژه	تاریخ بهره‌برداری	ظرفیت (میلیون مترمکعب در روز)	توضیحات
ال.ان.جی نیجریه (NLNG)	۱۹۹۹	۲۱/۹	پروژه مذکور دارای ۶ واحد مایع‌سازی به ظرفیت ۲۲ میلیون تن در سال (تقریباً ۱۰ درصد مصرف ال.ان.جی دنیا) است.
NGL اُسو	۱۹۹۸	۱۶/۹	هزینه سرمایه‌گذاری این پروژه بین ۲۱۸ تا ۹۰۰ میلیون دلار گزارش شده است.
واحد گازی اِسکراوُس	۲۰۰۹-۱۹۹۷	۲۰	دارای سه فاز EGP1، EGP2 و EGP3 به‌ترتیب با ظرفیت‌های ۴/۶۷، ۳/۸ و ۱۱/۹ میلیون مترمکعب در روز

1. Center for Energy Economics, 2010, p.5.
2. Eni Okpai Power Plant
3. Toledano, P. and Archibong, B. 2012, p.21.
4. Total E&P Nigeria Ltd
5. Nigerian Agip Oil Company
6. Perrine Toledano and Belinda Archibong 2012, p.23.

عنوان پروژه	تاریخ بهره‌برداری	ظرفیت (میلیون مترمکعب در روز)	توضیحات
			است. هزینه سرمایه‌گذاری این واحد بین ۵۵۰ تا ۱۰۰۰ میلیون دلار بوده است.
واحد GTL اِسکراوُس	۲۰۱۴	۹/۲	محصولات این واحد دیزل و نفتا بوده و پیش‌بینی می‌شود تا تولید این واحد از ۳۳ هزار بشکه در روز به ۱۲۰ هزار بشکه در روز برسد.
واحد نیروگاهی اُکپای اِنی	۲۰۰۵	۲/۲۶	ظرفیت تولید برق در این واحد به میزان ۴۸۰ مگاوات است که از این میزان ۴۵۰ مگاوات در منطقه شرقی نیجریه مصرف می‌شود و ۳۰ مگاوات دیگر توسط شرکت انی استفاده می‌گردد.
واحد نیروگاهی آفام شل	۲۰۰۸	۵/۳۸	هزینه سرمایه‌گذاری در این طرح معادل ۱۳۰۰ میلیون دلار بوده است که برق تولیدی در این واحد موجب افزایش ۱۴ تا ۲۴ درصدی تولید برق نیجریه می‌شود. ظرفیت تولید برق واحد مذکور ۶۵۰ مگاوات می‌باشد.

مأخذ: نتایج پژوهش.

۶-۳. جمع‌بندی و ارائه نکات کاربردی

۱. ساختار صنعت نفت و گاز نیجریه با ایران متفاوت بوده و شرکت‌های بزرگ نفتی همچون شل، توتال، انی در قالب شرکت‌های سرمایه‌گذاری مشترک با قراردادهای امتیازی و مشارکت در تولید در این کشور حضور مستقیم دارند. لذا اعمال نظارت و سیاست‌های تنبیهی و تشویقی درخصوص جمع‌آوری گازهای همراه نفت و عرضه آن به بازار داخلی یا صادرات، از این منظر آسان‌تر است، لکن مسائل دیگری همچون اختصاص تکلیفی بخشی از گاز تولیدی به بازار داخلی و با قیمت بسیار پایین‌تر از قیمت صادراتی و مسائلی همچون خرابکاری شورشیان در منطقه Niger Delta، تاکنون انگیزه کافی برای سرمایه‌گذاری این شرکت‌ها در پروژه‌های جمع‌آوری گازهای همراه نفت را فراهم نکرده است.

۲. یکی از نکات قابل توجه در رابطه با تجربه نیجریه آن است که این کشور دارای قانون قدیمی در سال ۱۹۷۹ با عنوان اختصاصی «قانون تزریق مجدد گازهای همراه نفت» است که نشان‌دهنده میزان توجه مسئولان و قانونگذاران این کشور به این موضوع بوده است.

۳. سیاست‌های تشویقی به‌کار رفته در این کشور عبارتند از:

الف) معافیت‌ها و تخفیفات مالیاتی بلندمدت برای طرح‌های مرتبط با جمع‌آوری گازهای همراه نفت،

ب) تسهیلات در نظر گرفته شده در رابطه با عوارض گمرکی.

۴. نکته قابل توجه دیگر، وضع مالیات و یارانه بر طرح‌های اقتصادی (به‌جای شرکت‌ها و افراد حقیقی و حقوقی) در این کشور است که امکان برنامه‌ریزی و سیاستگذاری دولت در تخصیص بهتر منابع توسط شرکت‌های مختلف را میسر می‌سازد. پروژه‌های مرتبط با جمع‌آوری و استفاده از گازهای همراه نفت که

در این کشور از سیاست‌های تشویقی در این رابطه بهره‌مند شده‌اند عبارتند از: پروژه NLNG، پروژه‌های GTL و واحدهای تولید برق مستقل (IPPs).

۵. سیاست‌ها و مقررات تنبیهی به‌کار گرفته شده در این کشور عبارتند از:

الف) الزام اپراتورهای نفتی به ارائه برنامه‌های تفصیلی درخصوص چگونگی جمع‌آوری و استفاده از گازهای همراه قبل از اعطای مجوز فعالیت ازسوی دولت.

ب) ارائه گزارش‌های سالیانه درخصوص میزان گازهای همراه نفت سوزانده شده در کنار بازرسی‌های مکرر از سایت‌های مربوطه.

ج) وضع جریمه سوزاندن گازهای همراه نفت بدون مجوز وزارت نفت، حداقل برابر با قیمت گاز به‌علاوه جریمه کیفری.

