اویل ایندااستری
Oilindustry.ir
CLICK HERE

جمهوری اسلامی ایران

وزارت نفت

معاون: امور مهندسی و ساخت داخل

عنوان:

گاز طبیعی

(مروری بر فرآیند استخراج تا مصرف)

نگارنده:

محمد حسن موحدی

Movahed61@nipc.net
Movahed61@gmail.com

عضو و دبیر کمیته های تخصصی برق و ابزاردقیق
اداره تحقیقات و استانداردهای نفت

فروردین 87

چکیده:

علیرغم آسانی استفاده و دسترسی راحت به گاز طبیعی، مراحل طولانی برای استخراج تا مصرف آن طی شده است. این نوشتار سعی دارد تا در 9 قسمت ضمن بررسی مراحل فوق، نحوه تامین گاز طبیعی و سادگی استفاده از این نعمت خدا دادی را مرور نماید. پیدایش گاز و دیگر منابع انرژی فسیلی و همچنین جایگاه آن در جهان در مبحث اول تحت عنوان مقدمه بیان خواهد شد. مبحث دوم، اکتشاف و استخراج گاز طبیعی بوده که با بیان تاریخچه ی استفاده بشر از نفت و گاز طبیعی شروع و در نهایت به نحوه علمی و تحلیلی اکتشاف مخازن زیر زمینی و همچنین روش های مکانیزه استخراج آن می پردازد. پالایش گاز طبیعی و تبدیل گاز ترش به گاز شیرین در مبحث سوم به اختصار بیان خواهد شد. چهارمین و آخرین مطلب از بخش اول بیانگر نحوه انتقال و توزیع گاز طبیعی شیرین برای مصارف خانگی و صنعتی است. مبحث پنجم توضیحاتی را در خصوص مصارف گوناگون گاز طبیعی خواهیم داشت. آنگاه دیسپاچینگ ملی گاز و نحوه نمایش اطلاعات فرآیندی در شبکه های انتقال و توزیع گاز در مبحث ششم بیان خواهد شد. مبحث هفتم به اختصار می پردازد به موضوع مهم صدور گاز طبیعی. با عنایت به رویکردهای جدید کنترلی و امکان ارتقاء سیستم های کنترل و ابزاردقیق در تجهیزات و تاسیسات گازی مبحث هشتم این موضوع را دنبال خواهد کرد. آنگاه در پایان مباحث و در قسمت نهم اشاره ای به نکات ایمنی در مصرف گاز ارائه خواهیم نمود.

1. مقدمه:

با چرخاندن شیر شعله ی گاز خوراک پزی، به راحتی گاز شعله ور شده و ما از این نعمت خدادادی بهره می بریم.

شاید هیچگاه به فرآیندهای طولانی و پر هزینه ای که دسترسی ما را به گاز طبیعی آسان کرده است فکر نکرده باشیم و ندانیم که از استخراج گاز تا بهره برداری ما چه مسیرهای طولانی طی می شود و حتی شاید به تمام کاربردهای گاز طبیعی فکر نکرده باشیم. اما می دانیم که متولی این امر (یعنی پالایش، انتقال و توزیع گاز طبیعی) شرکت ملی گاز ایران است که 22 اسفند سال 1386 این شرکت 42 ساله شد. از جانب دیگر مسئولیت شناسایی منابع، حفاری و استخراج نفت و گاز طبیعی به عهده شرکتهای دیگر وزارت نفت جمهوری اسلامی ایران، از جمله شرکت ملی اکتشاف و شرکت ملی حفاری است. وزارت نفت دارای شرکت های اصلی چهارگانه است که امورات نفت، گاز و پتروشیمی را در تمام عرصه ها بعهده دارند. سال 1387، نفت در ایران 100 ساله می شود و این وزارتخانه صد سالگی نفت در ایران را جشن می گیرد[1]. اینها تماما بهانه ای است که ما را به این سمت هدایت کند تا کنکاشی در این موضوع داشته باشیم که " چه مراحلی طی می شود تا ما به آسانی از گاز طبیعی، این نعمت خدادای برخوردار می شویم ".

گاز یکی از منابع انرژی در جهان است و انرژی در جهان امروز یک عامل راهبردی بوده بطوریکه، اغلب کشورهای جهان به خصوص آنها که به دنبال اعمال اراده و قدرت خود بر دیگر کشورها می باشند از همین دریچه به مقوله انرژی می نگرند و چه بسا کشورهای دیگر را نیز تحت سلطه خود در می آورند تا به راحتی بتوانند سرمایه های ملی آنها را نیز تصاحب کنند. گاز طبیعی تنها انرژی موجود در جهان نیست، برای شناسایی موقعیت گاز در بین دیگر منابع انرژی، ابتدا منابع انرژی را بدینصورت دسته بندی می کنیم:

- منابع انرژی فسیلی[2] (همچون انرژی نفت، گاز و ذغالسنگ[3])
- منابع انرژی غیر فسیلی (همچون انرژی خورشیدی، انرژی هسته ای، انرژی باد، انرژی آب، انرژی گرمابی[4] ....)

دسته بندی دیگری از نظر تجدید پذیری و تجدید ناپذیری انرژی ها وجود دارد که انرژی های خورشید، باد و آب را در گروه انرژی های تجدید پذیر و مابقی را در گروه انرژی های تجدید ناپذیر دسته بندی می کنند.

---

[1]. حدود 100 سال پیش (سال 1908 میلادی) اولین چاههای نفت در ایران به بهره برداری رسید. از سال 1280 هجری شمسی ویلیام ناکس دارسی، تاجر انگلیسی با حمایت دولت وقت ایران و سرمایه گذاری در کوهها و بیابانهای اطراف مسجد سلیمان مشغول حفاری و اکتشاف نفت شد. قرارداد دارسی بعد از ناکام ماندن دو قرارداد هوتز و رویتر در استخراج نفت موفق تر بود. بدنبال آن و با تاسیس شرکت نفت انگلیس و ایران، سرمایه های ملی این سرزمین به تاراج برده می شد، تا اینکه در روز 29 اسفند 1329 شمسی (1950 میلادی) دولت مرحوم دکتر مصدق با همکاری مرحوم آیت الله کاشانی و مجلس وقت توانستند دست ایادی انگلیس را از سرمایه های ملی ما کوتاه و شرکت ملی نفت ایران را بنیانگذاری کنند.

[2]. Fossil

[3]. Collier - ذغالسنگ ماده ای سخت و سیاهرنگ است. ذغالسنگ از کربن ، ئیدروژن ، اکسیژن ، نیتروژن و مقادیر متغیری سولفور تشکیل شده است و چینی ها اولین کسانی بودند که حدود 300 سال پیش از این سوخت فسیلی استفاده کردند.

[4]. Hydrothermal (انرژی حاصل از آبهای گرم در پوسته زمین)

نحوه به وجود آمدن تمام سوخت های فسیلی بر می گردد به صدها میلیون سال پیش و قبل از عصر دایناسورها، از این رو نام آنها را سوختهای فسیلی و زمان تشکیل اینگونه سوختها را دورهٔ کربونیفر نام نهاده اند. این دوره که بخشی از دوران اول زمین شناسی[5] است نام خود را از کربن (عنصر اصلی ذغال سنگ و همچنین سایر سوختهای فسیلی) گرفته است. دورهٔ کربونیفر 360 – 286 میلیون سال قبل اتفاق افتاده است. در آن زمان، خشکی های زمین از مردابهایی پر از درختان عظیم (سرخس و سایر گیاهان برگ دار بزرگ) پوشیده شده بود. آب و ساحل دریاها پر از جلبک[6] بود. در زمانهای گذشته، درختان و گیاهان نابود شده و به اعماق مردابها فرو رفتند. گیاهان دفن شده، به مرور زمان لایه هایی از یک ماده اسفنجی به نام تورب[7] را تشکیل دادند. تورب صدها سال با ماسه، رس و سایر مواد معدنی پوشیده شد که نتیجه آن بوجود آمدن نوعی سنگ بنام سنگ رسوبی بود. با گذشت زمان، سنگهای بیشتری روی هم انباشته شده و در نتیجه وزن بیشتری را روی لایه های زیرین وارد کردند. بدین طریق تورب تحت فشار زیادی قرار گرفته و فشرده تر شد تا اینکه آب موجود در آن خارج و سرانجام بعد از میلیونها سال به ذغالسنگ تبدیل گردید.

به همین ترتیب، نفت نیز به عنوان یک سوخت فسیلی بیش از سیصد میلیون سال قبل تشکیل شده است. بعضی از دانشمندان براین باورند که دیاتوم های[8] کوچک و ریز، منشاء نفت هستند. دیاتوم ها، موجودات دریایی به اندازهٔ یک سر سوزن بوده و مانند گیاهان، نور خورشید را به انرژی ذخیره شده تبدیل می نمایند. دیاتوم ها بعد از مرگ در کف دریا قرار گرفته و زیر رسوبات و سایر سنگها مدفون شدند. سنگها باعث فشار برروی دیاتوم ها شده و در نتیجه انرژی ذخیره شده آنها نتوانست خارج شود. سرانجام، کربن تحت فشار و حرارت و با گذشت زمان های طولانی به نفت تبدیل گردید. به هنگام تغییر وضعیت، حرکت و چین خوردگی پوسته زمین، مخازنی که در آن می توانست نفت و گاز طبیعی را در خود نگهداری کند، تشکیل گردید.

ذخایر نفت و گاز، از مهمترین منابع تامین انرژی در جهان هستند. یکی از کشورهایی که سهم عمده ای از ذخایر نفت و گاز جهان را دارد، ایران است. ذخایر شناخته شده ایران، معادل 176 میلیارد بشکه نفت خام می باشدکه این رقم در مقایسه با 136میلیارد بشکه ذخیره نفت خام کشور، قابل توجه و دارای اهمیت زیادی است. از جانب دیگر، ایران با حدود 15/5درصد از منابع گاز طبیعی جهان، پس از روسیه با حدود 26/3 درصد از کل منابع گازی دنیا، رتبه دوم جغرافیای گاز جهانی را دارد و قطر با 14 درصد

---

[5] . Paleozoic

[6] .ماده سبز رنگی که روی برکه ها تشکیل می شود و شامل مجموعه ای از گیاهان متنوع، کوچک و بدون ریشه یا ساقه است.

[7] . Peat - ذغالسنگ نارس

[8] Diatom (موجودات تک سلولی)

در رتبه سوم قرار دارد. این در حالی است که هنوز در بخش وسیعی از کشور، مطالعات اکتشافی گاز انجام نگرفته و احتمال کشف ذخایر جدید گازی در کشور پهناور ما قابل انکار نیست.

میدان گازی پارس جنوبی مصداق کاملی از منابع عظیم گاز طبیعی در ایران است. این میدان، بزرگ ترین میدان گازی مستقل جهان با امتدادی در دو سوی خلیج فارس و با مساحتی معادل 9700 کیلومترمربع[9]، سال هاست که نظر بزرگ ترین شرکت های نفتی جهان را به خود جلب کرده است. برای مثال، شرکت های آمریکایی در آن سوی آب های خلیج فارس ایران و در بخش متعلق به کشور قطر، پروژه های عظیم چند میلیارد دلاری متعددی را برای توسعه فازهای مختلف آنچه که قطری ها آن را " میدان گنبد شمالی " می خوانند تعریف کرده اند. در این سوی میدان نیز شرکت های ایرانی و همچنین شرکت های اروپایی به همراه شرکای ایرانی خود، سخت به تکاپو مشغولند و چند فاز از فازهای 24 گانه این پروژه ها نیز به بهره برداری رسیده است و برای تولید 820 میلیون متر مکعب گاز در روز تلاش می شود. براساس آخرین تخمین های منتشر شده، میزان ذخایر گازی این میدان گازی رقمی معادل 280 تا 500 تریلیون فوت مکعب (بعنوان ذخایر ممکن) و میزان میعانات گازی آن بالغ بر 17 میلیارد بشکه است که بخش عمده ای از این ذخایر، قابل بازیافت ارزیابی شده است. توسعه این منبع عظیم گازی، بزرگ ترین پروژه صنعت انرژی ایران را تشکیل می دهد که تاکنون بالغ بر 20 میلیارد دلار سرمایه گذاری را به خود جذب نموده است. توسعه میدان گازی پارس جنوبی مزایای چند جانبه ای را برای اقتصاد ایران به همراه خواهد داشت. مهم ترین مزیت این طرح، تأمین نیاز رو به رشد کشور در بخش انرژی و همچنین ایجاد اشتغال و بازار کار برای متخصصین جوان است.

