معاونت بازاریابی و عملیات گاز
امور بین‌الملل شرکت ملی نفت ایران

خبرنامه تحولات بین‌المللی گاز

شماره ۳۵ – ۱۴۰۰/۰۷/۰۱

در این شماره:

- تحولات بازار تک‌محموله
- اخبار
  - مذاکرات شرکت‌های انرژی هند برای خرید سهام Arctic LNG 2
  - امضای قرارداد سرمایه‌گذاری ۲۷ میلیارد دلاری توتال در حوزه انرژی عراق
  - راه‌اندازی خط‌لوله گاز نورداستریم۲ در ماه آینده توسط گازپروم
  - وضعیت آینده CCS (جذب و ذخیره کربن) و ال‌ان‌جی در آسیا
  - امکان جذب سرمایه خارجی به ارزش ۱۱۰ میلیارد دلار برای توسعه میدان گازی توسط آرامکو
  - عرضه محموله‌های ال‌ان‌جی عاری از کربن توسط شرکت Inpex به Toho Gas
  - تلاش عمان برای اکتشاف ذخایر جدید نفت و گاز
  - احیای خط‌لوله گاز عربی برای انتقال گاز مصر به لبنان
  - رشد تولید گاز در مصر با اتکا به میدان گازی ظهر
  - عدم تمایل لهستان به تمدید قرارداد گاز با گازپروم روسیه
  - اتکای شرکت‌های تولید برق اروپا به زغال‌سنگ علی‌رغم طرح‌های سبز
- گزارش ویژه: بزرگ‌ترین قرارداد انرژی میان عراق و توتال
- قیمت‌های جهانی نفت‌خام

۲۰۲۱	هنری‌هاب – نایمکس	تی‌تی‌اف هلند	شمال شرق آسیا (JKM)	نفت برنت
جولای	۳/۸۴	۱۲/۲۷	~ ۱۴	۱۲/۹۳
اوت	۴/۰۷	۱۴/۶۸	~ ۱۶	۱۲/۱۹

× ارقام بر حسب دلار در هر میلیون بی‌تی‌یو می‌باشند.

به‌علت عدم دسترسی به‌رقم دقیق میانگین قیمت‌های ماهانه که در نشریه پلاتس منتشر می‌گردد، حدود قیمت از برخی اخبار استخراج شده است.

((اخبار مندرج از نشریات معتبر بین‌المللی استخراج گردیده است و الزاماً منعکس‌کننده نقطه نظرات این معاونت نمی‌باشد.))

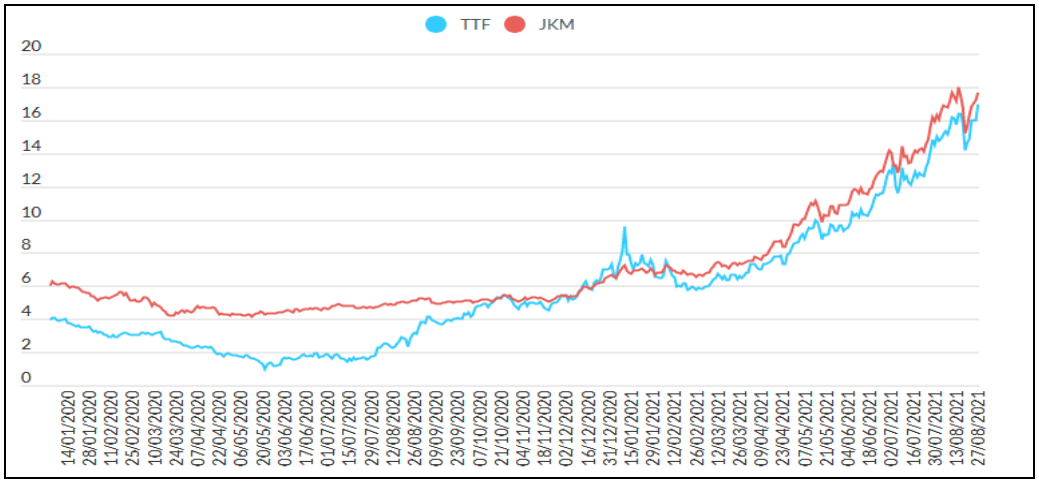
تهران- میدان ونک- کوچه نگار- ساختمان مرکزی دوازدهم- پلاک ۲۲
معاونت بازاریابی و عملیات گاز- تلفن : ۸۸۶۶۱۳۰۸ فاکس: ۸۸۶۶۱۳۱٤

تحولات بازار تک‌محموله

قیمت گاز در جهان به بالاترین سطح خود طی هفت سال گذشته رسیده است و هم‌زمان با تلاش صنعت برای برآورده کردن تقاضا دوباره نیز افـزایش می‌یابد. به پیش‌بینی معامله‌گران، افزایش سریع‌تر مصرف نسبت به تولیدی که از سال گذشته در اثر همه‌گیری کووید-۱۹ دچار رکود شده بود منجر به کمبود گاز در زمستان پیش‌رو خواهد شد و بازار جهانی یک چرخه شدید قیمت را تجربه خواهد کرد. براساس گزارش بانک جهانی، سال گذشته میانگین وزنی قیمت-های جهانی گاز پس از تعدیل تورم، به پایین‌ترین سطح خود از سال ۱۹۹۵ تاکنون رسید که منجر به کاهش شدید حفاری و سرمایه‌گذاری در صنعت و افت بی‌سابقه تولید در سراسر جهان گردید و حـتی بـا افـزایش روند فعالیت‌های اقتصادی هم‌چنان بدون رونق باقی ماند. در واکنشی اجتناب‌ناپذیر، قیمت‌های ماهانه به بالاترین حد خود از اواسط سال ۲۰۱۴ تاکنون رسیده است زیرا معامله‌گران پیش‌بینی می‌کنند تولید کافی برای پاسخگویی به کل تقاضای مصرف-کنندگان تا پایان سال جاری وجود نخواهد داشت. افزایش قیمت‌ها سیگنال جدی به صنعت جهت نیاز به افزایش تولید می‌دهد و جـریان نقدیـنگی بـرای تـامین مـالی هـزینه‌های سرمایه‌گذاری جهت افزایش تولید را در سال‌های ۲۰۲۲ و ۲۰۲۳ فراهم می‌کند.

به‌گفته BP، قبل از همه‌گیری کووید-۱۹، تولید و مصرف گاز جهانی بین سال‌های ۲۰۰۹ تا ۲۰۱۹ به‌طور تقریبی ۳ درصد در سـال افزایش یافت ولیکن در سال گذشته به‌دلیل شیـوع ویـروس، مصرف گاز کاهش ۲/۱ درصدی داشت (بیش‌ترین کاهش از بحران مالی در سال ۲۰۰۸ تاکنون) درحـالی‌که تولید با شدت بیشتر و تا ۳/۱ درصد (بیش‌ترین کاهش از دهه ۱۹۷۰ تاکنون) کاهش یافت. در نتیجه، مازاد گاز تا پایان سال ۲۰۲۰، تا حد زیادی تحت کنترل قرار گرفت. همان‌گونه که در سال ۲۰۲۰ تولید گاز بسیار سریع‌تر از مصرف کاهش یافت، برای بازسازی و رساندن میزان ذخیره‌سازی گاز به سطح قابل قبول، تولید باید سریع‌تر از میزان مصرف در سال ۲۰۲۲ رشد نماید. بنابراین تعادل مجدد بازار مستلزم یک دوره قیمت‌های بالا و غیرمعمول در کوتاه‌مدت است تا نهایتا در اواخر نیمه دوم ۲۰۲۲ و ۲۰۲۳ به سطح متوسط بلندمدت نزدیک گردد.