۴. آمریکا

۴-۱. وضعیت کلی گازهای همراه نفت سوزانده شده

براساس آمارهای بانک جهانی، میزان گازهای سوزانده شده در آمریکا از سال ۲۰۰۸ تا ۲۰۱۵ از ۶/۵۷ میلیون مترمکعب در روز به ۳۲/۳ میلیون مترمکعب در روز رسیده است که در بین کشورهای جهان، بیشترین رشد را داشته است. علت این امر نیز افزایش تولید نفت و گاز غیرمتعارف در سال‌های اخیر بوده است.

در جدول زیر وضعیت گاز تولیدی و سوزانده شده به همراه شدت سوزاندن گاز همراه در این کشور طی سال‌های ۲۰۰۸-۲۰۱۵ نشان داده شده است. بر این اساس می‌توان گفت شدت سوزاندن گاز در دوره مذکور از ۰/۹۷با افزایش چشمگیری به ۲/۵۴ مترمکعب بر بشکه افزایش یافته است.

جدول ۸. وضعیت تولید نفت و گاز سوزانده شده در آمریکا طی سال‌های ۲۰۰۸ لغایت ۲۰۱۵

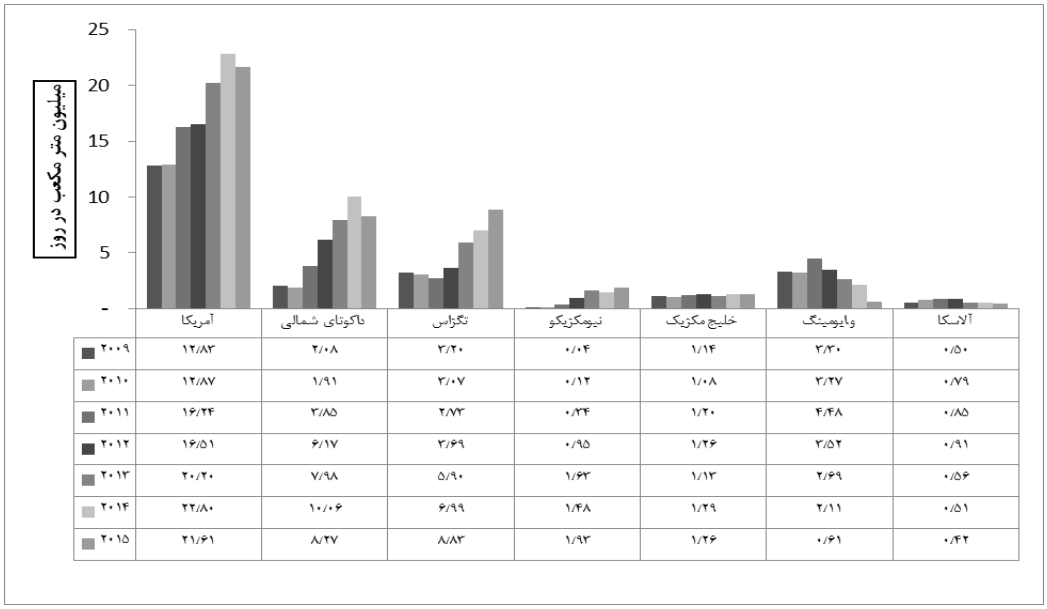
	۲۰۰۸	۲۰۰۹	۲۰۱۰	۲۰۱۱	۲۰۱۲	۲۰۱۳	۲۰۱۴	۲۰۱۵
تولید نفت (میلیون بشکه در روز)	۶/۷۸	۷/۲۶	۷/۵۵	۷/۸۵	۸/۸۸	۱۰/۱	۱۱/۷	۱۲/۷
گاز سوزانده شده* (میلیون مترمکعب در روز)	۶/۵۷	۹/۰۴	۱۲/۶	۱۹/۴۵	۳۱/۷۸	۲۵/۲۰	۳۰/۹۶	۳۲/۳۳
شدت سوزاندن گاز** (مترمکعب گاز بر بشکه نفت)	۰/۹۷	۱/۲۴	۱/۶۷	۲/۴۸	۳/۵۸	۲/۴۹	۲/۶۵	۲/۵۴

* BP (2016).

** بانک جهانی.

در سال‌های اخیر، تولید گازهای همراه نفت در آمریکا به‌خصوص در ایالت داکوتای شمالی متناسب با افزایش تولید نفت غیرمتعارف افزایش یافته است. برای مثال، تولید نفت از سازند باکن[1] در این ایالت بین سال‌های ۲۰۰۷ و اواسط ۲۰۱۳ بیش از ۴۰ برابر افزایش داشت و به ۷۶۰ هزار بشکه در روز رسید و به‌طور کلی تولید نفت در داکوتای شمالی از ۱۲۴ هزار بشکه در روز در ۲۰۰۷ به بیشتر از ۱۱۱۷ هزار بشکه در روز در ۲۰۱۵ رسیده است که این موضوع موجب رشد گازهای همراه نفت سوزانده شده گردید. نمودار زیر میزان گازهای سوزانده شده در ایالت‌های مختلف آمریکا را در سال‌های اخیر نشان می‌دهد (Dennis Otiotio, 2013).[2]

نمودار ۶. میزان گازهای سوزانده شده و آزاد شده در هوا در ایالات متحده آمریکا در سال‌های اخیر[3]