جایگزینی این انرژی با فرآورده های نفتی به لحاظ فنی امکان پذیر بوده و به لحاظ اقتصادی نیز صرفه های اقتصادی قابل ملاحظه ای را برای کشور ما و سایر کشورهای صاحب منابع گازی به همراه خواهد داشت. حجم عظیم طرح های پتروشیمی در دست ساخت و بهره برداری در کشور ما (که ایران را به یکی از بزرگ ترین تولیدکنندگان بازار بین المللی محصولات پتروشیمی طی سال های آینده تبدیل می نماید) نتیجه تأمین خوراک اولیه لازم از میادین گازی پارس جنوبی است. تولید گاز مورد نیاز برای تزریق به آن دسته از مخازن نفتی کشور که دوران بلوغ خود را طی می کنند، از دیگر مزایای بهره برداری از میدان گازی پارس جنوبی است. اهمیت تزریق گاز به چاه های نفت به حدی است که برخی کارشناسان این طرح ها را در مقایسه با طرح های صادرات گاز، دارای اولویت ویژه قلمداد کرده اند.

2.اکتشاف و استخراج گاز طبیعی:

به صرف داشتن منابع عظیم زیر زمینی نفت و گاز و قبل از شناسایی و استخراج آن شاید نتوان این منابع عظیم را جزئی از سرمایه های جاری آن کشور به حساب آورد. به عبارتی، در اولین گام بایستی نسبت به شناسایی و سپس استخراج و بهره برداری آن منابع گام برداشت. امروزه، شناسایی منابع و استعدادهای زیر زمینی، خود بعنوان یک رشته تخصصی و نوین دانشگاهی مطرح است، گرچه استخراج

---

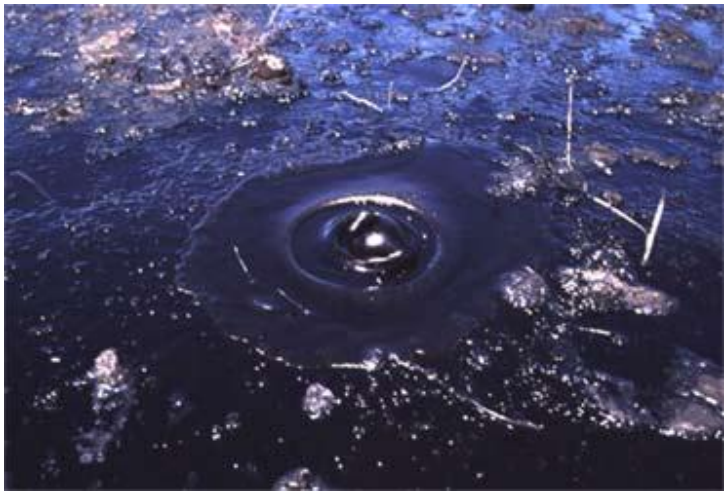
[9]. سهم ایران از این میدان گازی 3700 کیلومتر مربع و سهم کشور قطر 6000 کیلومتر مربع است.

نفت و گاز دارای پیشینه بسیار طولانی می باشد. نفت تا پیش از ورود به چرخه صنعت و انرژی، در میان قبایل بدوی به عنوان ماده ای ناشناخته نبود و به صورت بسیار ابتدایی مورد استفاده قرار می گرفت. این ماده در میان سرخپوستان سنکایی (اهل پنسیلوانیا) به عنوان یک داروی شفابخش، موسوم به روغن سنکا، یا روغن مار و در میان مصری ها به منظور پوشش کتان های مومیایی شده، مورد استفاده قرار میگرفت. در ایران نیز، مواد نفتی از زمانهای بسیار قدیم مورد استفاده قرار می‌گرفته است. نادرشاه با استفاده از روشن کردن مشعلهای نفت موفقیت چشمگیری در فتح هندوستان بدست آورد. طبق بعضی گزارشات تاریخی، سابقه اکتشاف نفت در ایران به حدود 4000 سال پیش می‌رسد. ایرانیان باستان به عنوان سوخت یا جهت قیراندود کردن کشتی ها، ساختمانها و پشت بامها از این مواد استفاده می کردند. بر اساس یک گزارش تاریخی دیگر، یک درویش در حوالی باکو چاه نفتی داشته که از فروش آن امرار معاش می‌کرده است. به هر رو، بیشتر تولیدات نفتی تا نیمه اول قرن نوزدهم از طریق چشمه‌های طبیعی نفت با گودالهای کم عمق و یا حداکثر، توسط چاههای کم عمق دستی بوده است.

در جهان نیز، بیش از پنج تا شش هزار سال است که از نفت استفاده می شود. سومری ها ، آشوری ها و بابلیهای قدیم از نفت خام و آسفالت (یا قیر) که از طریق تراوشات وسیع و طبیعی در منطقه ای به نام توتل یا هیت واقع در رودخانهٔ فرات جمع می شده است، استفاده می کردند. در واقع مکان نشت، محلی برروی زمین است که در آنجا نفت از زیر زمین به بیرون تراوش می نماید. مصریان قدیم نیز از نفت مایع بعنوان دارو جهت التیام زخمهایشان، و روشن کردن چراغهای فانوسی استفاده می کردند. محلی به نام دریای مرده، در نزدیکی فلسطین اشغالی، به آسفالت دریاچه ای معروف است. از آنجایی که در این محل توده های نفت چسبناک ناشی از تراوشات زیر آبی در سواحل دریاچه تجمع یافته اند، نام کلمهٔ آسفالت از این محل گرفته شده است. روند تولید و پیدایش گاز هم مانند نفت بوده و غالبا این دو ماده در مخازن زیر زمینی با هم یافت می شوند.

در ایران، اولین اکتشافات گاز طبیعی 2000 تا 6000 سال قبل انجام گردید. خیلی از نویسندگان قدیمی مطالبی را درباره تراوش گاز طبیعی در خاورمیانه بویژه منطقه باکو (آذربایجان) نوشته اند. تراوشات گازی که‌احتمالاً اولین بار توسط رعد و برق روشن شد، آتشهای دائمی ای را بوجود آورد که توسط آتش پرستان ایران باستان مورد پرستش قرار می گرفت. گاز طبیعی که سبکتر از هوا می باشد، قسمت اعظم آنرا گاز متان می دهد. متان ترکیب شیمیایی ساده ای است که از اتمهای کربن و هیدروژن تشکیل می گردد. متان بسیار قابل اشتعال بوده و معمولاً گاز طبیعی نزدیک مخازن نفت در زیر زمین یافت می شود. زمانیکه گاز طبیعی با اکسیژن ترکیب شود و فرآیند احتراق روی دهد دی اکسید کربن ، بخار آب و انرژی گرمایی و همچنین نور تولید می شود.
امروزه با توجه به پیشرفت فنآوری و وابستگی صنایع عظیم دیگر به نفت و گاز، تامین این مواد حیاتی شایان توجه جهانیان می باشد. استفاده از روشهای گوناگون و پیشرفته در استخراج بهینه و بیشترین استفاده از حجم ذخایر نفت و گاز و توجه به فناپذیر بودن آن، لزوم توجه به این بخش از صنعت را

یادآوری می نماید. بهره برداری مناسب از ذخایر موجود، مصرف بهینه آن و توجه به مسائل زیست محیطی در طی عملیات استخراج نیازمند شناخت دقیق روشها، استانداردها، تجهیزات و سایر مسائل مرتبط با عملیات استخراج می باشد.



تصویری از چشمه سطحی و طبیعی نفت

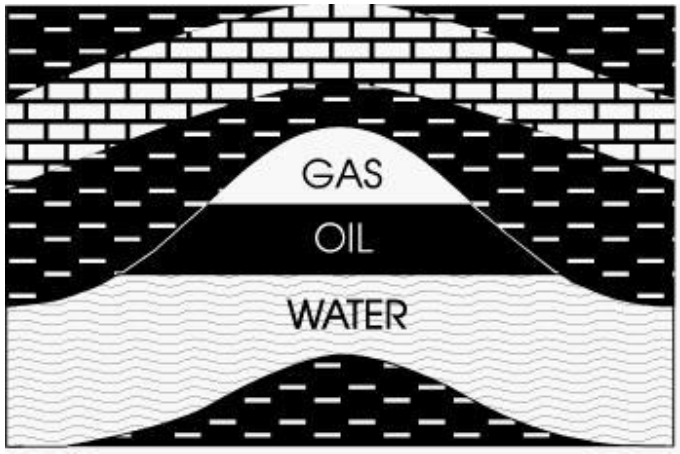
در کشور ما، گاز طبیعی را از دو نوع چاه استخراج می شود:

1 – چاههای مسقل گازی - از قبیل میادین گاز پارس جنوبی / پارس شمالی / نار و کنگان / خانگیران / تابناک / سرخون / آغار و دالان / حوزهای شانون / هما / پازنان و غیره

2 – گاز حاصل از چاههای نفت[10] از قبیل میادین اهواز / آغاجاری / مارون / گچساران / رامشیر / بی بی حکیمه و غیره

این سوخت ها در عمق سه تا چهار کیلومتری اعماق زمین و در خلل و فرج لایه های آن و گاهی با فشار چند صد اتمسفر بصورت ذخیره میباشند. درصورت همراه بودن گاز با نفت، گازها در داخل نفت حل می‌شوند، و عمدتا نیز بهمین صورت یافت میگردد. در این رابطه مولفه های فیزیکی منابع زیرزمینی، از جمله حرارت و فشار مخزن تاثیرات مستقیم دارند. نهایتا در صورت رسیدن به درجه اشباع، گاز و مایعات نسبت به هم تجزیه شده و به لحاظ وزن مخصوص کمتر گاز، در قسمت‌های فوقانی مخازن و بر روی نفت یا آب به شکل گنبدهای گازی[11] قرار میگیرند. البته، گاهی اوقات گازهای محلول در آب نیز در قسمت های زیرین مخازن مشاهده شده است.

[10] . Association Gas
[11] . Gas Dome



نحوه شکل گیری نفت، گاز و آب در فضای مخازن زیرزمینی

در سال 1859 برای نخستین بار نفت از یک چاه با عمق 69/5 فوتی در پنسیلوانیا[12] فوران کرد. سپس نفت استخراج شده از چاه برای نگهداری یا انتقال و مصرف در نقاط دیگر، به داخل بشکه های چوبی ریخته شد. نام ادوین دریک[13] در تاریخ جستجوی نفت هم زمان با حفر این چاه ثبت شد. اگرچه این اتفاق، صنعت حفاری نوین نفت را بنیان گذاشت، اما با این وجود و قبل از این حادثه تعداد زیادی از چاه‌ها به منظور تولید آب، نمک و قیر حفر شده بودند.