روند شاخص قیمت تک‌محموله ال‌ان‌جی در آسیا و شاخص قیمت گاز در اروپا (دلار/فوت‌مکعب)



Source: Fitch Ratings, Bloomberg, 2 Sep 2021

منبع: **Reuters**، ۹ سپتامبر ۲۰۲۱

مذاکرات شرکت‌های انرژی هند برای خرید سهام Arctic LNG 2

شـرکت‌های برتر انرژی هند پترونت وONGC در حال مذاکره برای خرید سهم در پروژه گازطبیعی مایع شده روسیه Arctic LNG 2 هستند چرا که دولت هند به دنبال تامین منابع سوخت پاک است. به گفته یکی از مقامات هندی، مذاکرات برای دریافت ۹/۹٪ از سهام، ادامه دارد و هنوز نتیجه نهایی مشخص نشده است. نخست‌وزیر هند با دو برابر کردن سهم ال‌ان‌جی تا ۱۵٪ در سبد مصرف سوخت این کشور تا سال ۲۰۳۰، به دنبال اقتصاد مبتنی بر گاز است که واردات سوخت را هم افزایش می‌دهد. روسیه که برای رهبری جهانی در زمینه تامین گاز مایع تلاش می‌کند و قصد دارد تعدادی کارخانه تولید ال‌ان‌جی در قطب شمال با تمرکز بر تحویل به بازار آسیا احداث نماید، یک متحد تامین ال‌ان‌جی برای این کشور در جنوب آسیا، خواهد بود.

تامین مالی

نواتک، بزرگ‌ترین تولیدکننده ال‌ان‌جی روسیه، میزان ۶۰٪ در این پروژه ۱۱ میلیـارد دلاری سهم دارد. شرکت‌های توتال فرانسه، CNPC و سینوک چین هر کدام ۱۰٪ و یک کنسرسیوم ژاپنی نیز ۱۰٪ در آن سهم دارند. شرکای پروژه قصد دارند اولین خط‌تولید را در سال ۲۰۲۳ شروع نمایند و پروژه مذکور را در سال ۲۰۲۵، به ظرفیت کامل اسمی خود در سطح ۱۹/۸ میلیون‌تن برسانند. نواتک، در ابتدا انتظار داشت که وام‌دهندگان اروپایی، روسی و آسیایی هر کدام، یک سوم تامین مالی را انجام دهند اما با مشکلاتی در زمینه اخذ وام برای کارخانه از سوی وام‌دهندگان اروپایی مواجه شده است و ممکن است تامین مالی روسیه، تا ۶۰٪ افزایش یابد. شرکت‌های دولتی هند حدود ۱۶ میلیارد دلار در پروژه‌های نفت و گاز روسیه سرمایه‌گذاری کرده‌اند. این پروژه‌ها شامل ساخالین-۱، Vankor و Tass-Yuryakh می‌باشند. یک دهه پیش، شرکت‌های ONGC Videsh، Petronet LNG و GAIL India قصد خرید ۲۰٪ سهم در نواتک را داشتند اما این معامله انجام نشد.

منبع: Bloomberg، ۶ سپتامبر ۲۰۲۱

امضای قرارداد سرمایه‌گذاری ۲۷ میلیارد دلاری توتال در حوزه انرژی عراق

چهار پروژه عظیم انرژی، با ارزش ۲۷ میلیارد دلار، توسط شرکت توتال فرانسه در جنوب عراق اجرا خواهد شد. پاتریک پویان، مدیرعامل شرکت توتال، در مراسم امضای قرارداد اعلام کرد، این شرکت با سرمایه‌گذاری اولیه ۱۰ مـیلیارد دلار شروع به‌کار کرده و کار مهندسی "بلافاصله" آغاز می‌گردد. وی افزود با توجه به برنامه، تیم ها در عراق تا پایان سال ۲۰۲۱ مستقر می‌گردند. احسان عبدالجبار، وزیر نفت عراق اعلام کرد که در مرحله اول سرمایه‌گذاری ۳ میلیارد دلاری گروه فرانسوی در پروژه تزریق آب دریا به میادین نفتی به منظور افزایش بازیابی نفت‌خام صورت می‌گیرد. وی افزود، در مرحله بعد، ۲ میلیارد دلار برای ساخت کارخانه فرآوری گاز تولیدی میادین جنوب غرب قرنه ۲، مجنون، آرتاوی، طوبا و لوهیس اختصاص می‌یابد. انتظار می‌رود روزانه ۳۰۰ میلیون فوت‌مکعب گاز تولید گردد و پس از مرحله دوم توسعه، میزان گاز تولیدی دو برابر گردد. به گفته وزیرنفت عراق، گاز تولید شده از پروژه توتال در جنوب عراق کمک می‌کند تا واردات گاز خود از ایران را کاهش دهد، در حالی‌که گاز تولید داخل ارزان‌تر از گاز ایران است. هزینه گاز وارد شده از ایران حدود ۸ دلار به ازای هر میلیون بی‌تی‌یو است و گازی که از پروژه توتال تولید می‌شود ۱/۵۰ دلار به ازای هر میلیون بی‌تی‌یو ارزان‌تر است. دو پروژه دیگر، یکی احداث یک نیروگاه خورشیدی و دیگری در جهت افزایش تولید نفت از میدان نفتی آرتاوی انجام می‌گردد. در بیانیه وزارت نـفت عـراق آمده، مجموع تولید از میـدان نـفتی آرتـاوی به ۲۱۰/۰۰۰ بـشکه در روز از ۸۵۰۰۰ بشکه در روز خواهد رسید.

منبع: Reuters، ۵ سپتامبر ۲۰۲۱

راه‌اندازی خط‌لوله گاز نورداستریم۲ توسط گازپروم در ماه آینده

به‌گفته کارشناسانی که از برنامه این شرکت مطلع هستند، گازپروم PJSC در نظر دارد ماه آینده جریان گازطبیعی خود را از طریق یکی از بحث برانگیزترین خطوط‌لوله جهان آغاز کند. این کارشناسان که به‌دلیل محرمانه بودن اطلاعات نخواستند نامشان فاش شود اعلام کردند که غول گازی روسیه می‌خواهد از اول اکتبر انتقال گاز را از طریق اولین خط نورداستریم۲ به آلمان آغاز کند. زمان جریان واقعی به شبکه گاز اروپا هم‌چنان به تصمیم آلمان بستگی دارد. خط‌لوله اول مدت‌هاست که می‌تواند بازارهای گاز اروپایی را که تا پیش از آغاز زمستان با مشکل عرضه مواجه شده‌اند را نجات دهد و این درحالی است که قیمت‌ها در حال حاضر به یک رکورد رسیده است. این راه‌اندازی برای آنگلامرکل، صدراعظم آلمان، که ۱۰ سال در مقابل مخالفان و متحدان کلیدی همچون ایالات‌متحده از این پروژه حمایت کرد، یک برد است.

گازپروم از اظهارنظر در این خصوص خودداری کرد. خط نورداستریم۲، زمانی که مجری آن اعلام کرد آخرین بخش از خط‌لوله در حال نصب در بستر دریا در این هفته است به شروع عملیات نزدیک شد. گام بعدی این است که بخش‌های دانمارکی و آلمانی قبل از انجام عملیات راه‌اندازی متصل شود. به گفته این کارشناسان هدف‌گذاری گازپروم راه‌اندازی هر دو خط‌لوله زیر دریای بالتیک تا اول دسامبر است. این شرکت پیش از این گفته بود که این خط‌لوله می‌تواند امسال ۵/۶ میلیارد مترمکعب گاز را انتقال دهد.

برای اطمینان، نورداستریم۲ هنوز باید گواهینامه فنی و بیمه دریافت کند، که ممکن است به دلیل تحریم‌های ایالات‌متحده در سال گذشته چالش‌برانگیز باشد. این اپراتور هم‌چنین به یک پیش‌نیاز از سوی تنظیم‌کننده جریان در آلمان نیاز دارد، که در حال‌حاضر درخواست نورداستریم۲ برای یک اپراتور سیستم انتقال مستقل در دست بررسی است. نورداستریم۲ که در ابتدا انتظار می‌رفت در سال ۲۰۱۹ راه‌اندازی شود، با تاخیرهای مکرر روبرو شد و ایالات-متحده تهدید کرد که شرکت‌هایی را که در ساخت آن مشارکت دارند مجازات خواهد کرد. پس از تصمیم جو بایدن، رییس‌جمهور، برای لغو برخی از تحریم‌ها در ماه می، چشم‌انداز پایان کار تغییر کرد و سپس با آلمان توافقی انجام داد که در صورت تلاش روسیه برای استفاده از انرژی به عنوان سلاح علیه همسایه خود اوکراین با اقدام متقابل مواجه خواهد شد.