	آمریکا	داکوتای شمالی	تگزاس	نیومکزیکو	خلیج مکزیک	وایومینگ	آلاسکا
۲۰۰۹	۱۲/۸۳	۲/۰۸	۳/۲۰	۰/۰۴	۱/۱۴	۳/۳۰	۰/۵۰
۲۰۱۰	۱۲/۸۷	۱/۹۱	۳/۰۷	۰/۱۲	۱/۰۸	۳/۲۷	۰/۷۹
۲۰۱۱	۱۶/۲۴	۳/۸۵	۲/۷۳	۰/۳۴	۱/۲۰	۴/۴۸	۰/۸۵
۲۰۱۲	۱۶/۵۱	۶/۱۷	۳/۶۹	۰/۹۵	۱/۲۶	۳/۵۲	۰/۹۱
۲۰۱۳	۲۰/۲۰	۷/۹۸	۵/۹۰	۱/۶۳	۱/۱۳	۲/۶۹	۰/۵۶
۲۰۱۴	۲۲/۸۰	۱۰/۰۶	۶/۹۹	۱/۴۸	۱/۲۹	۲/۱۱	۰/۵۱
۲۰۱۵	۲۱/۶۱	۸/۲۷	۸/۸۳	۱/۹۳	۱/۲۶	۰/۶۱	۰/۴۲

۲-۴. قوانین و مقررات

مطابق قوانین وضع شده توسط اداره خدمات مدیریت معادن[4] فدرال، بعد از دستیابی به اهداف تولید نفت و گاز، پیمانکاران فعال در بخش دریایی ملزم هستند تا گازهای همراه نفت تولیدی را یا به شرکت خطوط لوله بفروشند یا اینکه این گازها را برای فروش، استفاده در نیروگاه‌های برق و تزریق موقتی به مخازن نفت به‌منظور بهبود بازیافت نفت به خشکی حمل کنند. این اداره تنها در صورتی‌که در روند بهره‌برداری از نفت به‌دلیل نقض تجهیزات مشکلی ایجاد شود، سوزاندن گازهای همراه نفت را برای ۴۸

1. Bakken
2 .http://www.eia.gov/dnav/pet/pet_crd_crpdn_adc_mbblpd_a.htm and http://www.eia.gov/state and http://www.eia.gov/dnav/ng/ng_prod_sum_a_EPG0_FGO_mmcf_a.htm
3. http://www.eia.gov/dnav/ng/ng_prod_sum_a_EPG0_vgv_mmcf_a.htm
4. Minerals Management Service (MMS)

تا ۱۴۴ ساعت متوالی طی یک ماه مجاز می‌داند. همچنین طی آزمایش چاه یا عملیات پاکسازی چاه، ممکن است بیشتر از ۴۸ ساعت گاز سوزانده شود. شایان ذکر است که سوزاندن گاز در هر دوره زمانی طولانی‌تر از زمان مذکور نیازمند تصویب این اداره است. البته در صورتی‌که حجم این گاز پایین باشد (کمتر از ۱/۴میلیون مترمکعب در روز) و امکان بازیافت و انتقال اقتصادی وجود نداشته باشد، می‌تواند سوزانده شود.

علاوه‌بر این، اگر پیمانکار، تجهیزاتی را برای حذف سوزاندن گازهای همراه نفت نصب کند، آنگاه اداره خدمات مدیریت معادن فدرال، با نظارت سوزاندن گاز در یک دوره بیش از یک سال را تصویب خواهد کرد. به هر حال، تمام پیمانکاران دریایی موظف هستند تا به‌عنوان بخشی از اظهارات روزانه در مورد تولید، حجم گازهای همراه نفت سوزانده شده را به اداره مذکور گزارش دهند. نهادهای مختلفی شامل هیئت مدیریت زمین،[1] آژانس حفاظت از محیط زیست و نهادهای ایالتی نیز در قانونگذاری سوزاندن گازهای همراه نفت در میادین خشکی در آمریکا درگیر هستند.[2]

۱-۲-۴. طرح‌های سبز: استفاده از تجهیزات قابل حمل برای فرآورش اولیه سیال

در آوریل ۲۰۱۲، آژانس حفاظت از محیط زیست برای اولین بار قوانین فدرالی درخصوص چاه‌های شکاف‌دار[3] تصویب کرد که براساس آن شرکت‌ها باید به‌طور کامل ابزارهای کنترلی لازم را برای جمع‌آوری آلاینده‌های مشخص شده در این مصوبه را تا ژانویه ۲۰۱۵ به‌کار بگیرند. این ابزارهای کنترلی RECs[4] یا طرح‌های سبز[5] نامیده می‌شود که عمدتاً ناظر بر استفاده از تجهیزات قابل حمل برای جمع‌آوری و جداسازی گازهای همراه نفت و دیگر مواد خارج شده از چاه‌های جدید است. این تجهیزات عمدتاً در مراحل اولیه حفر چاه‌های اکتشافی مورد استفاده قرار می‌گیرند تا گازهای خارج شده از چاه را جمع‌آوری نمایند. در مراحل بعدی شرکت‌های نفتی می‌توانند بعد از برآورد دقیق‌تری از میزان ذخایر نفتی و گازی میادین، با احداث تجهیزات و واحدهای بزرگ‌تر به جمع‌آوری و پالایش و فروش گاز و یا تزریق مجدد آن بپردازند.[6] البته درحال حاضر، رئیس‌جمهور جدید آمریکا به‌دنبال لغو و یا بازنگری کردن این قانون است.[7]

۲-۲-۴. قوانین و مقررات در ایالت تگزاس

در ایالت تگزاس در سال ۲۰۱۲ تنها ۰/۵ درصد از گازهای همراه نفت میادین نفتی این ایالت سوزانده

---

1. Bureau of Land Management (BLM)
2. http://web.worldbank.org
۳. Fracking wells: چاه‌هايي هستند كه با استفاده از روش شكستگي هيدروليكي حفاري مي‌شود. معمولاً اين روش براي توليد نفت و گاز غيرمتعارف استفاده مي‌شود.
4. Reduced Emission Completions
5. green completions
6. http://www.psiengines.com/flare-gas-regulation-creates-challenges-and-opportunities-for-oil-and-gas-companies
7. NGI 2017.