گاز متان در حرارت و فشار موجود در مخازن زیر زمینی متراکم و به مایع تبدیل نمیگردد، بنابراین همیشه بصورت گاز باقی مانده و در مخازنی که تحت فشار بالا هستند بشکل محلول در نفت نیز در می آید. سایر اجزای گاز طبیعی نسبت به شرایط موجود در مخازن در فاز مایع یا فاز بخار یافت میشوند. گازهای محلول در نفت بمثابه انرژی و پتانسیل استخراج نفت از مخزن زیر زمینی بوده و حتی المقدور سعی میگردد به روشهایی از خروج آنها جلوگیری گردد، ولی بیشتر اوقات گاز محلول زمان استخراج همراه با نفت خارج میگردد. در سالهای پیش از انقلاب در صد بالایی از گاز موجود در نفت از طریق مشعل[14] سوزانده می شد و به هدر میرفت ولی در سالهای بعد و تا بحال با اجرای طرح هایی منجمله طرح آماک از آنها به عنوان تولیدات فرعی استحصالی از میادین نفت کشور بمنظور تزریق به مخازن نفتی - تولید مواد خام شیمیایی و سوختی با ارزش و از آن مهم تر تولید مواد پتروشیمی استفاده می‌شود.

اولین گام برای استخراج، شناسایی مخازن زیرزمینی یا اکتشاف است که توسط مهندسین زمین شناسی نفت انجام پذیر است. برای تسریع بخشیدن در شناسایی پتانسیل زمین در مناطق مختلف و پیش فرض اولیه ی شناسایی، بر اساس سوابق هر منطقه خواهد بود. چنانچه شرایط لازم و کافی که عبارت است از

---

[12]. محلّی بنام تیتوسویل *(Titusville)*

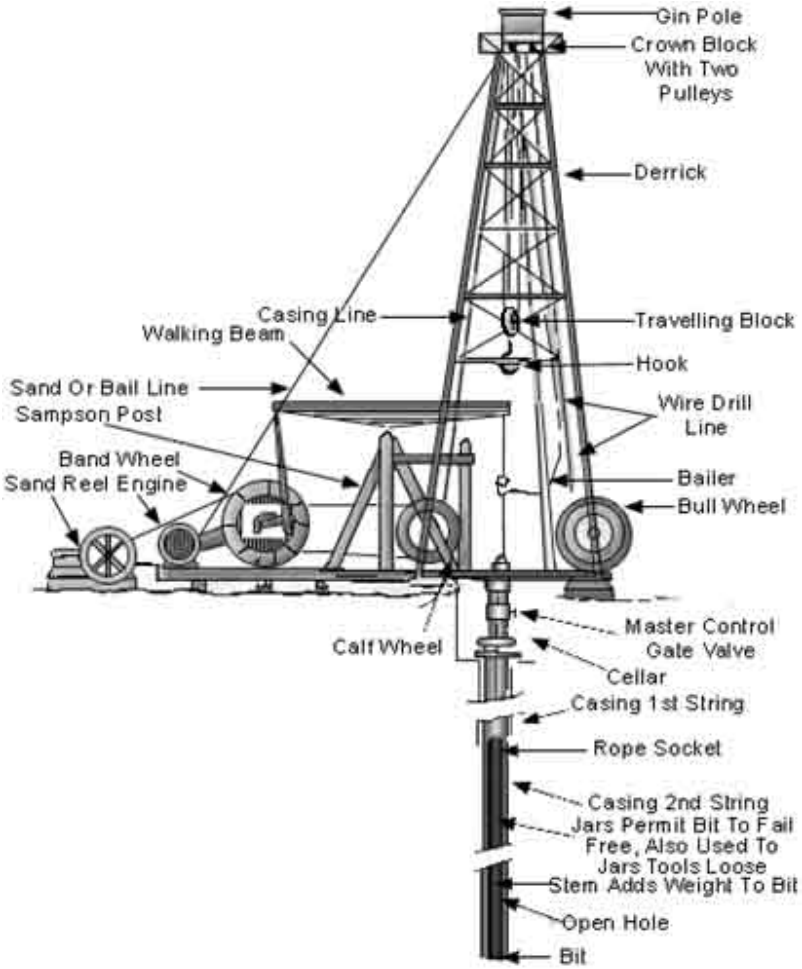
[13] . *Colonel Drake*
[14] . *Flare*

ویژگی های زمین شناسی از قبیل طبقات و بسترهای مولد نفت[15]، سنگ های مخزن نفت[16] و ساختارهای لازم برای تجمع نفت[17]، در محل و یا منطقه ای وجود داشته باشد، شرایط تشکیل و تجمع نفت در آنجا فراهم خواهد بود. به این ترتیب هیچ گونه محدودیت جغرافیایی برای تشکیل مخازن نفتی در سراسر کره زمین، وجود ندارد و آنچه که در اکتشافات نفت مد نظر است، موجبات تشکیل و ذخیره آن است نه محل جغرافیایی آن. از نظر زمین شناسی، پتانسیل های نفتی مناطق مختلف به سه گروه تقسیم می شود، گروه اول مناطق غیر محتمل[18] است و شامل مناطقی می شود که فقط از سنگ های آذرین با دگرگونی و یا رسوبات غیر دریایی که فاقد مواد آلی هستند تشکیل شده باشد. گروه دوم مناطق محتمل[19] از نظر ذخایر نفت و گاز است و آن مناطقی است که رسوبات دریایی در آنها شناخته شده و عواملی که با تشکیل و تجمع نفت مغایرت داشته باشد در آنها دیده نشده است و گروه سوم[20] مناطقی است که از هر جهت برای تشکیل و دخیره مواد هیدروکربوری مناسب بوده و این مواد در آنها کشف و شناخته شده یا شواهد وجود این پتانسیل جدی است. تطبیق یافته های زمین شناسی در سطح زمین با آنچه که در زیر زمین وجود دارد، همیشه مقدور و شفاف نیست. به این معنی که در اکثر مواقع و به دلایل مختلف، هماهنگی دانش و یافته های زمین شناسی طبقات سطحی با بخش های عمیق تر زمین وجود ندارد. به همین جهت بعد از آن که مسائل مربوط به تشکیل و تجمع نفت از روی رویدادها و نشانه های زمین شناسی در سطح زمین قابل اثبات شد، اقدام به اکتشافات زیر سطحی می شود. این اکتشافات نیز در دو مرحله انجام خواهد شد. ابتدا با توجه به اختلاف در خصوصیات فیزیکی لایه های زمین و با استفاده از مطالعات ژئوفیزیک لرزه ای، هندسه ی لایه های زیرزمینی مشخص می شود. سپس در صورت وجود شرایط مناسب برای به تله افتادن و وجود نفت یا گاز در لایه های سنگی، مرحله دوم اکتشافات زیر سطحی که حفاری چاه های اکتشافی است انجام خواهد شد. تا زمانی که وجود نفت یا گاز، میزان آن و همچنین مشخصات فیزیک و شیمیایی ذخایر و بقیه ویژگی های مخزن، مشخص نگردیده است چاه های اصلی حفر نمی شود. چاه های اصلی، ضمن آن که به منظور استخراج و تولید نفت خام یا گاز طبیعی مورد استفاده می گیرد، هم چنان نقش چاه های اکتشافی را نیز خواهند داشت. اطلاعات حاصل از حفاری ها و همچنین اطلاعات حاصل از اکتشافات ژئوفیزیکی برای تهیه و تدوین برنامه های بهره برداری و تکمیل اسناد و نقشه های زیرزمینی بکار گرفته می شود. چاه هایی که بعد از تعیین شکل و اندازه مخزن و میزان مجاز بهره برداری و تولید نفت و یا گاز حفر می گردد چاه های توسعه ای خواهند بود.

امروزه حفاری با ماشین آلات و ابزارهای مدرن انجام می شود و همگام با پیشرفت فنآوری، خطرات ناشی از فوران نفت یا نشت گاز در حفاری ها بسیار کمتر دیده شده است.

---

[15] . Petroleum source bed
[16] . Petroleum reservoir rock
[17] . Oil trap
[18] . Improbable area
[19] . Probable area
[20] . Proved area



نمونه ای از ماشین حفاری

3. پالایش گاز طبیعی:

گاز طبیعی خام که از چاههای مستقل گازی استخراج میگردد و هنوز فرایندهای سرچاهی و پالایشی را طی نکرده است، عمدتا از هیدروکربور متان بعلاوه گاز اتان و همراه با هیدروکربورهای دیگر (مایعات سنگین) مانند پروپان، بوتان و هیدروکربورهای سنگین تر یا میعانات گازی[21] بعلاوه بنزین طبیعی[22] و همچنین مقداری از ناخالصی های غیر هیدروکربوری شامل بخار آب، دی اکسید کربن[23]، منواکسید کربن[24]، نیتروژن[25]، سولفید هیدروژن[26] و هلیوم[27] که درصد هر کدام بستگی به نوع مخازن دارد،

---

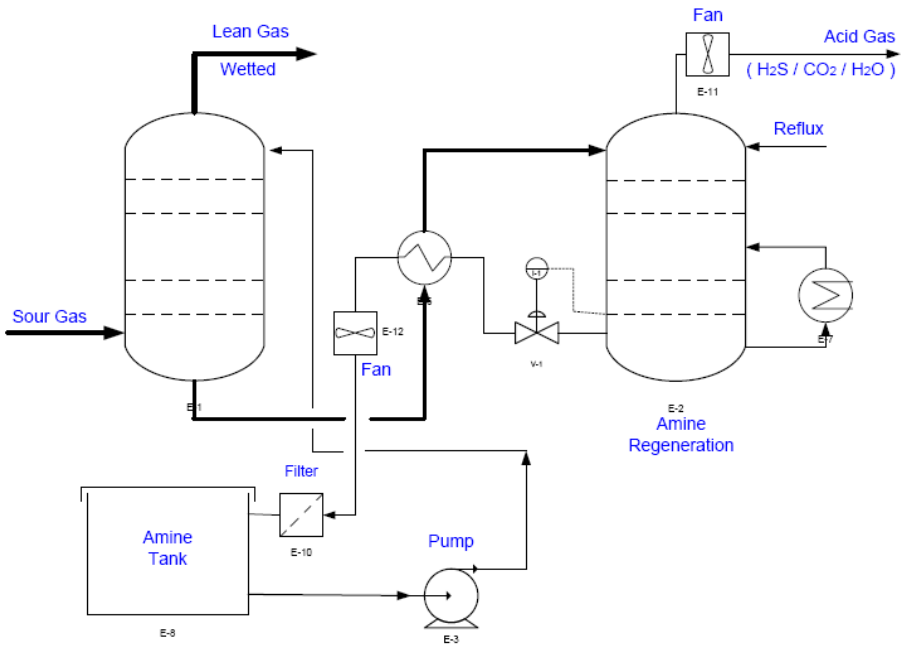
[21] . *Condensate*
[22] . *Natural Gasoline*
[23] . CO_2
[24] . CO
[25] . N_2
[26] . H_2S
[27] . *He*

تشکیل شده است. به گاز خام استخراج شده با ناخالصی های فوق، گاز ترش[28] گفته می شود. به طور کلی، گاز ترش حاوی مقادیری از H_2S و CO_2 می باشد. به علاوه، بین 3 الی 5 درصد از ترکیبات پروپان، بوتان و C_5^+ نیز در گاز طبیعی استخراج شده وجود دارد. پس در پالایش گاز، عمدتا عملیات زیر انجام می شود:

- جداسازی میعانات گازی، قبل از شروع پالایش
- جداسازی گازهای اسیدی H_2S و CO_2، توسط محلول آمین (دی متانول آمین)
- جداسازی بخار آب و رطوبت همراه گاز، توسط محلول تری اتیلن گلایکول (نم زدایی)

در واحدهای تولید LPG[29]، علاوه بر عملیات فوق الذکر، ترکیبات سنگین تر از اتان شامل پروپان، بوتان و $C5^+$ نیز جداسازی می شود.