منبع: Bloomberg، ۸ سپتامبر ۲۰۲۱

وضعیت آینده CCS (جذب و ذخیره کربن) و ال‌ان‌جی در آسیا

در بحث صفر خالص (Net zero)، جذب کربن از اهمیت بالایی برخوردار است. پروژه‌های متعدد جذب و ذخیره‌سازی کربن (CCS: Carbon Capture and Storage)، که با هدف کاهش قابل توجه انتشار کربن نه تنها در بخش نفت و گاز، بلکه در تولید برق و بخش‌های صنعتی نیز که کربن‌زدایی آنها دشوار است مانند بخش سیمان و فولاد، در حال توسعه در سراسر جهان است. طبق برآورد وودمکنزی، جذب کربن می‌تواند حدود یک سوم کاهش انتشار مورد نیاز برای رسیدن به صفر خالص تا سال ۲۰۵۰ را تشکیل دهد. اما این خیلی در دسترس نیست، جذب و ذخیره کربن امروزه کمتر از یک درصد از انتشار جهانی کربن سالانه را تشکیل می‌دهد. افزایش قیمت تا یک سوم نه تنها مستلزم کاهش عمده هزینه‌ها و پیشرفت مستمر در فن‌آوری است، بلکه نیازمند سیاست‌گذاری و حمایت از قیمت کربن برای ایجاد صرفه اقتصادی است. تولیدکنندگان ال‌ان‌جی در خط مقدم واکنش صنعت هستند. با توجه به اینکه پروژه‌های ال‌ان‌جی از جمله دارایی‌های با شدت انتشار آلاینده‌ها در بخش نفت و گاز هستند، بسیاری از شرکت‌ها در حال‌حاضر فعالانه در تلاش هستند تا میزان کربن سبد ال‌ان‌جی خود را کاهش دهند. در کنار طیف وسیعی از ابتکارات دیگر،

CCS برای دستیابی به این مهم و اطمینان از رقابت پروژه‌های آینده بسیار مهم تلقی می‌شود، زیرا ذینفعان به طور فزاینده‌ای اقدامات بیشتری در مورد انتشار آلاینده‌ها را درخواست می‌کنند.

چگونه CCS می‌تواند انتشار آلاینده‌ها در پروژه‌های ال‌ان‌جی را در منطقه آسیا و اقیانوسیه کاهش دهد؟

بر هیچ کس پوشیده نیست که ال‌ان‌جی دارای مشکل کربن است، ترکیبی از پردازش گاز، خروجی CO_2 و استفاده از گاز در مایع‌سازی همه در این امر دخیل هستند. در عین حال، مـصرف‌کنندگان در سراسر آسیا به طور فزاینده‌ای به دنبال ال‌ان‌جی با انتشارآلاینده کمتر هستند، که با تغییرات سیاست داخلی و اشتیاق کاربران نهایی به مصرف ال‌ان‌جی "سبز" تشویق شده‌اند. صنعت ال‌ان‌جی با افزایش تلاش‌ها جهت کاهش کربن، از جمله CCS، پاسخ مثبتی می‌دهد اما نیاز به بررسی واقعیت دارد. سرعت تغییرات هنوز بسیار کند است و باید کارهای بیشتری انجام شود.

CCS به تنهایی راه‌حلی معجزه‌آسا برای صنعت ال‌ان‌جی نیست و جذب کربن تنها بخشی از راه حل است. طیف وسیعی از فن‌آوری‌های دیگر، از جمله انرژی‌های تجدیدپذیر، برق‌رسانی و باتری‌ها نیز برای حذف موثر کربن در پروژه های ال‌ان‌جی مورد نیاز است. CCS می‌تواند انتشار آلاینده‌ها را در هر دو مرحله مخزن و مایع‌سازی ال‌ان‌جی کاهش دهد. پروژه‌های مخزن CCS، CO_2 تولید شده توسط مـیدان‌هـای بـا کـربن بالا را جذب کرده و آن را به مخـزن تـزریـق می‌کنند. از این طریق، مخزن CCS می‌تواند شدت پروژه‌های ال‌ان‌جی را برای پروژه‌هایی که از میدان‌هایی با بیش از ۱۰درصد CO_2 تامین می‌شوند، کاهش دهد. در حال‌حاضر، CO_2 پس از احتراق از گاز مورد استفاده در فرآیند مایع‌سازی معمولا گرفته نمی‌شود و به جای آن تخلیه می‌شود. اگر چه در پروژه‌های مختلف بسیار متغیر است، تلاش برای جذب و ذخیره CO_2 پس از احتراق می‌تواند باعث کاهش انتشار گازهای گلخانه‌ای تولید شده از طریق فرآیند مایع‌سازی تا ۹۰درصد بشود.

آیا تمام پروژه‌های ال‌ان‌جی مناسب برای CCS هستند؟

درست همان‌طور که هیچ دو پروژه ال‌ان‌جی یکسان نیستند، بنابراین هر کدام دارای مشخصات انتشار آلاینده منحصر به فرد خود هستند. به همین ترتیب، راه‌های موثر و کارآمد برای کاهش انتشار گازهای گلخانه‌ای از کارخانه‌ای به کارخانه دیگر متفاوت است و عوامل متعددی تعیین‌کننده این است که آیا CCS برای یک پروژه مشخص راه‌حل بهینه و مناسبی است؟ هزینه به وضوح عامل مهمی است و CCS ارزان نیست. اضافه کردن CCS به پروژه‌های جدید، مزایای عمده‌ای را نسبت به بازسازی امکانات موجود دارد. ساخت CCS جدید ۸۰ درصد ارزان‌تر از بازسازی پروژه موجود است.

چه کشورهایی در زمینه CCS پیش قدم بودند؟

استرالیا نوآور CCS در منطقه بوده است درحالی‌که با چالش‌های فنی مواجه شد. پروژه Gorgon CCS با ظرفیت ۴ میلیون‌تن در سال توسط شرکت شورون در سال ۲۰۱۹ آغاز شد و قصد دارد بیش از ۱۲۰ میلیون‌تن در طول عمر خود را تزریق کند و شدت انتشار آلاینده پروژه گورگن را حدود ۳۰ درصد کاهش دهد. پروژه‌های دیگر نیز در حال بحث در آسیا هستند. BP تزریق CO_2 را پیشنهاد کرده است تا بازیافت پروژه تانگوی اندونزی را افزایش دهد.

منبع: Wood Mackenzie، ۹ سپتامبر ۲۰۲۱

امکان جذب سرمایه خارجی به ارزش ۱۱۰ میلیارد دلار برای توسعه میدان گازی توسط آرامکو

شرکت آرامکو در حال بررسی طرحی در جهت جذب سرمایه برای توسعه یکی از بزرگ‌ترین میادین گازی غیرمتعارف جهان به ارزش ۱۱۰ میلیارد دلار است. این پروژه به‌منظور تنوع بخشی در فروش هیدروکربن‌ها صورت خواهد گرفت. این شرکت مذاکرات اولیه خود را با سرمایه‌گذاران بزرگ بالقوه در این حوزه برای توسعه میدان جفوراه آغاز نموده است. به نظر می‌رسد آرامکو به سرمایه‌گذاران خارجی این امکان را می‌دهد تا بخشی از سهام دارایی‌های بالادستی نفت و گاز

این کشور را در اختیار داشته باشند. البته تلاش‌های قبلی این شرکت در اواخر دهه ۱۹۹۰ برای حضور شرکت‌های بزرگ نفتی برای کمک به توسعه ذخایر ناموفق بود.