شده است. در این ایالت، چهار قانون اصلی درخصوص جلوگیری از سوزاندن گاز و کنترل کیفیت هوا وجود دارد که توسط دولت ایالتی و فدرال تصویب شده است (Otiotio, (2013 که در اینجا به برخی از آنها اشاره می‌شود.

۴-۲-۲-۱. اصلاحیه قانون اساسی تگزاس در سال ۱۹۷۱

در سال ۱۹۷۱ اصلاحیه قانون اساسی تگزاس، بیان می‌داشت که حفاظت و توسعه منابع طبیعی این ایالت جزء حقوق و تکالیف عمومی است و قوانین باید متناسب با این اهداف تنظیم شود. این قانون قدرت وسیعی به قانونگذاران درخصوص وضع قوانین زیست‌محیطی و صیانتی شامل جلوگیری از سوزاندن گازهای همراه نفت می‌دهد.

۴-۲-۲-۲. قانون حفاظت از نفت و گاز در سال ۱۹۱۹

قانون حفاظت از نفت و گاز در سال ۱۹۱۹ اتلاف نفت و گاز را ممنوع شمرده و مسئولیت قانونگذاری و نظارت در این زمینه را به کمیسیون RRC[1] محول کرده است. این قانون اتلاف نفت و گاز را به هر صورت که رخ دهد شامل تولید، ذخیره‌سازی یا انتقال نفت و گاز به‌گونه‌ای که دربردارنده اتلاف باشد، غیرقانونی برشمرده است. همچنین در تعریف، اتلاف آنقدر گسترده در نظر گرفته شده است که مواردی همچون فعالیت هر چاه با نرخ گاز به نفت (GOR)[2] ناکارآ، سوزاندن هر میزان گاز طبیعی و رهاسازی گاز به فضای آزاد را شامل می‌شود. همچنین این قانون به کمیسیون RRC این قدرت را می‌دهد تا با وضع و اجرای قوانین و بخشنامه‌های اجرایی بر حفاظت از منابع نفت و گاز و جلوگیری از اتلاف آن نظارت کند. علاوه‌بر این، قانون مذکور بیان می‌دارد: «اجازه انتشار هیچ گازی از چاه نفتی به فضای آزاد بعد از گذشت ده روز از شروع خروج گاز از چاه داده نمی‌شود، مگر آنکه کمیسیون در مواردی به‌صورت استثنایی انتشار گاز را مجاز شمرده باشد، به شرط آن که اپراتور چاه یا دیگر تجهیزات، اطلاعات و مدارک مربوط به لزوم این عمل را به کمیسیون ارائه داده باشد».

۴-۲-۲-۳. قانون ۳/۳۲ کمیسیون RRC

کمیسیون RRC به‌دنبال قدرت تفویض شده ازسوی قوه مقننه ایالت تگزاس، قانون ۳/۳۲ را به اجرا در آورده است که بیان می‌دارد گاز میادین گازی و نفتی باید برای مصارف قانونی مورد استفاده قرار گیرد. این قانون تصریح کرده است که در صورت وجود ابزارهای متعارف برای جمع‌آوری گاز در میادین نفتی و گازی، سیستم‌های جمع‌آوری گاز و یا پالایشگاه‌های گازی، باید برای فعالیت‌های اپراتور مورد استفاده قرار گیرد و یا فروخته شود. اما استثنائاتی نیز برای رهاسازی و یا سوزاندن گاز وجود دارد.

تمام چاه‌هایی که گاز را بیشتر از ۲۴ ساعت در فضا منتشر سازند باید آن را به‌صورت گاز مشعل

1. Rail Road Commission (RRC)
2. Gas Oli Ratio

بسوزانند، اما انتشار گاز برای دوره‌های کمتر از ۲۴ ساعت مجاز است. با وجود این، اپراتورها باید سوزاندن گاز را در سریع‌ترین زمان ممکن به اطلاع کمیسیون RRC برسانند.

علاوه‌بر این، اپراتورها باید به‌طور دقیق و یا تخمینی میزان گاز سوزانده شده یا منتشر شده را اندازه‌گیری کنند و فرم استثنائات قانون ۳۲ را برای گازهای سوزانده شده یا منتشر شده برای مدت بیش از ۲۴ ساعت تکمیل نمایند.

همچنین این قانون به کمیسیون اجازه می‌دهد که مجوزی ۱۸۰ روزه به برخی اپراتورها برای سوزاندن یا انتشار گاز اعطا کند. این مجوز باید در مقابل دریافت مبالغ مشخص شده در قانون صورت گیرد. برای مجوز انتشار و یا سوزاندن دائمی بیش از ۵۰ هزار فوت مکعب در روز، متقاضی باید تحلیل هزینه ـ فایده، نقشه نشان‌دهنده نزدیک‌ترین خط لوله قابل استفاده برای جمع‌آوری و انتقال گاز و تخمین ذخایر گازی میدان، به همراه مبلغ ۳۷۵ دلار برای هر چاه گازی، اجاره‌نامه نفتی یا نقطه انتشار یا سوزاندن گاز را ارائه کند.

بعد از اخذ مجوزهای موقتی، در صورتی‌که یک اپراتور به زمان بیشتری برای انتشار و یا سوزاندن گاز نیاز داشته باشد، باید ۲۱ روز قبل از انقضای مجوز قبلی، مجدداً درخواست خود را برای کمیسیون مذکور ارسال کند. بعد از ارسال درخواست، اپراتور مجاز خواهد بود تا اطلاع ثانوی درخصوص قبول یا رد درخواست تمدید مجوز خود، به انتشار یا سوزاندن گاز ادامه دهد. همچنین درخواست تمدید مجوز باید به همراه ۱۵۰ دلار ارسال شود. البته در صورت تغییر اپراتور، مجوزهای مذکور غیرقابل انتقال است. بنابراین اپراتور جدید باید مجدداً درخواست خود را تا ۹۰ روز بعد از تأیید انتقال P-4[1] برای کمیسیون ارسال نماید (Otiotio, 2013).