در داخل برج جذب، محلول آمین از بالای برج و گاز ترش از پایین برج وارد شده و روی سینی ها، H_2S و CO_2 جذب آمین می شوند. آمین خالص[30] پس از جذب گازهای اسیدی تبدیل به آمین ناخالص شده[31] و از پایین برج تخلیه می گردد. گاز شیرین که ناخالصی های مضر خود را از دست داده نیز از بالای برج تقطیر برای نم زدایی بطرف برج جذب رطوبت توسط گلایکول فرستاده خواهد شد.



فرآیند پالایش گاز (برج تقطیر و برج احیای Amine)

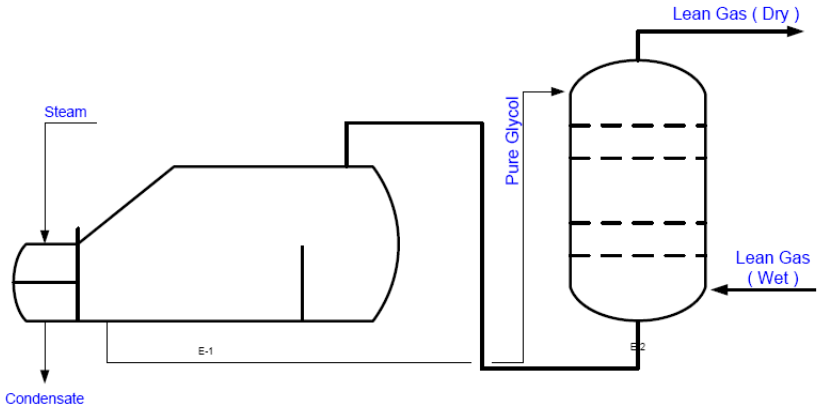
برای بازیابی آمین، مایع $Rich\ \ Amine$ وارد برج احیا[32] شده و با کاهش فشار و افزایش دما، گازهای اسیدی از آمین جدا و از بالای برج خارج می گردند، در این حالت مایع آمین خالص نیز از برج به طرف

---

[28] . Sour Gas
[29] . Liquefied Petroleum Gas
[30] . Lean Amine
[31] . Rich Amine
[32] . Amine Regenerator

سیکل فرآیند هدایت می شود. گازهای اسیدی جدا شده وارد واحد گوگردی شده و داخل کوره[33] با هوا سوزانده می شود و در نهایت در مجاورت کاتالیست[34] به گوگرد خالص تبدیل می گردد (گوگرد خالص به عنوان یک محصول جانبی پالایشگاه گاز است):

$$H_2S + 3/2\ O_2 \rightarrow SO_2 + H_2O$$
$$2H_2S + SO_2 \rightarrow 3S\downarrow + H_2O$$



فرآیند خشک کردن گاز شیرین نم دار

گاز شیرین خشک که طی فرآیند گفته شده بعنوان محصول پالایشگاه گاز خواهد بود توسط شبکه توزیع در اختیار مصرف کنندگان خانگی و صنعتی قرار خواهد گرفت.
در واحدهای پالایشگاهی گاز مسایل کنترلی بسیاری وجود دارد که در بخش دوم این نوشتار به اختصار این مسایل و رویکردهای جدید کنترلی بیان خواهد شد.

4.انتقال و توزیع گاز طبیعی:

گفته شد گاز طبیعی، از استخراج تا مصرف، مسافت های طولانی را می پیماید و فرآیندهای زیادی روی آن انجام می پذیرد. در این بخش سعی شده است اتفاقاتی را که در طول مسیر از خروجی پالایشگاه تا مصرف می افتد به اختصار تشریح شود. بدین منظور اشاره ای خواهد شد به خطوط اصلی انتقال گاز، ایستگاههای تقویت فشار گاز برای انتقال، ایستگاههای تقلیل فشار گاز برای توزیع، شبکه توزیع شهری، بودار کننده و ... .

4-1. خطوط لوله اصلی گاز:

بدلیل وجود مسافت طولانی بین مراکز تولید و مصرف کنندگان گاز طبیعی، خطوط لوله اصلی گاز یا IGAT[35] عهده دار انتقال می باشد. 30 سال پیش و قبل از انقلاب اسلامی تنها یک IGAT در ایران

---

[33] . Fernace

[34]. پوناکسید وانادیوم

[35] . IGAT = Iranian GAs Transfer

وجود داشت که گازهای استخراج شده را از جنوب ایران و بعد از پالایش در پالایشگاه بید بلند یک، بطرف شمال ایران و از طریق مرز آستارا به شوروی سابق هدایت می کرد. بعد از انقلاب و بدلیل نوع قرارداد و استعماری بودن آن، صدور گاز به شوروی قطع شد. اما امروزه با گسترش بهره برداری از میادین گازی، تعداد IGAT ها افزایش روز افزون داشته بطوریکه در حال حاضر تعداد هفت IGAT در ایران در حال بهره برداری است و تعدادی نیز بصورت طرح و پروژه در حال طراحی و ساخت می باشد[36]. برای کاهش قطر لوله خطوط انتقال و سهولت انتقال، مجبور به افزایش فشار گاز هستیم. لذا در مسیر خطوط اصلی انتقال ایستگاههای تقویت فشار گاز با کمپرسورهای عظیم گازی[37] طراحی و این وظیفه به عهده این ایستگاهها گذاشته می شود. در گذشته فشار خطوط اصلی انتقال حدود 1100 PSI در نظر گرفته می شد اما امروزه و در طراحی خطوط جدید فشار 1400 PSI در نظر گرفته شده است. لازم به توضیح است که تمام خطوط اصلی به جز IGAT 5 حاوی گاز شیرین است. محتوای IGAT 5 نیز از این رو گاز ترش است که گاز مورد نیاز جهت تزریق به چاههای آغار و دالان را برای احیای چاه تامین می نماید، با این وجود در آینده ای نه چندان دور گاز این خط نیز به گاز شیرین تبدیل خواهد شد.

2-4.ایستگاه تقلیل فشار گاز برون شهری:

وظیفه IGAT، تنها انتقال گاز از مراکز تولید به مراکز مصرف و از جمله شهرها و حتی مبادی صدور گاز است. به بیان دیگر خطوط IGAT با فشار بسیار بالا نمی تواند عهده دار توزیع در شهرها و صنایع باشد. لذا به عنوان اولین اقدام بایستی فشار گاز شکسته شود، بدین منظور بعد از گرفتن انشعاب از IGAT ، ایستگاه تقلیل فشار برون شهری (CGS)[38] در مبادی شهرها طراحی و ساخته می شود. CGS توسط تنظیم کننده فشار[39]، فشار خط را به حدود 250 PSI کاهش می دهد. ظرفیت CGS ها بستگی به جمعیت شهرها داشته و میزان ظرفیت آن از 50,000 m^3/Hr تا بالغ بر 1.000.000 m^3/Hr (برای تهران بزرگ) می رسد. قابل ذکر است تعداد CGS ها برای هر شهر الزاما یک واحد نیست و با توجه به توسعه شهرها و افزایش جمعیت، گاه به چندین واحد ایستگاه تقلیل فشار برون شهری می رسد که در مبادی مختلف شهر طراحی و ساخته می شود. نکته مهم نحوه کاهش فشار در ایستگاههای تقلیل فشار برون شهری است که این عمل همچنان مطابق با طراحی قدیم و بصورت سنتی، توسط رگولاتور انجام می شود، در طراحی های نوین و برای تثبیت فشار گاز می توانیم از حلقه های کنترل فشار مدار بسته[40] (متشکل از سامانه اندازه گیری فشار، کنترل کننده و شیر کنترل) استفاده نماییم. این روش گرچه هزینه های بیشتری را به ما تحمیل خواهد کرد، اما از نظر تثبیت و تامین فشار گاز و همچنین تضمین تداوم جریان گاز می توان از روش های نوین در طراحی ایستگاههای تقلیل گاز برون شهری استفاده نمود. یکی از تجهیزات مهم در ایستگاههای تقلیل فشار گاز

---

[36]. IGAT های یک الی شش و هشت در حال بهره برداری، هفت (همچنین بخش هایی از پنج و شش) نیز پروژه است.

[37]. Gas Turbine

[38]. City Gate Station

[39]. Regulator

[40]. Closed Loop Control System

برون شهری فیلتر است. کار عمده فیلترها گرفتن رطوبت یا قطرات آب، ذرات غبار، زنگ آهن و هر گونه ناخالصی موجود در گاز طبیعی می باشد. مطابق با برنامه تعمیرات که بر اساس میزان ناخالصی های موجود در گاز تدوین می شود، فیلترها پاکسازی و مواد زاید دور ریخته می شود. برای تشخیص میزان پر شدگی و گرفتگی فیلتر از ناخالصی های گاز می توان از دستگاههای اندازه گیری اختلاف فشار که از دو طرف فیلتر (ورودی و خروجی آن) انشعاب می گیرد استفاده نمود.

4-3. بودار کننده:

بلحاظ خطراتی که مصرف کنندگان گاز را تهدید می کند و هر گونه نشتی گاز[41] آتش سوزی مهیبی را در پی خواهد داشت، بایستی تمهیداتی را برای جلوگیری از خطرات احتمالی آن در نظر بگیریم. می دانیم که گاز طبیعیِ شیرین بی‌رنگ، بی‌بو و بی‌مزه است، لذا قبل از توزیع و در خروجی ایستگاههای تقلیل فشار گاز برون شهری و به منظور دادن بوی ناخوشایندِ مخصوص، به گاز مرکاپتن[42] که مادهٔ شیمیایی با بویی سولفور مانند است، اضافه می‌کنند. این عمل به عنوان وسیلهٔ ایمن سازی به عموم مصرف کنندگان اجازه می‌دهد تا در مواقعی که نشست گاز صورت می‌گیرد، به راحتی نشت گاز را تشخیص دهند. کنترل میزان جریان تزریق مرکاپتان به گاز که متناسب با جریان گاز مصرفی است از نظر فرآیندی بسیار حائز اهمیت است به ویژه اینکه اگر فشار گاز در محلی که نازل تزریق بودار کننده نصب شده است متغیر باشد از تمهیدات خاصی برای کنترل تزریق به میزان مورد نیاز استفاده می شود.

4-4. گرم کن:

از دیگر تجهیزاتی که در یک ایستگاه تقلیل فشار برون شهری استفاده می شود گرم کن است. چون در ایستگاههای تقلیل فشار، فشار گاز به یکباره[43] شکسته می شود، با توجه به اثر ژول تامسون[44]، این افت کاهش درجه حرارت در خطوط لوله و

بویژه تنگناها[45] امکان یخ زدگی و مسدود شدن مسیر گاز رسانی را به وجود می آورد. یخ زدگی لوله های گاز و مسدود شدن مسیر جریان، بهره بردار را ملزم به Pig رانی[46] در طول خطوط می نماید. گرم کردن گاز توسط سیستم منبع حرارتی آب گرم غیر مستقیم[47] انجام می شود. بدیهی است یکی از نکات کنترلی مهم در ایستگاههای تقلیل فشار می تواند کنترل درجه حرارت گاز باشد.

---

[41] . *Leakage*

[42] . *Mercaptan*

[43]. لازم به ذکر است فشار در CGS ها در دو مرحله کاهش می یابد اما این دو مرحله در یک مسیر و بصورت دو رگولاتور سری با هم انجام می شود.

[44] . *Joule-Thomson coefficient :* $\eta_{ave} = [(T2-T1)/(P2-P1)]_H$

مقدار η_{ave} ضریب ژول تامسون می تواند مثبت، منفی یا صفر باشد و $\eta_{ave} = 0$ یعنی گاز ایده آل . مطابق با این پدیده، در گاز طبیعی و با انتالپی ثابت با کاهش فشار گاز، کاهش دما را هم خواهیم داشت.