در ماه آوریل بلومبرگ نیوز طی گزارشی اعلام نمود که شرکت آرامکو بازبینی تجارت بالادستی خود را به‌عنوان پیش‌زمینه چنین حرکتی آغاز کرده است. براساس گزارش بی‌پی، ذخایر گاز عربستان پس از قطر بزرگ‌ترین ذخایر گازی جهان عرب است. توسعه میدان جعفوره به عربستان این امکان را می‌دهد تا در جهت کاهش وابستگی به صادرات نفت‌خام عمل نماید. مقدار گاز خام غنی این میدان، ۲۰۰ تریلیون فوت‌مکعب تخمین زده می‌شود و آرامکو انتظار دارد تولید خود را از سال ۲۰۲۴ آغاز کند و تا سال ۲۰۳۶ به حدود ۲/۲ میلیارد فوت‌مکعب در روز برساند.

با ملی اعلام شدن شرکت آرامکو در سال ۱۹۸۰، بیشتر سرمایه‌گذاری‌های خارجی در صنعت انرژی این کشور محدود به صنایع پایین‌دستی مانند پالایشگاه‌ها و کارخانه‌های پتروشیمی بوده است. در گذشته، آرامکو با شرکت‌هایی از جمله شل و توتال برای اکتشاف و حفاری گازطبیعی در محدوده سرزمینی خود، سرمایه‌گذاری مشترک کرده است. از سال ۲۰۱۹ آرامکو، به طور فزاینده‌ای درهای خود را به روی سرمایه‌گذاران خارج از کشور باز کرده تا منابع مالی ۷۵ میلیارد دلاری مورد نیاز این کشور را تامین کند. تحت رهبری یاسر الرمیان، رییس صندوق توسعه ملی عربستان‌سعودی و مشاور کلیدی محمد بن سلمان، آرامکو شروع به ارزیابی راه‌های کسب درآمد از دارایی‌ها نموده و در این زمینه قراردادهای لیزینگی به ارزش ۱۲ میلیارد دلار در حوزه بهره‌برداری از خطوط لوله نفت منعقد کرده است.

منبع: **Worldoil، ۹ سپتامبر ۲۰۲۱**

عرضه محموله‌های ال‌ان‌جی عاری از کربن توسط شرکت Inpex به Toho Gas

شرکت ژاپنی Inpex، فعال در حوزه بالادستی صنعت گاز، درصدد است تا یک محموله ال‌ان‌جی عاری از کربن را در هجدهم ماه جاری به شرکت Toho Gas ارسال نماید. محموله مذکور دومین محموله ال‌ان‌جی عاری از کربن بوده که طی ماه سپتامبر به شرکت مذکور تحویل داده می‌شود. بنابر اطلاعات منتشره از سوی شرکت Inpex، این محموله از کارخانه ال‌ان‌جی Ichthys LNG واقع در سواحل شمالی استرالیا با ظرفیت تولید سالانه ۸/۹ میلیون‌تن تأمین شده که به پایانه Chita LNG در استان Aichi ژاپن تحویل داده می‌شود. گفتنی است، پایانه یاد شده دارای سه ترمینال ال‌ان‌جی است که مسئولیت راهبری دو پایانه به‌صورت مشترک بر عهده شرکت Toho Gas و Jera می‌باشد و پایانه سوم به‌طور مستقل توسط شرکت Toho Gas اداره می‌شود. طبق اظهارات شرکت Inpex، گازهای گلخانه‌ای منتشره ناشی از محموله‌های ال‌ان‌جی در سراسر زنجیره عرضه گازطبیعی شامل تولید بالادستی، مایع‌سازی، نقل‌وانتقال، تبدیل مجدد به گاز، بازاریابی و سوخت در بخش مصرف ژاپن با اعتبارات کربنی که مورد تأیید استانداردهای کربن بوده، جبران می‌شود.

شایان ذکر است، Inpex در ابتدای ماه جاری اعلام کرد که یک محموله ال‌ان‌جی عاری از کربن را در روز چهارم سپتامبر به شرکت توزیع داخلی گاز Shizuoka Gas تحویل داده است. گاز مزبور از محل محموله‌های دریافتی در پایانه Shimizu از Sodeshi LNG به حجم ۲/۸ میلیون‌تن در سال تأمین شده و براساس اطلاعات ردیابی کشتی‌ها منتشره توسط شرکت تحلیل‌گر نفتی Vortexa، محموله در روز ۲۱ ماه سپتامبر بارگیری و دو روز بعد کارخانه Ichthys را ترک نموده است. خاطر نشان می‌سازد، شرکت Toho Gas به‌زودی دومین محموله عاری از کربن خود را دریافت می‌نماید و این امر حکایت از افزایش اخیر تمایلات خریداران برای دریافت ال‌ان‌جی عاری از کربن دارد. از سوی دیگر، آژانس بین‌المللی انرژی نیز خواستار شفافیت بیشتر و تعریف استانداردهای مناسب به‌منظور نظارت، گزارش و تأئید انتشار گازهای گلخانه‌ای منتشر شده از چنین محموله‌هایی است. لازم به توضیح است، Toho Gas نخستین

محموله عاری از کربن خود را در هشتم آوریل سال جاری در پایانه Chita از سوی شرکت Mitsubishi دریافت نموده و در راستای دست‌یابی به هدف کربن‌زدایی در سال ۲۰۵۰، با شش مشتری عمده جهت عرضه گاز شهری بدون کربن از ماه اوت سال ۲۰۲۱ تا پایان ماه سپتامبر سال ۲۰۲۶ در ماه ژوئیه قرارداد فروش گاز به امضا رسانیده است.

منبع: Argus، ۱۳ سپتامبر ۲۰۲۱

تلاش عمان برای اکتشاف ذخایر جدید نفت و گاز

عمان در حال برگزاری مناقصه‌ای برای واگذاری سه بلوک، جهت اکتشاف میادین جدید گاز و نفت است. فراخوان شرکت در این مناقصه از هشتم ماه اوت آغاز شده و متقاضیان تا سی نوامبر فرصت دارند پیشنهادات خود را ارایه نمایند. شماره بلوک‌های عرضه شده ۲۳، ۳۸ و ۶۶ می‌باشد که در نیمه جنوبی کشور عمان واقع شده‌اند. بلوک شماره ۳۸ جنوبی‌ترین بلوک عرضه شده در این مناقصه و یک بلوک خشکی در مرز کشور یمن است. منابع هیدروکربنی کشف شده در این منطقه بیشتر از نوع نامتعارف بوده و پیش‌بینی می‌شود منابع گازی و نفتی در اعماق این بلوک وجود داشته باشد. عملیات اکتشافی محدودی طی سالیان گذشته در این بلوک صورت گرفته و در مجموع سه حلقه چاه اکتشافی در سال‌های ۱۹۵۹، ۱۹۶۴ و ۲۰۰۱ در این بلوک حفر شده است. مخازن هیدروکربنی این بلوک بیشتر از نوع کربناته به همراه رگه‌های از ماسه‌های سنگی است. بلوک شماره ۶۶ نیز یک بلوک خشکی در مرکز و جنوب عمان و در مرز با کشور عربستان قرار دارد. به نقل از وزارت انرژی و معادن عمان (MOEM) این بلوک قبلاً تحت کاوش قرار گرفته و عملیات لرزه‌نگاری سه بعدی آن انجام و پنج حلقه چاه اکتشافی نیز در آن حفر شده است. ادعا می‌شود این بلوک مستعد کشف ذخایر گاز با عمق زیاد باشد.

بلوک بعدی شماره ۲۳ می‌باشد که در دریا واقع شده است و به گفته وزارت انرژی و معادن عمان، این بلوک اساساً ناشناخته است و تاکنون هیچگونه حفاری اکتشافی در آن انجام نشده و تنها اطلاعات لرزه‌نگاری دو بعدی این میدان در دسترس است. درخصوص نوع ذخیره هیدروکربنی که ممکن است از این میدان کشف شود اطلاعاتی در دسترس نیست اما از آنجا که در بلوک مجاور آن نفت‌خام به میزان ۱۲ هزار بشکه در روز بهره‌برداری می‌شود احتمال می‌رود که این این بلوک نیز حاوی ذخایر نفت خام باشد.