۳-۴. جمع‌بندی و ارائه نکات کاربردی

سه نکته اساسی درخصوص وضعیت گازهای همراه در این کشور عبارت است از:

۱. نظارت و مقررات‌گذاری توسط نهادهای زیست‌محیطی ایالتی و فدرال درخصوص نحوه فعالیت شرکت‌های نفتی و مکانیسم نسبتاً مشخص، دقیق و انعطاف‌پذیر[2] در اعطای مجوزهای کوتاه‌مدت و بلندمدت برای سوزاندن گازهای همراه (حتی برای میادین دریایی) و اخذ جریمه متناسب با آن به روش‌های زیر:

الف) الزام پیمانکاران فعال در بخش دریایی به فروش گازهای همراه نفت تولیدی به شرکت خطوط لوله یا انتقال آن به خشکی برای فروش، استفاده در نیروگاه‌های برق و یا تزریق موقتی به مخازن نفت.

ب) الزام شرکت‌ها به کسب مجوز برای سوزاندن موقت گازهای همراه نفت از نهادهای ذیربط.

---

1. P-4 Transfer

۲. در آن حتی سوزاندن گاز در بازه‌های زمانی خاص برای مسائل و محدودیت‌های عملیاتی ثابت پیش‌بینی شده است.

ج) لزوم ارائه تحلیل هزینه ـ فایده، نقشه نشان‌دهنده نزدیک‌ترین خط لوله قابل استفاده برای جمع‌آوری و انتقال گاز و تخمین ذخایر گازی میدان، به همراه مبلغ ۳۷۵ دلار برای هر چاه گازی، اجاره‌نامه نفتی یا نقطه انتشار یا سوزاندن گاز برای کسب مجوز انتشار و یا سوزاندن دائمی بیش از ۵۰ هزار فوت مکعب در روز توسط متقاضی.

۱. روی آوردن به استفاده از طرح‌های سبز با استفاده از تجهیزات قابل حمل به‌منظور جمع‌آوری و استفاده از گازهای همراه نفت و تبدیل آن به برق به‌منظور به‌کارگیری در محل به‌خصوص در ایالت داکوتای شمالی. این رویکرد با توجه به غنی بودن عمده گاز تولیدی در این منطقه و تشابه آن با گازهای همراه تولیدی ایران به‌لحاظ نوع فناوری به‌کار گرفته شده برای سوزاندن گاز غنی برای تولید برق، در میادین دریایی و فاقد زیرساخت‌های جمع‌آوری در کوتاه‌مدت می‌تواند مورد توجه قرار گیرد.

۲. وجود بازار آزاد و توسعه‌یافته در بخش‌های نفت و گاز این کشور در کنار زیرساخت‌های لازم در بخش‌های نفت، گاز و برق در اقصی نقاط این کشور، یکی از دلایل اصلی پایین بودن نرخ سوزاندن گازهای همراه نفت در سال‌های گذشته (قبل از افزایش اخیر تولید نفت و گاز غیرمتعارف) بوده است. لذا گسترش بازار و فراهم آوردن دسترسی بخش غیردولتی به خطوط انتقال گاز و برق در ایران می‌تواند انگیزه لازم برای ورود بخش‌های غیردولتی به این عرصه را نیز فراهم آورد.

۵. جمع‌بندی ـ درس‌هایی برای ایران

همان‌طور که در جدول ۹ مشاهده می‌شود، در کشورهای روسیه، نیجریه و آمریکا که بخش‌های غیردولتی و دولتی در بخش بالادستی نفت و گاز فعالیت می‌کنند، قوانین خاصی برای جمع‌آوری و استفاده از گازهای همراه نفت وضع شده است. این قوانین حول دو محور اصلی هستند:

۱. الزام شرکت بهره‌بردار به جمع‌آوری و استفاده از گاز همراه نفت

۲. تسهیل حضور بخش خصوصی در طرح‌های جمع‌آوری گازهای همراه نفت

با توجه به آنکه در عربستان شرکت آرامکو مالکیت زیرساخت‌های نفتی را در اختیار دارد، سیستم جامع گازی به نحوی توسعه داده شده است که حداقل گازهای همراه نفت سوزانده شود. به‌عبارت دیگر، این شرکت مکلف است سیستم مذکور را آنچنان مدیریت کند که با استفاده حداکثری از گازهای همراه نفت، خوراک بخش‌های پایین‌دستی مهیا شود.