[45] . *Low Point*

[46]. Pig رانی توسط Pig Launcher و Pig Receiver که در ابتدا و انتهای خط لوله قرار دارند انجام می شود. بدین منظور گوی هایی از جنس های مختلف (با توجه به نوع کاربرد) و متناسب با قطر داخلی لوله در طول مسیر لوله رانده می شود تا مواد زاید موجود در لوله را تخلیه نماید. هنگام انجام این عملیات، خط لوله از سرویس خارج می شود.

[47] . *Indirect Water Bath Heater*

5-4.ایستگاه تقلیل فشار گاز درون شهری:

گاز حاصل از خروجی CGS با فشار 250 PSI وارد شبکه توزیع شهری می شود، اما این گاز بلحاظ فشار بالا هنوز مناسب مصرف شهری نیست. لذا بعد از توزیع گاز در کوچه و خیابانهای شهر، و قبل از گرفتن انشعابات محله ای بایستی یک بار دیگر فشار آن را کاهش داد. در اینجا ضرورت ایستگاههای تقلیل فشار درون شهری (TBS)[48] احساس می شود. فشار ورودی TBS حدود 250 PSI و فشار خروجی آن 60 PSI است. ظرفیت TBS ها متناسب با تعداد خانوار و مصرف کلی هر محل خواهد بود، برای مثال ایستگاههای درون شهری بطور استاندارد با ظرفیت $5000 \sim 20,000\ m^3/Hr$ طراحی می شود، گر چه ایستگاههایی با ظرفیت کمتر و بیشتر نیز سابقه داشته است. تفاوت عمده TBS با CGS در نداشتن گرم کن، میزان فشار ورودی / خروجی و نداشتن بودار کننده است.

5-6.شبکه توزیع شهری:

خروجی TBS ها با فشاری در حد 60 PSI در شبکه ای مجزا در محله ها توزیع و انشعاب مصرف کنندگان تا درب منازل به ارتفاعی حدود 150 Cm نصب می شود. همانگونه که پیشتر نیز بیان شد، فشار این انشعابات حدود 60 PSI است اما نیاز مصرف کنندگان و دستگاههای گاز سوز خانگی اغلب بر اساس 0.25 PSI است. لذا بعد از انشعاب پشت درب منزل و قبل از کنتورِ گازِ هر مصرف کننده، یک رگولاتور نصب می شود. البته مصرف کنندگان گاز که در مجتمع های مسکونی و برج های آپارتمانی بلند زندگی می کنند بجای رگولاتور مجبور هستند از ایستگاههای تقلیل فشار گاز اختصاصی که در فضایی آزاد و زیر سقف و در مجاورت این ساختمانها تعبیه می شود استفاده نمایند. به هر حال، کنتورِ گاز آخرین دستگاهی است که توسط شرکت ملی گاز نصب می شود و تامین آن توسط این شرکت تضمین شده است. تنها شبکه داخلی منازل (یا دیگر مصرف کنندگان) و تضمین ایمنی آن توسط مالکان یا مصرف کنندگان پیش بینی شده است.

مصرف کننده های شهری غیر مسکونی، از جمله بیمارستانها، ساختمانهای عظیم دولتی و حتی بعضی صنایع کوچک شهری نیز از شبکه های توزیع گاز شهری با فشار 60 PSI استفاده می کنند. اینگونه مصرف کننده ها نیز همچون برج ها و ساختمانهای بزرگ مسکونی، برای تامین نیاز خود الزاما بایستی از ایستگاه های تقلیل فشار اختصاصی استفاده نمایند.

5. مصارف گاز طبیعی:

عرضه و مصرف جهانی سوخت های فسیلی اعم از نفت ، ذغال سنگ و گاز طبیعی ، همچنین روند کاهش ذخایر سوخت های زوال پذیر به دلیل استفاده دائمی از آنها ، همواره مورد بحث و نگرانی محافل انرژی در جهان بوده است. سوخت های فسیلی تجدیدپذیر نیستند، به عبارت دیگر آنها را نمی توان مجدداً تولید نمود و اگر ذخایر هر کدام به اتمام برسد، جهانیان با مشکلات عدیده ای روبرو خواهند شد.

---

[48] . Town Border Station

لذا، همواره این نگرانی وجود داشته است که با کاهش یا اتمام دخایر انرژی های فسیلی، آیندگان ما چه منابعی را برای تامین انرژی خود در اختیار خواهند داشت؟ اولین ایده ای که به ذهن مصرف کنندگان سوخت های فسیلی می رسد، اصلاح الگوی مصرف است. به بیانی ما باید منابع انرژی و میزان موجود هرکدام، انواع انرژی و مصارف آنرا به خوبی بشناسیم تا بتوانیم برنامه ریزی قابل قبولی برای مصرف بهینه و صرفه جویی آن داشته باشیم. به عقیده کارشناسان مسائل انرژی، تقاضای گاز طبیعی در جهان تا سال 2010 حدودا دو برابر میزان مصرف سال 2000 خواهد شد و گاز طبیعی، انرژی برتر قرن 21 خواهد بود. بدین لحاظ ابتدا و قبل از هر چیز باید روی مصارف گاز بحث شود تا بتوان برای سوخت های جایگزین احتمالی آن بحث نمود. امروزه در جهان، گاز طبیعی دارای مصارف متعدد در چهار گروه زیر است:

- *مصرف خانگی گاز طبیعی*
- *مصرف گاز طبیعی برای تامین انرژی مورد نیاز صنایع بزرگ و نیروگاههای تولید انرژی الکتریکی*
- *مصرف گاز طبیعی به عنوان سوخت اتومبیل*
- *مصرف گاز طبیعی به عنوان خوراک واحدهای فرآیندی پتروشیمی*

از چهار گروه بالا، سه گروه اول گاز را به عنوان سوخت و برای تامین انرژی نیاز دارند و تنها گروه چهارم از گاز به عنوان خوراک و مواد اولیه استفاده کی کنند. طبق تعریف، ارزش حرارتی گاز مقدار حرارتی است که در اثر سوختن یک متر مکعب از آن گاز ایجاد می شود. بدین ترتیب ارزش حرارتی هر متر مکعب متان تقریبا معادل ارزش حرارتی یک لیتر نفت سفید است و به عبارت دیگر چنانچه یک فوت مکعب از آن سوزانده شود معادل با 252 کیلو کالری انرژی حرارتی آزاد مینماید که از این لحاظ در مقایسه با دیگر سوختها بسیار قابل توجه می باشد . هیدروکربنهایی با فرمول عمومی C_nH_{2n+2} اجزاء اصلی گاز طبیعی بوده به طوریکه افزایش اتمهای کربن، مولکول هیدروکربن را سنگین تر و ارزش حرارتی آن را افزونتر می سازد. ارزش حرارتی هیدروکربنهای متان و اتان از 8400 تا 10200 کیلو کالری بازای هر مترمکعب از آن و ارزش حرارتی پروپان برابر با 22200 کیلو کالری بازای هر مترمکعب از آن گاز می باشد . اما ارزش حرارتی بوتان برابر با 28500 کیلو کالری بازای هر مترمکعب از گاز بوتان است. گاز طبیعی ترکیب متفاوتی از گاز متان،اتان، پروپان، بوتان، ازت و بعضی ترکیبات دیگر می باشد. ارجحیت دیگر گاز طبیعی نسبت به سایر سوخت ها این است که گاز طبیعی تمیز ترین سوخت فسیلی است زیرا نه تنها با صحیح سوختن آن گاز سمی و خطرناک منواکسید کربن تولید نمیگردد بلکه جالب است بدانیم که ماحصل سوخت این گاز غالبا آب به همراه حداقل میزان دی‌اکسیدکربن در مقایسه با تمام سوختهای فسیلی است.

نتیجه یک تحقیق از میزان آلایندگی گاز طبیعی و دیگر سوخت های فسیلی بدین شرح است که میـزان انتشار CO_2 در گاز طبیعی 53/6 درصد، پروپان 67 درصد، بنزین 72/7 درصد، نفت گـاز 76/2 درصـد، نفت کوره 79/3 درصد و زغال سنگ 82/1 درصد به ازای یک واحد گرما[49] است. لذا بـا توجـه بـه مـوارد فوق می توان از گاز طبیعی به عنوان سوخت برتر - ایمن و سالم در محیطهای خـانگی- تجـاری و اداری که دارای فضاهای بسته و محدود میباشند استفاده نمود.

دمای احتراق خود به خود گاز طبیعی 649 درجه سـانتی گـراد و دمـای جـوش متـان 49/ 161 درجـه سانتی گراد زیر صفر است که فرایند تبدیل گاز طبیعی به گاز مـایع LNG[50] در همـین درجـه حـرارت اتفاق می افتد. یکی از عوامل مهم و مؤثر در کامل سوزی گاز طبیعـی و آبـی سـوختن شـعله آن تـامین هوای کافی است. میزان هوای لازم جهت هر مترمکعب گاز طبیعی هنگام سوختن حدودا 10 مترمکعـب می باشد. آبی تر بودن شعله به معنی دریافت بهتر (و به میزان مورد نیاز) اکسیژن است. در کـوره هـای بزرگ صنعتی برای ایجاد شرایط بهینه در سوختن گاز، یک حلقه کنترلـی بـازخوری بـسیار مهـم وجـود دارد که با آنالیز کردن دود خروجی از حاصل سوخت و اندازه گیری میزان جریان گـاز میـزان بـاز بـودن دریچه هوا را تنظیم می کند تا نسبت گاز و اکسیژن تزریق شده به کوره با بهترین تناسب انجام شـود. از جانب دیگر در مصرف خانگی گاز در روزهای سرد در حالی که بخـاری بـدون دود کـش یـا شـومینه ای روشن باشد چنانچه مصرف کننده تمامی منافذ هوا به داخل سـاختمان را مـسدود کـرده باشـد، گـاز بـا اکسیژن به تناسب ترکیب نشده و باعث ناقص سوختن آن و تولید گاز مونو اکسید کربن مـی شـود. ایـن گاز همان گاز خفه کننده و عامل مرگ بسیاری از هموطنان ما است.

1-5. مصرف خانگی گاز طبیعی:

شاید کمبود گاز طبیعی در زمستان سال 1386 و اختلال در توزیع آن تلنگر خوبی باشد برای مـا تـا بـه میزان نجومی مصرف این نعمت خدادای در کشور خود کمی فکر کنیم. به نظر مـی رسـد ذکـر موضـوع فوق در این نوشتار زیاد هم مرتبط نیست، اما با عنایت به بحث صرفه جویی در انرژی و نگرانی هایی کـه برای نسل های بعدی وجود دارد چند جمله ای هم در این خصوص یادآوری می نمـاییم. مـصرف روزانـه گاز طبیعی در سردترین روزهای زمستان سال گذشته، در شبکه های شـهری حـدود 410 میلیـون متـر مکعب گزارش شده است. این میزان مصرف، با احتساب مصرف صـنایع و نیروگاههـای کـشور بـه میـزان 510 الی 520 میلیون متر مکعب گاز در روز می رسد. زمستان سال گذشته شرکت ملی گاز برای تـامین فشار گاز مناطق سردسیر کشور برای چند روزی مجبور به قطع کردن صادرات گاز به ترکیـه، اسـتفاده از سوخت مایع در نیروگاهها و حتی قطع جریان گاز به بعضی واحدهای فرآینـدی پتروشـیمی در عـسلویه

---

[49] . واحد گرما $Kg\ CO_2 / GJ$ - منظور میزان تولید گاز گلخانه ای به ازای یک واحد مشخص گرمایی تولید شده میباشد. لذا این بیـان معیـاری برای اندازه گیری آلایندگی محیط توسط گاز CO_2 میباشد.