عمان به‌دنبال موفقیت‌های اخیر در کشف میادین جدید و همچنین کامیابی در بهره‌برداری از پروژه‌های گازی نامتعارف (خزان و غزیر) برای کشفیات جدید و استفاده از منابع هیدروکربنی غیرمرسوم بیش از پیش امیدوار شده و طی چند سال گذشته بر فعالیت‌های اکتشافی و توسعه‌ای خود در این زمینه افزوده است. در این راستا این کشور در سال‌های ۲۰۱۶ چهار بلوک (۳۰،۳۱،۴۹ و ۵۲)، سال ۲۰۱۷ چهار بلوک (۴۷، ۵۱، ۴۳ و ۶۵) و در سال ۲۰۱۹ تعداد ۵ بلوک (۷۳، ۷۴، ۷۵، ۷۶ و ۵۸) را به مناقصه گذاشت اما در سال‌های ۲۰۱۸ و ۲۰۲۰ واگذاری انجام نداده است. دولت عمان انتظار دارد با پیشرفت تکنولوژی و ارتقای دانش فنی در حوزه اکتشاف و بهره‌برداری از ذخایر نامتعارف نفت و گاز، به کشفیات جدیدی دست یابد و با توسعه آنها نیاز مبرم خود به منابع انرژی بالاخص گاز را برطرف سازد.

منبع: MEES، ۲۰ اوت ۲۰۲۱

احیای خطلوله گاز عربی برای انتقال گاز مصر به لبنان

وزاری نفت و انرژی چهار کشور مصر، اردن، سوریه و لبنان برای تأمین نیاز فوری لبنان به سوخت گاز به توافق رسیدند. این موافقت که در هفته گذشته حاصل گردید در حقیقت به معنای راه‌اندازی مجدد خطلوله گاز عربی است که حدود یک دهه بدون استفاده باقی مانده است. لبنان با کمبود شدید انرژی برای تولید برق و عرضه سوخت و هم-

چنین محدودیت بودجه برای تأمین انرژی، با بحران اقتصادی مواجه شده است. از این رو چندین کشور عربی برای حل این مشکل گردهم آمدند تا با استفاده از زیرساخت‌های موجود یعنی خطلوله عربی نیاز برق نیروگاه ۴۵۰ مگاواتی دیرعمار را تأمین نمایند. لبنان از سال ۲۰۰۹ واردات گاز از مصر را از این مسیر آغاز نمود که به دنبال کسری گاز در مصر و همچنین بروز ناآرامی‌ها در سوریه، جریان گاز در این خط لوله از سال ۲۰۱۲ به‌طور کامل قطع گردید.

نهایی شدن این موافقت و شروع مجدد جریان گاز در خطلوله گاز عربی برای انتقال گاز مصر به لبنان با چندین چالش مهم مواجه است. اول آنکه تحریم‌های آمریکا علیه سوریه هنوز پابرجاست که خود مانعی بزرگ بر سر این راه محسوب می‌شود. هرچند سفیر آمریکا در لبنان اظهار داشته است که کشورش با اردن و مصر و همچنین بانک جهانی جهت یافتن راه‌حلی پایدار برای تأمین نیاز انرژی لبنان در حال رایزنی است و پادشاه اردن نیز در سفر اخیر خود به کاخ سفید درخصوص احیای مجدد این خطلوله مذاکره کرده است اما به اعتقاد تحلیل‌گران موافقت آمریکا با این موضوع، جای تأمل دارد. مسأله بعدی خسارات شدید وارد شده به این خطلوله بالاخص در مسیر عبوری از سوریه به دلیل حملات تروریستی و جنگ در این کشور است که عملا بهره‌برداری از خطلوله با شرایط فعلی را غیرممکن ساخته است. از این رو این خطلوله نیاز به مرمت و بازسازی دارد که در این راستا وزیر نفت سوریه ابزار داشته است که طی چند هفته آینده تیم‌های فنی جهت بازبینی و بررسی خطلوله اعزام خواهند کرد. چالش بعدی محدودیت‌های بودجه‌ای لبنان برای بازپرداخت هزینه‌های گاز وارداتی است که در این خصوص نیز این کشور اعلام داشته در حال تعامل و رایزنی با بانک جهانی برای حل موضوع و ارایه تضامین لازم است.

خطلوله گاز عربی با ظرفیت ۱۰ میلیارد مترمکعب گاز در سال از مصر آغاز و پس از گذر از دو کشور اردن و سوریه به لبنان متصل می‌شود. این خطلوله در سه فاز ساخته و مورد بهره‌برداری قرار گرفته است. فاز اول خطلوله‌ای با قطر ۳۶ اینچ و به‌طول ۲۶۵ کیلومتر از منطقه سینا در مصر تا اردن به اجرا گذاشته شد و در ۲۷ ژوئیه ۲۰۰۳ به بهره‌برداری رسد. در فاز دوم خطلوله‌ای به‌طول حدود۴۳۰ کیلومتر در امتداد مسیر شمالی اردن تا مرز با سوریه اجرا و در فوریه سال ۲۰۰۶ مورد استفاده قرار گرفت. در فاز آخر خطلوله‌ی ۳۲۰ کیلومتری با قطر ۳۶ اینچ از مرز سوریه با اردن تا شهر حمص سوریه در سال ۲۰۰۸ ساخته شد.

منبع: Bloomberg، ۸ سپتامبر ۲۰۲۱

رشد تولید گاز در مصر با اتکا به میدان گازی ظهر

بیش‌ترین تولید گاز کشور مصر از پروژه‌های شرکت Eni در میدان ظهر با حجم مخزن ۲۱/۵ تریلیون فوت‌مکعب، شرکت Shell با مخزن میدان WDDM که در حال اتمام است و شرکت BP با حجم مخزن ۵ تریلیون فوت‌مکعب در میدان WND می‌باشد. در میدان WDDM حدود ۲ تا ۳ سال تا پایان عمر مخزن باقی مانده است و در میدان WND نیز طبق شواهد حجم مخزن به دنبال آغاز به کار ۲ فاز اول آن رو به افول گذاشته و لذا بیشتر بار تولید بر عهده میدان ظهر است و حتی تولید در این میدان نیز با مشکلات خاص خود همراه می باشد. بخش بالادست نفت و گاز مصر مجموعه‌ای از توافقنامه‌های سهم تولید است که هر کدام توسط شرکت مشترک عملیاتی که متشکل از شرکت‌های بین‌المللی تولیدکننده نفت و گاز و نمایندگان شرکت دولتی EGPC است، مدیریت می‌شود. اعداد و ارقام گزارش مالی سال ۲۰۲۰-۲۱ که توسط نمایندگان EGPC تهیه و گزارش می‌شود ، بیشتر نشان‌دهنده وابستگی روزافزون مصر به میدان بزرگ ظهرتحت کنترل شرکت Eni است. این گزارش میانگین تولید روزانه در سال گذشته میدان ظهر را ۲/۵۸ میلیارد فوت‌مکعب اعلام کرده که رشد ۲۵ درصدی را نسبت به سال گذشته نشان می‌دهد. هر

چند روند تولید از دسامبر۲۰۱۷ که تولید گاز در این میدان آغاز گشته افزایشی بوده اما پس از رکورد تولید ۲/۹۶ میلیارد فوت‌مکعب در روز در سه ماهه اول ۲۰۲۱، میانگین تولید روزانه در سه ماهه دوم به ۲/۶ کاهش یافته است.