جدول ۹. وضعیت کشورهای مورد مطالعه در جمع‌آوری گازهای همراه نفت سوزانده شده

کشورها / عناوین	روسیه	عربستان سعودی	نیجریه	آمریکا
گاز سوزانده شده در سال ۲۰۱۵ (م.م.ر)	۵۸	۵/۹	۲۰/۹۸	۳۲/۳
مقررات و سیاستگذاری‌ها	ـ مصوبه ۱۱۴۸ سال ۲۰۱۲: تعیین جریمه برای شرکت‌های نفتی که بیش از ۵ درصد گازهای همراه نفت را می‌سوزانند. ـ تصویب قانون برای تسهیل دسترسی شرکت‌های استفاده‌کننده از گازهای همراه نفت به شبکه سراسری برق و گاز و خرید گران‌تر برق تولیدی از گاز همراه نفت	سیاست اصلی در جمع‌آوری گازهای همراه نفت، توسعه سیستم جامع گاز برای فرآوری گازهای همراه نفت و تأمین خوراک واحدهای پتروشیمی	ـ قانون تزریق مجدد گازهای همراه نفت (AGRA) ـ قانون گاز طبیعی مایع شده نیجریه (NLNG) ـ موافقتنامه چارچوب گازهای همراه نفت (AGFA) ـ قانون مالیاتی ـ لایحه صنعت نفت (PIB)	ـ قانون هوای پاک (محدود کردن فلر در حفاری‌ها به روش شکستگی هیدرولیکی) ـ قوانین و مقررات در ایالت تگزاش (شامل اصلاحیه قانون اساسی تگزاس، قانون حفاظت از نفت و گاز، قانون ۳/۳۲ کمیسیون RRC)
روش قیمتگذاری	آزادسازی قیمتگذاری گاز همراه نفت و تعیین آن به‌صورت توافقی در قالب مذاکره فروشنده و خریدار گازهای همراه نفت	با توجه به اینکه استفاده‌کننده گاز همراه نفت شبکه جامع گاز که تحت مالکیت شرکت آرامکو است، قیمتی برای گازهای همراه نفت تعیین نمی‌شود	قیمتگذاری دستوری	قیمتگذاری مبتنی‌بر قیمت سرچاهی گاز
نحوه کاربرد و بهره‌برداری نهایی از گازهای همراه نفت فرآورش شده	ـ جمع‌آوری و فرآورش گازهای همراه نفت ـ تولید برق از گاز همراه نفت ـ استفاده از تکنولوژی GTL	فرآوری گازهای همراه نفت در سیستم جامع گاز	GTL، LNG، NGL و تولید برق	فرآوری و تولید گاز سبک و مایعات گازی

مأخذ: یافته‌های پژوهش.

در مقایسه ایران با کشورهای مذکور در زمینه جمع‌آوری گازهای همراه نفت سوزانده شده باید برخی شرایط خاص در بخش نفت و گاز کشور در نظر گرفته شود. شرکت ملی نفت در ساختار نفت و گاز کشور، مالکیت بخش بالادستی نفت و گاز کشور را در اختیار داشته و به‌عنوان بهره‌بردار میادین نفت و گاز می‌باشد. این شرکت، از یک طرف به‌دلیل برخی مشکلات تأمین مالی نتوانسته زیرساخت‌های مناسبی برای جمع‌آوری گازهای همراه نفت ایجاد نماید و از طرف دیگر، نهادی نتوانسته به‌طور مطلوب جرائم زیست‌محیطی ناشی از سوزاندن این گازها را از شرکت ملی نفت دریافت کند. بنابراین وضع قوانین تنبیهی در این ساختار نمی‌تواند قابلیت اجرایی داشته باشد. البته تجربه کشورهایی که قوانین و مقرراتی را برای جمع‌آوری گازهای همراه نفت وضع نمودند، نشان می‌دهد که در این کشورها شرکت‌های غیردولتی به‌عنوان بهره‌بردار فعالیت می‌کنند. درحالی که در ایران، تا قبل از تحریم‌ها، شرکت‌های خصوصی در قالب قراردادهای بیع متقابل برای دوره زمانی کوتاه‌مدت در پروژه حضور داشتند و شرکت ملی نفت بهره‌بردار بود. البته در قراردادهای جدید نفتی موسوم به IPC که شرکت خصوصی برای حدود

۲۰ سال در میدان حضور داشته و به نحوی بهره‌بردار می‌باشد، می‌توان با وضع قوانین تنبیهی از سوزاندن گازهای همراه نفت این میادین جلوگیری کرد.

علاوه‌بر این، با توجه به سیاست فعلی شرکت ملی نفت ایران در زمینه جمع‌آوری گازهای همراه نفت سوزانده شده مبتنی‌بر حضور بخش خصوصی در این طرح‌ها و فضای انحصاری در بخش‌های بالادستی و پایین‌دستی طرح‌های جمع‌آوری گازهای همراه نفت (در تأمین خوراک، شرکت ملی نفت دارای انحصار است و در فروش محصولات، شرکت‌های پتروشیمی، وزارت نیرو و شرکت ملی گاز حق انحصاری دارند)، لذا برای اینکه شرکت خصوصی بتواند در طرح‌های جمع‌آوری گازهای همراه نفت سوزانده شده عملکرد مناسبی داشته باشند، وضع قوانین و مقررات در زمینه خرید گازهای همراه نفت، فروش و انتقال محصولات تولیدی از گازهای همراه لازم و ضروری است. در ادامه با استفاده از مطالعات صورت گرفته، نکات مهمی که می‌تواند برای برنامه‌ریزی در زمینه جمع‌آوری گازهای همراه نفت سوزانده شده کشور مفید واقع شود، به‌صورت زیر دسته‌بندی گردیده است.

۱-۵. سیاستگذاری

۱. یکی از مسائل مورد اشاره در گزارش این است که تعهد و اراده دولت‌ها نسبت به کاهش گازهای همراه سوزانده شده یک امر کلیدی می‌باشد.

ـ تصمیمات سیاستی با اشراف کامل و جامع از تمامی جوانب و محدودیت‌ها اتخاذ گردد.

ـ ضرورت دارد تعهد دولت به کاهش گازهای همراه سوزانده شده فراتر از تعیین صرف اهداف کمی باشد که معمولاً غیرواقع‌بینانه و دست‌نیافتنی است.

ـ دولت‌ها می‌توانند از طریق به‌کارگیری ابزارهای نهادی و نظارتی، میزان گازهای همراه سوزانده شده را کنترل نمایند.

ـ در راهبردها و برنامه‌های ملی در بخش نفت و گاز، مسئله استفاده از گازهای همراه مدنظر قرار گیرد.