[50] . *Liquefied Natural Gas*

شد. شرکت ملی گاز ایران در اطلاعیه ها و تیزرهای متفکرانه تلویزیونی خود آمارهای عجیبی از امکان صرفه جویی گاز با کاهش تنها یک درجه سانتیگراد دمای محل کار یا محل زندگی مصرف کنندگان شهری گاز را می دهد. امروزه توسعه این فرهنگ ضروری به نظر می رسد که به هدر رفتن انرژی در حالی که سیستم های گرمایش ساختمانی روشن است، با باز کردن پنجره ها برای تعدیل دمای داخل ساختمان فاجعه ای است که متاسفانه آیندگان ما از آن متضرر خواهند شد. به علاوه ذکر این موضوع، تاسف بار است که این اقدام در واحدهای ستادی و ساختمانهای عظیم دولتی و حتی ساختمانهای بزرگ وزارت نفت نیز رواج دارد و به نظر می رسد که وزارت نفت اول از همه بایستی توسعه این فرهنگ را از خود شروع نماید. به هر حال داشتن عنوان رتبه دوم جهانی مالکیت منابع گازی برای ایران دلیل خوبی جهت استفاده بی رویه از این منبع انرژی نیست. گر چه بحث صرفه جویی یک موضوع غیر قابل انکار و بدیهی است، در مقابل امروزه شرکت ملی گاز در پی ایجاد و توسعه مخازن گاز و ذخیره روزانه 10 الی 20 میلیون متر مکعب گاز گام بر می دارد تا بتواند کمبودهای احتمالی گاز در روزهای بسیار سرد زمستانی را جبران کند.

یکی دیگر از طرق استفاده خانگی گاز طبیعی، استفاده از گاز مایع یا LPG است. گاز مایع در گذشته موارد استفاده فراوان داشت و روش توزیع آن توسط سیلندرهای 11 کیلویی و گاه 33 کیلویی بود. این گاز عمدتآ شامل پروپان و بوتان بوده که آن را میتوان هنگام پالایش نفت خام نیز بدست آورد. ضمناً در فرایند شکست ملکولی[51] نفت خام نیز این ماده ارزشمند به صورت محصول جانبی حاصل می شود . درصد پروپان و بوتان موجود در گاز مایع متغیر بوده بطوری که در فصل گرما پروپان کمتر و در فصل سرما پروپان بیشتر خواهد بود. با افزایش در صد پروپان در فصل سرما، به علت سبکتر بودن باعث تبخیر بهتر سوخت و احتراق سریع و بدون دود می گردد . معمولا درصد پروپان در گاز مایع بین 10 الی 50 درصد قابل تغییر است.

به هر جهت، عنوان تمیزترین سوخت فسیلی برای گاز طبیعی توانسته است جایگاه این سوخت را در مصارف خانگی ارتقاء دهد، ولی این عنوان نمی تواند خطرات ناشی از انتشار گاز CO در محیط های بسته و ترویج مرگ خاموش را از ویژگی های گاز طبیعی دور کند. بدین لحاظ دانستن و رعایت نکات ایمنی در مصرف گاز بسیار بسیار حائز اهمیت است.

2-5. مصرف صنعتی گاز طبیعی:

نفت در صد سال گذشته، سوخت تجاری غالب بوده است و گاز در قرن 21 می تواند این تسلط را از آن خود کند، زیرا مجموعه ای از اراده های سیاسی، اقتصادی، فنی و اجتماعی از این موضوع پشتیبانی می کند. گفتنی است که ظرفیت بالقوه ای برای سایر منابع جانشین نیز وجود دارد، منابعی همچون انرژی

---

[51] . Cracking

اتمی، سلول های سوختی[52] و فنآوری کاربرد هیدروژن به عنوان سوخت. اما انتقال الگوی مصرف انرژی به این گونه انرژی ها کاری بس دشوار خواهد بود و در کوتاه مدت، استفاده وسیع از اینگونه انرژی ها میسر نیست. این بحث ها نه تنها نباید ما را نسبت به بهره گیری از انرژی اتمی و دستیابی به فنآوری صلح آمیز هسته ای دور نگه دارد، بلکه استفاده از این منبع انرژی می تواند بسیاری از نگرانی های ما را در مورد آیندگان خود مرتفع سازد. از گاز طبیعی در صنایع، عمدتا به عنوان سوخت استفاده می شود. بیشترین مصرف گاز به عنوان سوخت در صنایع متعلق به نیروگاههای توربینی گازی[53] و ذوب آهن است. در گذشته، نیروگاههایی که سوخت فسیلی استفاده می کردند بیشتر ذغالسنگ یا سوخت های مایع را به عنوان خوراک ورودی خود انتخاب می کردند. اولین مولدهای الکتریکی با انرژی آب و ذغال سنگ کار می‌کردند و امروزه بخش عظیمی از انرژی الکتریکی به وسیله ذغال سنگ، انرژی هسته‌ای، گاز طبیعی، هیدروالکتریک و نفت تولید می‌شود. برای مثال، یک نیروگاه 1000 مگاواتی فسیلی، به 10 میلیون بشکه نفت یا معادل انرژی آن از سوخت های فسیلی دیگر مثل گاز در طول یک سال نیاز دارد. با رشد روزافزون صنایع در دنیا، به ویژه کشورهای صنعتی و نیاز شدید آنها به انرژی، کشورهای توسعه یافته به دلایل مختلف درصدد جانشین نمودن گازطبیعی به جای سوخت های مایع برآمدند. همچنین به دلایل فراوانی پراکندگی گاز طبیعی در جهان، هزینه کمتر استخراج و پالایش، قیمت مناسب و قابل رقابت آن (با توجه به داشتن ارزش حرارتی مناسب)، آلایندگی کمتر محیط زیست در قیاس با سایر سوخت های فسیلی و دیگر امتیازهایی که سوخت گاز دارد، در سال های آتی ارزش واقعی خود را در زمینه های مختلف تأمین انرژی نشان خواهد داد.

3-5. مصرف گاز طبیعی به عنوان سوخت اتومبیل:

افزایش روز افزون استفاده از سوخت های فسیلی، محدود بودن منابع سوخت فسیلی، افزایش تعداد خودروها و میزان آلایندگی سوخت های مایع، محققان را بر آن داشت تا در مورد سوخت جایگزین راه حل مناسبی را پیدا کنند. با توجه به پایین تر بودن میزان آلایندگی گاز طبیعی نسبت به سوخت های مایع و همچنین فراوانی و ارزان تر بودن آن، مزایای زیست محیطی و اقتصادی قابل دفاعی برای جایگزین نمودن گاز طبیعی به جای بنزین و حتی گازوییل است. از جانب دیگر کارخانجات خودروسازی داخلی، دوگانه سوز[54] کردن اغلب محصولات خود را شروع کرده اند. خودروهای دوگانه سوز یکی از دو نوع سوخت گازی زیر را مصرف می کنند:

- گاز طبیعی مایع یا LNG
- گاز طبیعی متراکم یا CNG[55]

---

[52] . Fuel Cells
[53] . Gas Turbine
[54] . Bi - Fuel
[55] . Compressed Natural Gas

اولین سوخت گازی که در خودروهای دوگانه سوز استفاده شد، LNG بود و امروزه همچنان مالکان اتومبیل ها بیشتر راغب به استفاده از این نوع سوخت گازی هستند. دلایل این امر فراوانی ایستگاههای سوخت گیری گاز مایع، بالاتر بودن ارزش حرارتی این سوخت[56] و معایبی است که به CNG نسبت داده می شود. تولید LNG از گاز طبیعی با کاهش درجه حرارت آن تا 161/49 درجه سانتیگراد زیر صفر امکان پذیر است و این فرآیند باعث کاهش حجم گاز به میزان 600 برابر می شود. قابل ذکر است که ایران در حال حاضر سه پروژه عظیم LNG در دست اجرا دارد (ایران LNG، پارس LNG و Persian LNG)، گرچه بخشی از محصولات این کارخانجات در آینده برای صدور استفاده خواهد شد ولی امکان گسترش استفاده از LNG در آینده نیز قابل انکار نیست.

همزمان با بالا رفتن تقاضای استفاده از سوخت گازی و محدودیت در توزیع LNG ، استفاده از CNG به عنوان سوخت اتومبیل رواج پیدا کرد. CNG هم همان گاز طبیعی است که ما روزانه آن را در خانه و محل کار خود یا کارخانجات با فشار پایین استفاده می‌کنیم اما برای ذخیره سازی آن در مخزن با ظرفیت محدود اتومبیل، مجبور به افزایش فشارگاز هستیم.

برتری LNG نسبت به CNG قابل صرف نظر کردن نیست، و این برتری می تواند از لحاظ معایبی که CNG دارد قابل بررسی باشد. معایب استفاده از CNG به صورت فهرست وار عبارتند از:

- شروع کار خودرو با بنزین
- محدودیت مسافت طی شده با مخزن پر تا حداکثر 150 کیلومتر (در خودرو LNG سوز حدود 400 کیلومتر)
- شتاب خودرو حدود نصف خودروهای LNG سوز
- وزن بسیار بالای مخزن و وارداتی بودن آن (حدود 60 کیلوگرم در مقایسه با مخزن 15 کیلو گرمی LNG)
- بالا بودن میزان خوردگی در سامانه سوخت و سیلندر خودرو
- بالا بودن هزینه دوگانه سوز کردن خودرو
- محدودیت جایگاههای سوخت گیری CNG

از نظر ایمنی، استفاده از گاز طبیعی به جای بنزین بدین جهت نیز می تواند حائز اهمیت باشد که هنگام تصادف اتومبیل و نشت سوخت، بنزین روی زمین پخش می شود ولی سوخت گازی در هوا پراکنده می شود و در نتیجه ماندگاری بنزین در محیط بیشتر خواهد بود. از جانب دیگر پایین تر بودن درجه خود اشتعالی گاز نسبت به بنزین می تواند دلیلی بر ایمن تر بودن گاز به عنوان سوخت خودرو

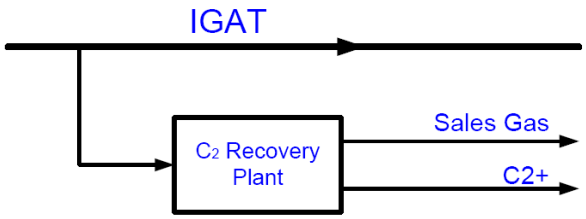
---

[56]. راننده اتومبیل ارزش سوخت را بصورت بالاتر بودن سرعت و قدرت اتومبیل در مقایسه با هنگامی که سوخت نوع CNG را استفاده می کند می بیند. مزید اطلاع مقادیر ارزش حرارتی خالص بنزین، گازوئیل، LNG و CNG به ترتیب 46، 43، 45 و 44 بوده و مقادیر ارزش حرارتی به میزان زیادی به ترکیب سوخت بستگی دارد.

باشد. لذا علیرغم معایب یاد شده برای CNG به لحاظ ارزانی و تاثیرات زیست محیطی آن، هنوز استفاده از CNG به جای بنزین در اتومبیل ها دارای برتری های زیادی است.