منبع: MEES، ۱۰ سپتامبر ۲۰۲۱

عدم تمایل لهستان به تمدید قرارداد گاز با گازپروم روسیه

لهستان در حال تدارک مقدمات خرید گاز از بازار تک‌محموله‌ای قاره اروپا برای دوره بعد از پایان یافتن قرارداد خرید گاز بلندمدت این کشور با شرکت دولتی گازپروم روسیه به حجم ۱۰/۲ میلیارد مترمکعب در سال است و انتظار دارد که حجم عمده تامین گاز آتی این کشور از خطلوله جدید گاز بالتیک با ظرفیت ۱۰ میلیارد مترمکعب در سال و ال‌ان‌جی باشد. وزیر انرژی لهستان اظهار نمود که به‌دلیل داشتن توانایی فنی واردات گاز از طریق خطلوله غرب اروپا، لهستان در صورت نیاز اقدام به تامین گاز خود از این مسیر خواهد نمود. وی هم‌چنین اظهار داشت که این کشور پس از انقضای قرارداد خرید گاز با گازپروم که موعد آن پایان سال بعد می‌باشد هیچ قصدی جهت تمدید آن نداشته و لهستان قادر است تا حجم گاز وارداتی از شرکت گازپروم روسیه را از طریق واردات ال‌ان‌جی، خطلوله بالتیک و قراردادهای خرید محموله‌ای تامین نماید. وزیر انرژی لهستان امکان بروز کسری گاز در بازارگاز اروپا هم‌زمان با منقضی شدن قرارداد تامین گاز این کشور از گازپروم را رد نکرد. آقای Naimski در ادامه به تمرکز لهستان در تامین گاز با واردات از نروژ و از طریق ترمینال خطلوله در حال ساخت بالتیک، واردات از طریق ترمینال Swinoujscie و هم‌چنین تاسیسات ذخیره‌سازی شناور و regasification گاز در Gdansk که تا سال ۲۰۲۸ آماده بهره‌برداری می‌شود، اشاره نمود. توسعه ترمینال ال‌ان‌جی Swinoujscie تا پایان سال ۲۰۲۲ نهایی خواهد شد. طبق پیش‌بینی‌های صورت گرفته توسط اپراتور شبکه خطوط لوله گاز Energinet دانمارک انتظار می‌رود که واردات از خطلوله گاز بالتیک در اکتبر سال ۲۰۲۲ آغازشود، هر چند استفاده از ظرفیت کامل خط ۳ ماه به‌طول خواهد انجامید. آقای Naimski نگرانی‌های موجود بابت کمبود گاز در لهستان پس از اتمام قرارداد با گازپروم روسیه را کم اهمیت دانست و خطلوله بین این کشور و کشور اسلواکی که ظرفیت ۴/۷ میلیارد مترمکعب درسال دارد و تا پایان ۲۰۲۲ قابل استفاده خواهد بود را قادر به تامین گاز جنوب شرق لهستان دانست.

منبع: Argusmedia، ۱۳ سپتامبر ۲۰۲۱

اتکای شرکت‌های تولید برق اروپا به زغال‌سنگ علی‌رغم طرح‌های سبز

درحالی که از یک طرف شرکت‌های برق اروپایی برنامه‌های تحول بلندمدت سبزتری را گزارش می‌کنند، ولی از طرف دیگر آنها در حال برنامه‌ریزی برای سوزاندن زغال‌سنگ بیشتر در کوتاه‌مدت هستند. از نظر اقتصادی، چنانچه این شرکت‌ها بخواهند مقررات اروپایی را در مورد هزینه‌های کربن رعایت کنند و هزینه برق را نیز برای مصرف‌کنندگان نهایی خود به حداقل برسانند، انتخاب چندانی ندارند و در هر صورت، احتمال دارد در زمستان سال جاری با کمبود گاز مواجه شوند. مشکل شرکت‌های تولیدکننده، تنظیم‌کنندگان مقررات و عموم مردم که نرخ برق را پرداخت می‌کنند، به هزینه مقایسه‌ای تولید برق از گاز برمی‌گردد.

هدف از وضع مقررات در اروپا و بازار آلاینده‌های آن، افزایش هزینه کل تولید برق از نیروگاه‌های زغال‌سوز تا حدی است که اقتصاد مجبور به جایگزینی سوخت با انرژی‌های تجدیدپذیر، هسته‌ای یا تا حدودی پاک‌تر مانند گاز شود. هرچند بازار گازهای گلخانه‌ای اخیراً کار خود را انجام نداده است. براساس سیستم تجارت گازهای گلخانه‌ای اتحادیه اروپا، واحدهای آلاینده مجبور به خرید مجوز برای انتشار کربن بالاتر از سطح توافق شده، هستند. شرکت‌هایی که کمتر از

میزان توافق شده آلایندگی دارند، می‌توانند مجوزهای آلودگی را بفروشند، بنابراین انگیزه‌ای برای کاهش انتشارات ایجاد می‌شود. از نظر تئوری، این امر باعث مـی‌شود زغـال‌سنگ گران‌تر و گاز ارزان‌تر شود.

با این حال، پس از در نظر گرفتن قیمت مجاز گازهای آلاینده، هزینه تولید برق با گاز در آلمان در هفته آخر مرداد حدود ۱۰۴ یورو در هر مگاوات ساعت بوده، در حالی که هزینه تولید برق با زغال‌سنگ حدود ۹۷ یورو در هر مگاوات ساعت بوده است. بسته به راندمان حرارتی نیروگاه‌های زغال‌سوز یا گازسوز، ممکن است نتایج متـفاوت بـاشد، اما این سطوح قیمتی، نشان‌دهنده بازار فعلی است. شکی نیـست که مـدیران شـرکـت‌های بـرق از دریافت زغال‌سنگ برای کریسمس ناراضی هستند، اما استفاده از آن ارزان‌تر است. بخشی از دلیل آن، این است که قیمت‌های مجاز انتشار کربن به اندازه قیمت زغال‌سنگ یا گاز افزایش نیافته است که می‌تواند به‌دلیل عملکرد ناقص طرح اعتباری کربن اروپا باشد. اما در این هم تردید وجود دارد که مراکز تجارت انرژی دارای اعتبار زیادی برای انتشار کربن باشند زیرا روسیه می‌تواند گاز خود را بیش از حد انتظار افزایش دهد و منجر به سقوط قیمت شود. در حال‌حاضر بازار گازطبیعی با کمبود مواجه است و این تا حدی به گازپروم، غول گاز روسیه، و ابزار سیاست انرژی دولت این کشور مرتبط است.

منبع: FINANACIAL TIMES، ۴ سپتامبر ۲۰۲۱

گزارش ویژه: بزرگ‌ترین قرارداد انرژی عراق و توتال

عراق بزرگ‌ترین قرارداد انرژی خود در یک دهه اخیر را با توتال امضا نموده است. این توافق چند بعدی نه تنها برای تسهیل برنامه‌های توسعه نفت‌خام بلکه برای جلوگیری، کاهش و مقابله با مشکلات ناشی از گاز فلر و ایجاد اولین پروژه بزرگ انرژی خورشیدی در عراق زیرساخت‌ها را فراهم می‌نماید. اما شرایط سخت عملیاتی در عراق به معنای این است که اجرای کامل ایـن قـرارداد بسیار دشوار خواهد بود.

پنج ماه پس از توافق اصولی اولیه با توتال، سرانجام این قرارداد ۲۷ میلیارد دلاری در پنجم سپتامبر ۲۰۲۱ میان عراق و توتال به امضا رسید. با خروج برنامه‌ریزی شده اکسون‌موبیل و دیگر شرکت‌های نفتی بین‌المللی، عراق در موقعیت متزلزلی قرار گرفته بود و این قرارداد در مقطع حساسی برای بخش نفت عراق امضا شد. دو طرف در مورد امضای این قرارداد بیانیه‌های عمومی قابل‌توجهی منتشر کرده‌اند. طرف عراقی تلاش کرده است تا برجنبه چندوجهی بودن قرارداد تاکید نماید در حالی‌که توتال آن را "توسعه پایدار منابع طبیعی منطقه بصره" توصیف کرده است و ظاهرا به دنبال به حداقل رساندن اشاره به برنامه‌های خود برای افزایش تولید نفت در این کشور بوده است. آوردن یک شرکت در مقیاس توتال بی‌شک پیروزی بزرگی برای دولت فعلی عراق در آستانه انتخابات پارلمانی ۱۰ اکتبر به‌شمار می‌رود. دولت عراق بدون شک به دنبال سرمایه‌گذاری گسترده در این کشور است.