ـ اصلاحات قیمتی در بخش پایین‌دستی، دسترسی اشخاص ثالث به زیرساخت‌ها و مداخلات سیاستی لازم جهت ایجاد حاشیه سود مطمئن و کافی برای بخش خصوصی ضروری به‌نظر می‌رسد.

۲. بسیاری از موانع موجود درخصوص جمع‌آوری و استفاده از گاز همراه با دخالت دولت و اتخاذ سیاست‌های تشویقی و حمایت‌های ویژه از پروژه‌های مرتبط با گاز همراه قابل حل است. برخی از کشورها در کنار قوانین تنبیهی از سیاست‌های تشویقی زیر استفاده نموده‌اند:

ـ اولویت دسترسی به شبکه‌های برق و گاز برای پروژه‌های مرتبط با گاز همراه،

ـ اصلاح قیمت گاز و برق خریداری شده از شرکت‌های بهره‌بردار در زمینه گاز همراه به نحوی که هزینه‌های جمع‌آوری، فرآورش، سولفورزدایی و... پوشش داده شود.

ـ اعطای معافیت‌های مالیاتی و امتیازهای سرمایه‌گذاری به مواردی که به‌لحاظ اقتصادی واقعاً توجیه‌ناپذیر بوده و بخش خصوصی تمایلی به سرمایه‌گذاری در این پروژه‌ها را ندارد.

۵-۲. ایجاد نهادهای لازم

۱. ایجاد بدنه قانونگذاری مؤثر با مسئولیت و اختیارات شفاف و مستقل از سایر نهادهای ذینفع با منابع مالی و نیروی انسانی کافی در این زمینه ضروری به‌نظر می‌رسد.

۲. با توجه به اینکه بیشتر کشورهای بررسی شده دارای نهادهای مجزایی درخصوص ارائه گزارش‌های مربوطه به وزارتخانه‌های مربوطه هستند، وجود چنین نهادهای نظارتی مستقل از بدنه اجرایی و عملیاتی در ایران ضروری ارزیابی می‌شود.

۳. اخذ مشاوره‌های کارآمد ازسوی فعالان و خبرگان صنعت باید با مکانیسم مشخصی شکل گیرد، تا اهداف کمی تعیین شده در قوانین واقع‌بینانه و دست‌یافتنی باشد. برای مثال یکی از دلایل عدم موفقیت نیجریه در گذشته تعیین اهداف جاه‌طلبانه و دور از دسترس در قوانین موضوعه بوده است.

۵-۳. قانونگذاری

۱. ترجمه سیاست‌های تنبیهی و تشویقی دولت به قوانین شفاف و قابل اجرا یکی دیگر از نکات کلیدی در دستیابی به موفقیت در این زمینه است.

۲. مقررات باید چارچوب کاهش گاز همراه سوزانده شده را برای مواردی که به‌لحاظ فنی و اقتصادی امکانپذیر است، تنظیم کند. صرف منع قانونی در این زمینه، نمی‌تواند مؤثر باشد مگر آنکه سایر ملاحظات را مورد توجه قرار داده و ابزارهای حمایتی همچون ایجاد بازارهای پایین‌دستی نیز در قانون مربوطه لحاظ شده باشد.

۳. ضرورت دارد شرکت‌های بهره‌بردار در قدم اول به ارائه گزارش‌های دوره‌ای درخصوص میزان دقیق گاز همراه سوزانده شده به نهادهای نظارتی و حاکمیتی ذیربط باشند. نصب تجهیزات اندازه‌گیری در هریک از سایت‌های دارای گاز مشعل توسط اپراتور مربوطه ضروری است. بدون وجود اطلاعات و مستندات دقیق نمی‌توان سایر قوانین وضع شده در این زمینه را اجرا کرد.

۴. هرگونه سوزاندن گاز همراه باید با اخذ مجوز از نهادهای مربوطه صورت گرفته باشد و جرائم سنگینی درخصوص سوزاندن بدون مجوز گاز همراه از بهره‌برداران اخذ گردد.

۵. فرآیند اعطای مجوز به سوزاندن موقتی یا دائمی گازهای همراه باید فرآیند مشخصی داشته باشد و منوط بر ارائه مدارک و ارزیابی‌های فنی و اقتصادی لازم جهت اثبات عدم امکان جمع‌آوری گاز همراه در هریک از سایت‌های مورد نظر باشد.

ـ شفافیت و مشخص بودن مکانیسم اعطای مجوزهای مربوطه بسیار مهم است و باید فرآیند آن به‌گونه‌ای باشد که تنها موارد خاص (مواردی که به‌لحاظ فنی همچون مسائل ایمنی یا هزینه بسیار بالای اقتصادی امکان جمع‌آوری گاز همراه وجود ندارد) را شامل شود.

۶. ثبات و جامعیت قوانین نیز مسئله بسیار مهمی برای بخش خصوصی به‌منظور توانایی مدیریت ریسک و تصمیم‌گیری میان‌مدت و بلندمدت است. همچنین قوانین موضوعه باید از انعطاف کافی برخوردار بوده و براساس شرایط متفاوت هر سایت الزامات و تکالیف متناسب با آن را لحاظ کند.

ـ برای مثال ضرورت دارد آستانه مجاز برای سوزاندن گاز همراه در میادین خشکی به مراتب پایین‌تر از میادین دریایی تعیین شود و با افزایش میزان دشواری جمع‌آوری گاز همراه در هر سایت، میزان جرائم تعیین شده نیز کاهش یابد.

۷. انجام بازرسی‌های مستمر و دقیق درخصوص اطمینان از گزارش‌دهی دقیق شرکت‌های بهره‌بردار از دیگر نکات ضروری است.