4-5. مصرف گاز طبیعی به عنوان خوراک واحدهای فرآیندی پتروشیمی:

ایده ای بسیار واقع بینانه و زیبا وجود دارد که بیان می دارد " گاز الزاما برای سوزاندن نیست! " صاحبان این ایده بر این باورند که حتی وجود مشعلی سوزان در نمادِ[57] شرکت های چهارگانه وزارت نفت، خود می تواند این تصور را در بیننده تقویت کند که شاید تنها و بهترین مصرف گاز طبیعی، استفاده از آن به عنوان سوخت باشد. همچنین ما آنقدر جذب این موضوع شده ایم که برای نمایش راه اندازی یک واحد تولیدی پتروشیمی در سیمای جمهوری اسلامی، همیشه شعله فروزان و زبانه کش Flare آن واحد را به نمایش می گذاریم. این عادت غلط همیشه در بیننده ای که از فضای داخل مجتمع ها و عملیات متوالی تغییر و تبدیل مواد در اینگونه واحدهای فرآیندی اطلاع کاملی ندارد اینگونه القاء می کند که مصرف گاز تنها بعنوان سوخت است. اما، ما می توانیم از گاز و دیگر سوخت های فسیلی در کارخانجات عظیم دهها محصول دیگر تولید کنیم که جزئی از مایحتاج روزانه انسانها است. از جمله این کارخانجات، واحدهای عظیم پتروشیمی است که از گاز و میعانات گازی به عنوان خوراک استفاده کرده و تولیدات پلیمیری و بسیاری تولیدات جانبی دیگر را برای مصارف گوناگون به مصرف کنندگان عرضه می دارد. واحدهای پتروشیمی با خوراک گازی، این خوراک را مستقیما از محصولات پالایشگاهی و یا توسط انشعابی که از خطوط IGAT گرفته شده است تامین می کنند.



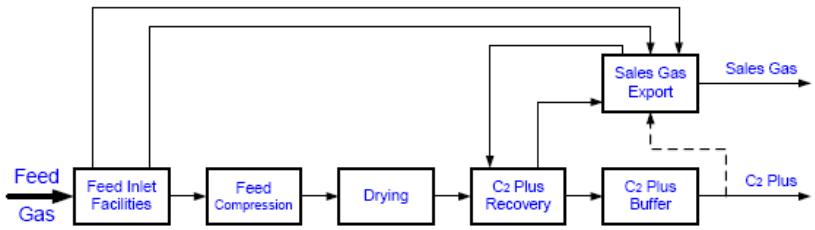
انشعاب از خط اصلی گاز IGAT برای مصرف در واحدهای الفینی پتروشیمی

اولین واحد، به بازیافت اتان[58] شناخته می شود که دارای دو محصول است، اصلی ترین محصول شامل برش های C_2^+ بعنوان خوراک واحدهای الفینی[59]، محصول بعدی هم که معادل درصد عمده ای از خوراک همان واحد است برای سوخت و مصارف خانگی به شبکه گاز شهری برگشت داده می شود[60].

---

[57]. Logo / Symbol
[58]. C_2 Recovery
[59]. Olefin Plant
[60]. Sales Gas

واحد های الفینی که خوراک گازی دارند به Gas Cracker شناخته می شوند. C_2^+ در واحد های الفینی به اتیلن[61] و در واحدهای زیر دستی، اتیلن به مواد پلیمری متنوعی تبدیل می شود[62].



بلوک دیاگرام فرآیند تولید در یک واحد C_2 Recovery

در بعضی از واحدهای C_2 Recovery یک محصول دیگر نیز ممکن است وجود داشته باشد، این محصول پروپان است. C_3 یا پروپان نیز در واحدهای الفینی به پروپیلن و در واحدهای پایین دستی به پلی پروپیلن یا PP تبدیل می شود. لازم به ذکر است ظرفیت تولید پروپان در واحدهای الفینی Gas Cracker کمتر بوده و این مقدار به میزان و اجزاء پروپان در گاز طبیعی مخازن زیر زمینی بستگی خواهد داشت. در مقابل، واحدهای Naphtha Cracker نیز وجود دارد که از میعانات گازی و برش های سنگین تر هیدروکربورهای استخراج شده از مخازن زیر زمینی یا محصولات جانبی پالایشگاههای نفت به عنوان خوراک استفاده می کنند. لازم به ذکر است، واحدهای Naphtha Cracker پروپان بیشتری را در تولیدات خود دارد.

6. دیسپاچینگ[63] ملی گاز:

سامانه اطلاع رسانی شبکه انتقال و توزیع گاز که به عنوان یک پروژه داخلی توسط شرکت کرمان تابلو طراحی و اجرا شد، در ماههای پایانی سال 1385 به مرحله بهره برداری کامل رسید. مرکز این سامانه در ساختمان مرکزی شرکت ملی گاز ایران (برج گاز) واقع در خیابان آبان جنوبی – تهران قرار دارد و برای نمایش اطلاعات مورد نظر از نمایشگرهای سایز بالا استفاده می شود. این سامانه که جهت نمایش اطلاعات عملیاتی خطوط انتقال و توزیع در سطح کشور بوده، شامل 354 ایستگاه و 37 مرکز در سه لایه کشوری، منطقه ای و استانی است. لایه های استانی جهت کنترل شهرستان های تابعه و بهره برداری مستمر از خطوط گاز استانی و لایه های میانی به منظور کنترل و اقدام در جهت تنظیم فشار و مقادیر مصرف بین استانها و رسیدگی به خطوط انتقال و ایستگاههای تقویت فشار و تولید پالایشگاهها را بعهده دارند. وظایف لایه بالایی این سامانه نیز جمع آوری اطلاعات عملیاتی و برنامه ریزی کلان برای سیستم توزیع گاز و گزارشهای مدیریتی خواهد بود.

---

[61] . Ethylene

[62] .از جمله پلی اتیلن سبک، پلی اتیلن سنگین، PVC و دیگر محصولات پلیمری

[63] . Dispatching

این سامانه دارای اهداف مهم زیر است:

1. مدیریت عملیات هوشمند در انتقال و توزیع گاز (اطلاع رسانی سریع و دقیق جهت بررسی چگونگی وضعیت توزیع انرژی توسط مدیران اجرایی کشور)
2. تصمیم گیری بهنگام و کنترل سیستم توزیع در مواقع بروز اختلال در شبکه های انتقال و توزیع
3. ایجاد فرهنگ استفاده از فنآوری اطلاعات در بهره برداری و نگهداری از شبکه گازرسانی

از جمله اطلاعاتی که در این سامانه قابل نمایش و تحلیل است می توان اشاره ای داشت به فشار در مقاطع و نقاط حساس خطوط لوله، میزان فشار در خروجی ایستگاههای تقویت و تقلیل فشار، میزان جریان در مبادی استانها که حاکی از میزان مصرف هر استان است، وضعیت شیرهای اصلی از نظر باز یا بسته بودن، میزان تولید گاز شیرین در پالایشگاههای گاز و ... . اطلاعات یاد شده توسط یک سامانه SCADA[64] از سطح کشور قابل جمع آوری و نمایش است. با توجه به توسعه شبکه های انتقال و توزیع گاز کشور، برای داشتن مدیریت صحیح و ارائه خدمات شایسته به شهروندان و پرهیز از ایجاد اختلال در توزیع گاز، داشتن یک چنین مجموعه گسترده ای در شرکت ملی گاز اجتناب ناپذیر است و خوشبختانه شرکت ملی گاز در شرایطی قرار دارد که می تواند به دقت و صحت عملکرد سیستم های توزیع خود مطمئن باشد.

7. صدور گاز طبیعی:

مقام دوم منابع گاز در جهان، می تواند ایده صدور گاز را برای ما تقویت کند. از جانب دیگر موقعیت مناسب جغرافیایی / تجاری ایران و امکان انجام پروژه های ترانزیت گاز کشورهای تازه استقلال یافته شمال ایران بطرف اروپا شرایط اقتصادی بسیار خوبی را برای ما فراهم آورده است. در اولین تجربه خود، یعنی صدور گاز به ترکیه فراز و نشیب های زیادی را طی کردیم[65]، اما در زمستان سال گذشته علیرغم آماده بودن شرایط انتقال، متاسفانه بطور غیر منتظره واردات گاز از کشور ترکمنستان قطع و با وجود سرمای بی سابقه شرکت ملی گاز مجبور به قطع موقت صدور گاز به ترکیه شد. گرچه میزان گاز انتقالی از ترکمنستان به ترکیه روزانه حدود 22 الی 24 میلیون متر مکعب است، ولی قطع شدن همین میزان گاز که تنها حدود 5 درصد مصرف داخلی کشور است، باعث اختلال در توزیع گاز در شبکه شهری شد. تحلیل بسیاری از متخصصین، روزنامه نگاران و حتی سیاستمداران ما در روزهای سرد زمستان حاکی از سیاسی بودن موضوع قطع شدن گاز ترکمنستان بود. اما این تفکر درست باشد یا غلط، اتفاق سال گذشته میتواند درس خوبی باشد برای ما تا در قراردادهای آتی خود بتوانیم نکات حقوقی قراردادها را به نحو مقتضی و مطابق با منافع ملی خود بگونه ای تغییر دهیم که با در نظر داشتن جریمه های مناسب

---

[64] . Supervisory Control And Data Acquisition

[65] .قبل از اتمام خطوط لوله انتقال، کشور ترکیه دچار زلزله شدیدی شد که بهره برداری از خطوط صادراتی بیش از یک سال به تعویق افتاد.

برای شریک تجاری خود، در شرایط مشابه امکان اعمال اینگونه جسارت ها را برای آنان غیر ممکن نماید.

از اشکال دیگر صدور گاز، صدور مشتقات آن شامل LPG و LNG است. صدور این دو که بصورت مایع می باشد هم از طریق خط لوله امکان پذیر است و هم از طریق کشتی.

نمونه ای از کشتی حمل و نقل LNG

8. نقش سامانه های کنترل و ابزاردقیق در فرآیندهای گازی:

استفاده از سامانه های کنترل و ابزاردقیق نه تنها در واحدهای فرآیندی و پالایش اجتناب ناپذیر است، بلکه از استخراج تا انتقال، مصرف، توزیع ویا صدور آن نیاز به این سیستم ها غیر قابل انکار است. با عنایت به روند تکوین سیستم های کنترل و ابزاردقیق از ادوات مکانیکی یا هیدرولیکی تا سامانه های نوین با فنآوری جدید (از جمله سامانه های کنترل مبتنی بر فیلدباس یا بدون سیم[66]) قطعا ایده استفاده از این ادوات در ذهن خواننده نقش می بندد. بدینمنظور ابتدا ببینیم اینگونه ادوات در چه مراحلی از فرایند طولانی استخراج / پالایش / انتقال و توزیع میتواند کاربرد داشته باشد:

- اندازه گیری و کنترل کمیت های چهارگانه[67] در خروجی چاههای نفت و گاز
- اندازه گیری کیفیت، درجه خلوص و تعیین ناخالصی های گاز استخراج شده
- کنترل بعضی از پارامترها در تجهیزات سرچاهی
- کنترل فشار در ایستگاههای تقویت فشار

---

[66] . Wireless Instruments

[67]. کمیت های فشار / درجه حرارت / جریان سیال و احتمالا سطح مایع در مخازن

- کنترل پارامترهای گوناگون در پالایشگاههای گاز (بویژه در برج های تقطیر از جمله میزان جریان سیال ورودی به برج، درجه حرارت / فشار و سطح سیال در برج ها و مخازن، و ...)
- روش های تقلیل فشار گاز در ایستگاههای تقلیل فشار
- کنترل میزان تزریق مرکاپتان به گاز
- کنترل دما در CGS ها (هنگام کاهش فشار)
- سامانه دیسپاچینگ ملی گاز
- کنتورهای گاز مصرف داخلی
- اندازه گیری جریان گاز[68] به منظور صدور
- Gas Detector و Fire & Gas System