قرارداد کلی شامل چهار قرارداد می‌باشد که سه مورد از آن با وزارت نفت عراق امضا شده است. پروژه اول، افزایش ظرفیت تولید میدان نفتی Ratawi از ۸۵ هزار بشکه در روز فعلی به ۱۲۰هزار بشکه در روز، که بهره‌بردار آن شرکت نفت بصره می‌باشد. پروژه دوم، هاب گازی فرآورش ۶۰۰ میلیون فوت‌مکعب در روز گاز همراه در جنوب میدان Ratawi و دیگر حوزه‌های جنوبی که به کاهش گاز فلر عراق کمک شایانی می‌نماید. پروژه سوم، یک پروژه با تاخیر زمانی طولانی برای تزریق حداکثر ۷/۵میلیون بشکه در روز آب دریا به برخی از میدان‌های نفتی کلیدی جنوب عراق است که این کار به حفظ فشار مخزن کمک می‌کند.

چهارمین قرارداد با وزارت برق عراق برای احداث نیروگاه خورشیدی یک گیگا واتی منعقد شده است. بنا به گفته مقامات توتال، میزان سرمایه‌گذاری در این پروژه‌ها حدود ۱۰ میلیارد دلار می‌باشد که حدود ۳ میلیارد دلار بیش از انتظارات اولیه است و ۱۰۰٪ سهام پروژه را خودش در اختیار خواهد داشت. درحالی که مقامات رسمی عراق هزینه کل بسته را ۲۷ میلیارد دلار اعلام کرده‌اند. دلیل این تفاوت قیمت به خاطر آن است که مقامات عراقی ۲۷ میلیارد دلار را شامل کلیه هزینه‌های سرمایه‌ای و هزینه‌های عملیاتی به‌صورت تجمعی محاسبه نموده‌اند. بنابر اعلام وزیر نفت عراق، رقم ۹ تا ۱۰ میلیارد دلار فقط برای قراردادهای EPC می‌باشد و انتظار بر این است که ۹۵ میلیارد دلار درآمد در طول مدت این قرارداد با لحاظ قیمت نفت ۵۰ دلار به ازای هر بشکه نفت کسب نماید. همه پروژه‌های مورد اشاره در استان بصره در جنوب عراق واقع شده‌اند.

وزیر نفت عـراق در کـنفرانس خبـری پس از مراسم امضای قرارداد، که با حضور مدیرعامل توتال همراه بود توضیحاتی درخصوص پروژه‌ها بیان نمود و اعلام کرد، از حالا این پروژه "پروژه یکپارچه رشد گاز" یا همان GGIP نامیده می‌شود و عراق سرانجام صفحه مهمی را با ایجاد مرکز فرآورش گاز Ratawi ورق خواهد زد. ناتوانی عراق در نگهداشت و فرآورش تولید گاز همراه یک فاجعه زیست‌محیطی و اقتصادی است که به‌طور معمول ۱/۳میلیارد فوت‌مکعب در روز گازطبیعی یعنی ۵۰٪ از تولید ناخالص گاز این کشور که ۲/۶میلیارد فوت‌مکعب در روز است، سوزانده می‌شود.

با افـزایش تـولید نـفت عراق در ماه‌های آینده هم‌زمان با کاهش تولید اوپک پلاس، تولید گاز این کشور به ۳ میلیارد فوت‌مکعب در روز افزایش می‌یابد و براین اساس حجم گاز فلر افزایش می‌یابد. مقارن با هدر دادن نیمی از تولید ناخالص داخلی گاز خود به منظور تولید برق، عراق برای واردات ۷۰ میلیون مترمکعب در روز با ایران قرارداد بسته است، با این

حال افزایش بدهی‌های پرداخت نشده و نیازهای داخلی گاز ایران باعث شده است که ایران بارها و بارها گاز تحویلی به عراق را کاهش دهد. ایران در اول سپتامبر فقط به میزان ۲۸۰ میلیون فوت‌مکعب گاز به عراق تحویل داده و پس از آن این میزان در روزهای بعد بهبود یافته و به ۴۳۰ میلیون فوت‌مکعب در روز ارتقا یافته است. در روز ۹ سپتامبر وزارت برق عراق اعلام کرد که در نتیجه نوسان در تحویل گاز، تولید برق ۵ گیگاوات کاهش یافته است.

عراق برای توقف واردات گاز از ایران از سوی ایالات‌متحده تحت فشار قابل‌توجهی قرار گرفته است اما عدم اعتماد روزافزون مشکلی بزرگتر به شمار می‌آید. هرچند عراق در این زمان مهم اقدام به توقف واردات گـاز از ایـران نمی‌کند ولیکن با ایجاد ظرفیت نگهداشت و فرآورش گاز بیشتر براساس پروژه GGIP می‌تواند نیازهای خود را فراهم نماید. وزیرنفت عراق می‌گوید هزینه فرآورش گاز ابتدا در GGIP بین ۱/۵ تا ۲ دلار در هرمیلیون بی‌تی‌یو متغیر می‌باشد ولی بعداً در ۱/۵ دلار در هر میلیون بی‌تی‌یو تثبیت خواهد شد. این رقم دقیقاً نصف میانگین یارانه‌ای شبکه ملی گاز است که وزارت نفت آن را به وزارت برق می‌فروشد.

درحالی که وزیرنفت عراق قیمتی را که توتال با آن کار می‌کند را مشخص نکرده می‌گوید که GGIP گاز را به شبکه گاز عراق می‌فروشد و تاکید کرد که با توجه به قیمتی که عراق برای گاز ایران پرداخت می‌نماید این گاز دارای تخفیف بسیار زیادی خواهد بود و این قیمت با استفاده از یک فرمول مرتبط با قیمت نفت خام برنت تعیین می‌شود. براساس محاسبات موسسه تحقیقاتی MEES، قیمت گاز ایران در ماه اوت ۲۰۲۱ به ازای هر میلیون بی‌تی‌یو ۷/۴۵ دلار می‌باشد. پس از بهره‌برداری، تاسیسات فرآورش ۶۰۰ میلیون فوت‌مکعب GGIP بزرگ‌ترین تاسیسات فرآوری گاز عراق خواهد بود.

این پروژه در ۲ فاز تعریف شده است: فاز نخست با ظرفیت ۳۰۰میلیون فوت‌مکعب در روز ناشی از افزایش ظرفیت تولید نفت میدان نفتی Ratawi و فاز دوم نیز با ظرفیت ۳۰۰ میلیون فوت‌مکعب که مستلزم افزایش تولید ۲۵۰ هزار بشکه‌ای تولید نفت از میدان نفتی مجنون می‌باشد. همچنین انتظار می‌رود پروژه GGIP ۱۲هزار بشکه در روز کاندنسیت و ۱۳هزار تن در روز ال‌پی‌جی مورد نیاز بازار داخلی را تامین نماید. براساس بیانیه توتال انرژی تولیدی در این پروژه معادل افزایش ۱/۵گیگاوات برق در فاز نخست و ۳گیگاوات در فاز دوم می‌باشد. براساس برنامه ۵ ساله شرکت نفت بصره که توسط MEES مشاهده شده است نشان می‌دهد که شرکت انتظار دارد تولید ناخالص گاز از سطح فعلی ۱/۹۷میلیارد فوت‌مکعب به ۲/۹۸ میلیارد فوت‌مکعب در روز تا سال ۲۰۲۵ افزایش یابد.