۸. جرائم وضع شده درخصوص گازهای سوزانده شده بدون مجوز و دارای توجیه‌پذیری فنی و اقتصادی جهت جمع‌آوری و بهره‌برداری باید از بازدارندگی کافی برخوردار بوده و با میزان خسارت‌های اقتصادی و زیست‌محیطی تطابق داشته باشد. جرائم نسبتاً ناچیز در نیجریه طی سال‌های گذشته یکی از دلایل اصلی عدم اجرایی شدن قوانین مربوطه بوده است.

۹. تهدید به تعلیق یا ابطال مجوزهای بهره‌برداری در صورت ادامه سوزاندن گاز همراه هرچند در قوانین برخی کشورها همچون روسیه و نیجریه گنجانده شده است، اما تا به حال اجرایی نشده است و از اعتبار کافی برخوردار نیست.

۱۰. الزام شرکت‌های بهره‌بردار به انتشار دقیق حجم گاز سوزانده شده به‌صورت میدان به میدان، ازسویی می‌تواند با ایجاد نظارت و فشار اجتماعی و ازسوی دیگر با جلب نظر سرمایه‌گذاران به شناسایی سایت‌های با ویژگی‌های مطلوب، تا حدودی از میزان حجم گازهای همراه نفت سوزانده شده بکاهد.

منابع و مآخذ

1. Abushihada (1986) Arab Gas in Stevens, P. (ed.) International Gas Prospects and Trends, Basingstoke: Macmillan.
2. BP (2016), BP Statistical Review, [http://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/Energy-economics/statistical-review-2014/BP-statistical-review-of-world-energy-2014-full-report.pdf]
3. Carbon Limits, (2013) Associated Petroleum Gas Flaring Study for Russia, Kazakhstan, Turkmenistan and Azerbaijan, European Bank for Reconstruction and Development, Norway.
4. Center for Energy Economics (2010), Gas Monetization in Nigeria, Bureau of Economic Geology, University of Texas at Austin.
5. Chukwuemeka Okorie (2010), Have The Energy Laws in Nigeria Promoted and Preserved Competition in The Downstream Gas Market Since 1956?, Center For Energy, Petroleum and Mineral Law and Policy, University of Dundee.
6. Dennis Otiotio (2013) Gas Flaring Regulation in The Oil and Gas Industry: A Comparative Analysis of Nigeria and Texas Regulations, University of Tulsa College of Law, University of Tulsa College of Law.
7. Francis Idowu Ibitoye (2014), Ending Natural Gas Flaring in Nigeria's Oil Fields, Journal of Sustainable Development; Vol. 7, No. 3, 13-22.
8. Olaniwun Ajayi LP (2013), Nigeria, Freshfields Bruckhaus Deringer llp.
9. Prasad V.S.N. Tallapragada (2009), Nigeria's Electricity Sector- Electricity and Gas Pricing Barriers, International Association for Energy Economics, First Quarter, 29-34
10. Perrine Toledano and Belinda Archibong (2012), Nigeria Associated Gas Utlization Study, Columbia Center on Sustainable Investment, Columbia University.
11. Petrosyan, 2004, What Are the Constraints on Associated Gas Utilization?, Petroleum Economics, 8 (19), 1-24.
12. PFC Energy. 2007. Using Russia's Associated Gas. Washington, DC: PFC Energy
13. Svensson, B., (2013) Best practices for evaluating and reducing emissions from oil and gas production An evaluation of Flare Gas Reduction Opportunities .[https://www.globalmethane.org/expo-docs/.../og_12_Svennson.pdf]

سایت‌ها

1. http://www.psiengines.com/flare-gas-regulation-creates-challenges-and-opportunities-for-oil-and-gas-companies
2. http://www.worldbank.org/en/programs/gasflaringreduction#7
3. http://www.eia.gov/dnav/ng/ng_prod_sum_a_EPG0_vgv_mmcf_a.htm
4. http://www.eia.gov/dnav/pet/pet_crd_crpdn_adc_mbblpd_a.htm and http://www.eia.gov/state and http://www.eia.gov/dnav/ng/ng_prod_sum_a_EPG0_FGO_mmcf_a.htm
5. http://www.platts.com/latest-news/natural-gas/lagos/nigeria-to-raise-domestic-gas-prices-to-par-with-21345204
6. http://www.photius.com/countries/saudi_arabia/economy/saudi_arabia_economy_master_gas_system.html
7. http://www.wwf.ru/data/wwf_4_eng.pdf
8. http://www.rogtecmagazine.com/2008/10/managing-flare-improving-utilization-of.html
9. http://www.worldbank.org/en/news/feature/2013/11/12/igniting-solutions-to-gas-flaring-in-russia
10. http://af.reuters.com/article/idAFL6N0SB48920141022,
11. www.globalmethane.org/expo-docs/canada13/og_12_Svennson.pdf
12. https://www.eia.gov/beta/international/analysis.cfm?iso=SAU

مرکز پژوهش‌های مجلس شورای اسلامی

شناسنامه گزارش	شماره مسلسل: ۱۵۴۹۰

عنوان گزارش: تجربه کشورهای منتخب در جمع‌آوری گازهای سوزانده شده: درس‌هایی برای ایران (گزارش اول)

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

اظهارنظرکننده: علی فریدزاد

تهیه و تدوین‌کنندگان: علی طاهری‌فرد، روح‌الله مهدوی، حامد صاحب‌هنر، جواد کمالی

ناظر علمی: حسین افشین، محسن صمدی، مهدی فقیهی

مدیر مطالعه: فریدون اسعدی

متقاضی: حسین امیری خامکانی (نماینده زرند و کوهبنان)

ویراستار تخصصی: ـــــــ

ویراستار ادبی: ـــــــ

واژه کلیدی:

گازهای همراه

تاریخ انتشار: ۱۳۹۶/۶/۱