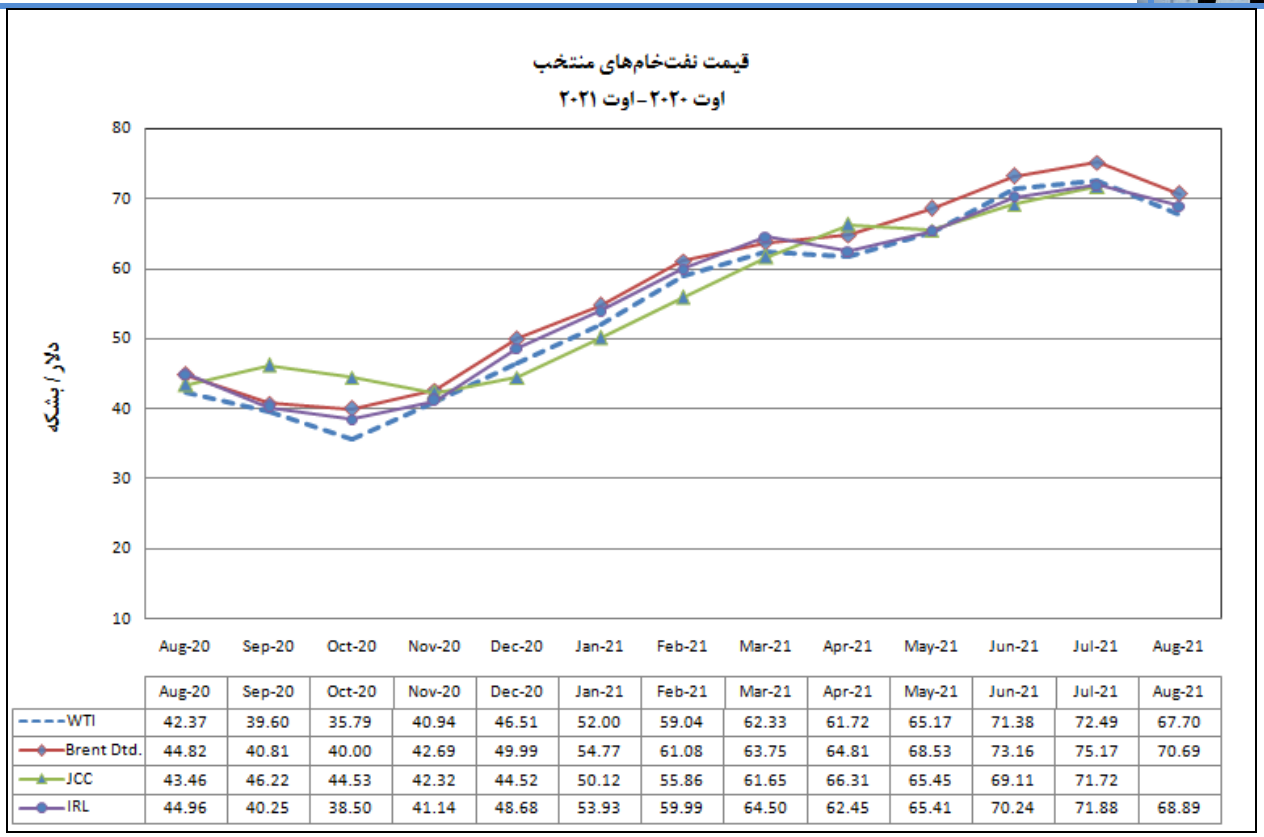
افزایش تولید گاز از میادین جنوبی عراق به تنهایی بیشتر از تاسیسات GGIP است و این میزان بر چالش پیش‌روی عراق در این زمینه تاکید می‌کند به همین خاطر پیشرفت در دیگر پروژه‌های جذب و جمع‌آوری گاز کلیدی می‌باشد. یکی از این پروژه‌ها، پروژه گاز بصره می‌باشد که شامل توسعه در دو واحد تحت عنوان BNGL با ظرفیت ۱/۴میلیارد فوت‌مکعب در روز است. این پروژه اکنون دارای ظرفیت فرآورش یک میلیارد فوت‌مکعب در روز گاز همراه می‌باشد. این میزان گاز همراه از فرآورش ۱/۴۵ میلیون بشکه در روز نفت خام میدان رمیله، ۵۰۰ هزار بشکه در روز از میدان زبیر و ۴۰۰ هزار بشکه در روز از میدان غرب- غرنه۱ می‌باشد. همانند BNGL پروژه GGIP در مجاورت میدان Ratawi مستقر می‌گردد و قرار است در سال ۲۰۲۴ وارد مدار گردد.

هم‌چنین یکی دیگر از تاسیسات مربوط به جمع‌آوری گازهای فلر تـاسیسات ۳۰۰ میلیون فوت‌مکعب در روز Halfay می‌باشد که توسط شرکت چینی CPECC از زیرمجموعه شرکت CNPC در دست ساخت بوده و پروژه قرار است تا سال ۲۰۲۲ راه‌اندازی گردد. هزینه این پروژه به همراه پروژه بیکرهیوز، یک میلیارد دلار اعلام شده است. پروژه بیکرهیوز پروژه‌ای ۲۰۰ میلیون فوت‌مکعب در روز است که برنامه‌ریزی شده تا گازهای همراه میادین قراف و نصیریه در جنوب کشور را فرآوری نماید. با احتساب پروژه GGIP، عراق دارای ظرفیت ۱/۵ میلیارد فوت‌مکعب فرآورش گاز همراه در دست ساخت یا قرارداد امضا شده می‌باشد که هزینه سرمایه مورد نیاز برای این پروژه‌ها حداقل ۴/۳میلیارد دلار است تا

این پروژه‌ها ظرفیت فرآورش گاز همراه عراق را به ۲/۸ میلیارد فوت‌مکعب در روز برسانند. هر چند حتی در این صورت نیز عراق تا سال ۲۰۲۵ هدف خود برای فرآورش کل گازهای همراه و خاموش کردن شعله‌های فلر را نمی‌تواند محقق نماید. مفهوم این جمله آن است که عراق همچنان به وابستگی خود به منابع غیرقابل اطمینان ادامه می‌دهد و این با فرض آن است که همه پروژه‌ها مطابق برنامه اعلام شده خود به پیش روند درحالی‌که تجربه گذشته عراق نشان می‌دهد که این امر بسیار بعید است.

وزیرنفت عراق در پایان اعلام کرد که اولویت اول، تغییر سوخت تعدادی از نیروگاه‌ها به گاز و صرفه‌جویی در مصرف سوخت مایع است. در حال حاضر عراق روزانه ۲۰۰ هزار بشکه نفت‌خام (این رقم شامل نفت‌کوره نیز می‌باشد) برای تولید برق می‌سوزاند و جایگزینی گاز با آن می‌تواند ۵ میلیارد دلار به درآمد کشور بیافزاید. این یک اولویت بزرگ‌تر از پایان دادن به واردات گاز از ایران است.

منبع: MEES، ۱۰ سپتامبر ۲۰۲۱



	Aug-20	Sep-20	Oct-20	Nov-20	Dec-20	Jan-21	Feb-21	Mar-21	Apr-21	May-21	Jun-21	Jul-21	Aug-21
WTI	42.37	39.60	35.79	40.94	46.51	52.00	59.04	62.33	61.72	65.17	71.38	72.49	67.70
Brent Dtd.	44.82	40.81	40.00	42.69	49.99	54.77	61.08	63.75	64.81	68.53	73.16	75.17	70.69
JCC	43.46	46.22	44.53	42.32	44.52	50.12	55.86	61.65	66.31	65.45	69.11	71.72	
IRL	44.96	40.25	38.50	41.14	48.68	53.93	59.99	64.50	62.45	65.41	70.24	71.88	68.89

ضرایب تبدیل

	m^3 Gas	ft^3 Gas	Million Btu	Therm	G J	Kilowatt Hour	m^3 of الانجی	Ton الانجی
m^3 Gas	1	35.3	0.036	0.36	0.038	10.54	171×10^{-5}	725×10^{-6}
ft^3 Gas	2.83×10^{-2}	1	102×10^{-5}	102×10^{-4}	108×10^{-5}	0.299	5×10^{-5}	2×10^{-5}
Million Btu	27.8	981	1	10	1.054	292.7	0.048	192×10^{-4}
Therm	2.78	98.1	0.1	1	105.448×10^{-3}	2927	48×10^{-4}	192×10^{-5}
GJ	26.3	930	0.95	9.5	1	277.5	0.045	0.018
Kilowatt Hour	949×10^{-4}	3.3	3415×10^{-6}	34.18×10^{-3}	36×10^{-4}	1	162×10^{-6}	65×10^{-6}
m^3 of الانجی	584	20631	21.04	210.4	22.19	6173	1	0.405
Ton الانجی	1379	48690	52	520	54.8	15222	2.47	1

منبع: Energy Intelligence Group

تهیه‌کنندگان:

خانم‌ها : تمیزی- پهلوانی- آریانا- اصغرزاده-دارایی

آقایان: بهشتی- اکبری- سیاهی- قنبری- اکبرنژاد