آنچه امروزه بعنوان سامانه کنترل در اینگونه تاسیسات بکار برده می شود عموما از نمونه ی سامانه های کنترل سنتی و یا قدیمی[69] است. به بیانی، پالایشگاههای ما تنها به PID Control System مجهز بوده و حلقه های کنترل یا بصورت تک حلقه ای[70] است و یا اینکه حداکثر مفاهیم کنترل کننده های PID توسط سامانه های کنترل توزیعی[71] برآورده می شود (حتی در واحدهای پالایشگاهی قدیمی هنوز بسیاری از مفاهیم کنترلی به صورت نیوماتیک بکار گرفته شده است). اما صنایع گاز ما، اعم از استخراج / پالایش و توزیع می تواند همگام با دیگر صنایع، از فنآوری های کنترلی روز استفاده نماید. این فنآوری ها از دو جنبه قابل توصیه می باشد:

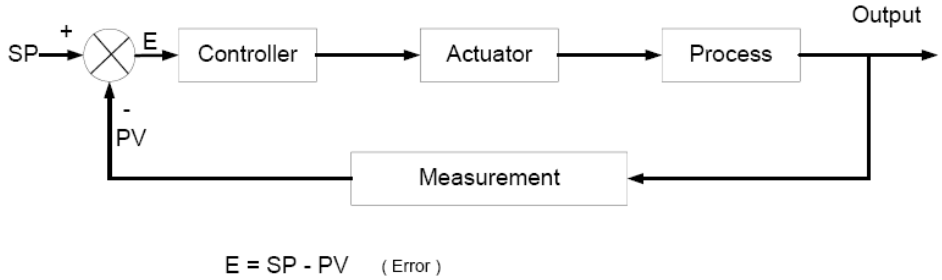
- سامانه های کنترلی مبتنی بر فیلدباس[72]
- کنترل پیشرفته فرآیند[73]

سامانه های کنترلی مبتنی بر فیلدباس (FCS) از این جهت می تواند حائز اهمیت باشد که تجهیزات اندازه گیری و کنترلی با به کار گیری فنآوری نوین مطرح بوده و در این فنآوری تبادل اطلاعات مابین تجهیزات مستقر در سایت و اتاق کنترل به سبک گذشته و بصورت آنالوگ نخواهد بود بلکه تعداد زیادی از سیگنالهای کنترلی و اندازه گیری از طریق یک زوج سیم و به صورت دو طرفه رد و بدل می شود. به علاوه توانایی های زیاد این روش کنترلی هنگام کنترل عملیات فرآیندی و امکان دستیابی به مفاهیم و ایده های بزرگتری همچون IT[74] و MIS[75] و تجارت الکترونیک می تواند بهانه های خوبی باشد برای روی آوردن به این فنآوری ها. در اینجا یادآوری می نماید نه تنها واحدهای جدید می توانند از این ایده بهره ببرند، بلکه واحدهای قدیمی تر نیز می توانند با نوسازی[76] سامانه های کنترلی خود عملکرد

---

[68] . Metering System for Custody Transfer
[69] . Conventional Control System
[70] . Single Control Loop
[71] . DCS = Distributed Control System
[72] . FCS = Field Control System
[73] . APC = Advanced Process Control
[74] . Information Technology
[75] . Management Information System
[76] . Revamping

واحدهای فرآیندی قدیمی تر را ارتقاء ببخشند. بجاست مدیران محترم پالایشگاههای گازی هنگام بررسی و امکان سنجی موضوع نوسازی واحدهای خود جهت افزایش ظرفیت تولید، بحث نوسازی سیستم های کنترل را نیز در اولویت قرار دهند.



نسل اولیه کنترل کننده های بازخوری بر مبنای PID Control

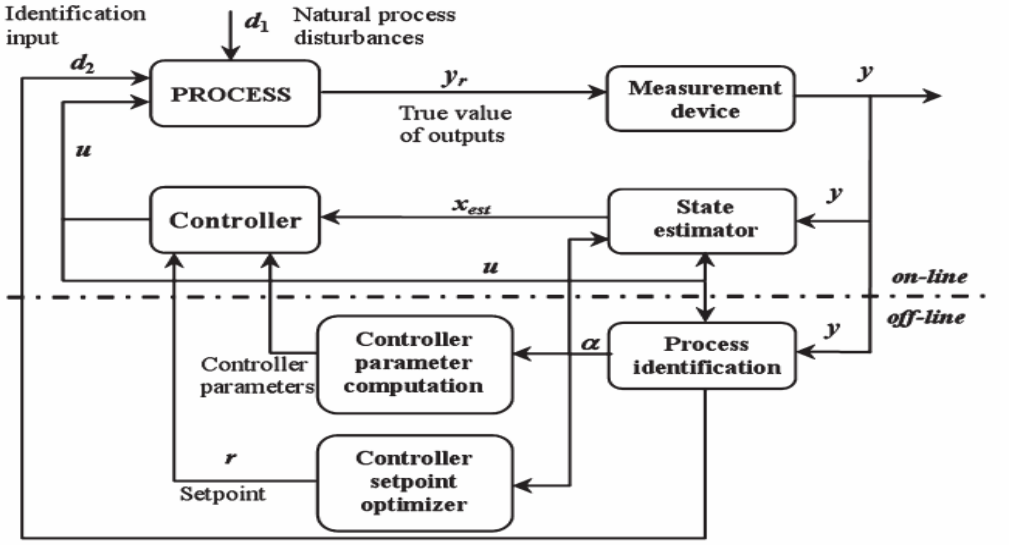
گفتیم سامانه های کنترلی فعلی ما در تمام صنایع، مبتنی بر PID Control است. گرچه به ظاهر روش کنترل مبتنی بر PID پاسخگوی نیاز واحدهای فرآیندی و صنایع ما هست ولی بحث های دیگری از جمله بهبود راندمان و بازدهی[77] واحدهای تولیدی (فرآیندی) و بهینه سازی مصرف انرژی طراحان اینگونه واحدها را بر آن داشته تا با نگرشی جدید به ویژه از زاویه مباحث کنترلی به این موضوع فکر کنند. حاصل این کار، امکان سنجی استفاده از مفاهیم کنترل مدرن در واحدهای فرآیندی بود. از این رو با ارائه راه حلی[78] مناسب، این ایده بعنوان یک نرم افزار مدرن و هوشمند به کمک سیستم های کنترل توزیعی و یا سیستم های کنترل مبتنی بر فیلدباس شتافته و در نهایت با فعال[79] شدن APC در محیط نرم افزاری سیستم کنترل DCS یا FCS ، یک هدف واحد (کنترل بهینه فرآیند) دنبال می شود. این روش با ایجاد ارتباط پویا و هوشمند بین متغیرهای فرآیند و پیش بینی رفتار فرآیند عملی می گردد. در نتیجه، متناسب با شرایط فرآیند و مقادیر متغیرهای آن، پیش بینی های سیستم کنترل و همچنین خواسته های کاربر (که قبلا به سیستم کنترل اعمال شده است) عملکرد کنترل کننده شکل خواهد گرفت. بکار گیری ایده APC در واحدهای فرآیندی گاز و همچنین صنایعی که گاز طبیعی را به عنوان سوخت مصرف می کنند (به ویژه نیروگاهها) نوید بخش عملی شدن نگرش های بهینه سازی مصرف انرژی و افزایش راندمان اینگونه صنایع خواهد بود. لذا به طور عام توصیه استفاده از ایده APC در اینگونه واحدها می تواند مسیر میان بری باشد برای عملی شدن نگرش های یاد شده.

از جانب دیگر متاسفانه هنوز بسیاری از عملیاتی که در طول استخراج تا مصرف انجام می شود بطور خودکار انجام نمی پذیرد، از اینگونه موارد می توان اشاره ای داشت به کنترل فشار ، کنترل میزان تزریق مرکاپتان به گاز، کنترل دمای گرم کن و بعضی از پارامترهای دیگر در ایستگاههای تقلیل فشار.

---

[77] . Efficiency
[78] . Solution
[79] . Run

لذا خودکار کردن کنترل بعضی از پارامترهای فرآیندی در ایستگاههای تقلیل فشار گاز می تواند از کاهش فشار و جریان گاز در زمان ضروری جلوگیری نماید[80].



نمونه ای از یک کنترل کننده پیشرفته فرآیند - APC

یکی از مسائل مربوط به ابزاردقیق که در صدور (و حتی واردات) گاز می تواند مورد توجه قرار گیرد، استفاده از جدید ترین شیوه های اندازه گیری جریان گاز به منظور صدور است. برای مثال در مرز بازرگان کنتور تعبیه شده برای اندازه گیری جریان گاز از نوع اختلاف فشار[81] یا ارفیسی[82] است. البته در ایستگاه اندازه گیری مرز بازرگان (جهت صدور گاز طبیعی به ترکیه) جبران سازی[83] فشار، درجه حرارت و دانسیته نیز انجام می گیرد و هنگام طراحی و ساخت آن مورد تایید کشور ترکیه قرار گرفته است. ولی روش های نوین اندازه گیری جریان از جمله روش های مبتنی بر فرا صوتی[84] که دارای تاییدیه Custody Transfer از API[85] نیز بوده و مورد عنایت وزارت نفت هم می باشد از نظر درستی[86]، دقت[87]، قابلیت اعتماد[88] و دیگر ویژگی ها قابل مقایسه با روش های دیگر از جمله اختلاف فشاری نیست.

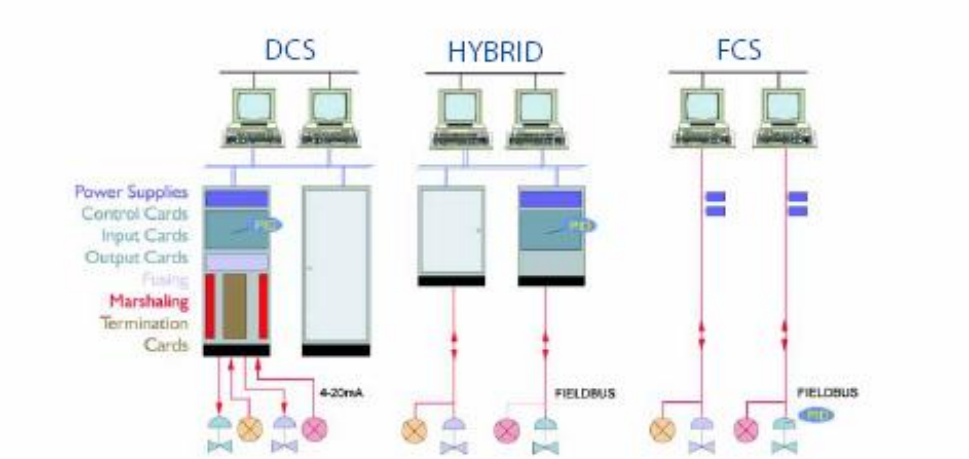
نکات کنترلی قابل طرح در مجموعه استخراج، پالایش، انتقال و صدور گاز طبیعی بسیار فراتر از مطالب مطروحه می باشد، ولی این موضوعات عموما در چارچوب فهرست ذکر شده در ابتدای این مبحث می باشد. در اینجا یک بار دیگر موکدا روی سه موضوع زیر پافشاری می شود:

---

[80]. برای نمونه، تقلیل فشار توسط رگولاتور انجام می شود نه حلقه های کنترلی مدار بسته

[81]. Differential Pressure
[82]. Orifice
[83]. Compensation
[84]. Ultra Sonic Flowmitter
[85]. American Petroleum Institute
[86]. Accuracy
[87]. Precision
[88]. Reliability

1. انجام مطالعات روی پروژه های نوسازی در واحدهای قدیمی پالایشگاهی گاز
2. استفاده از سیستم های کنترلی مدرن به ویژه سامانه های کنترل مبتنی بر فیلدباس برای بستر سازی گسترش IT در صنعت گاز (در پروژه های جدید و حتی در واحدهای قدیمی)
3. گسترش فرهنگ استفاده از APC

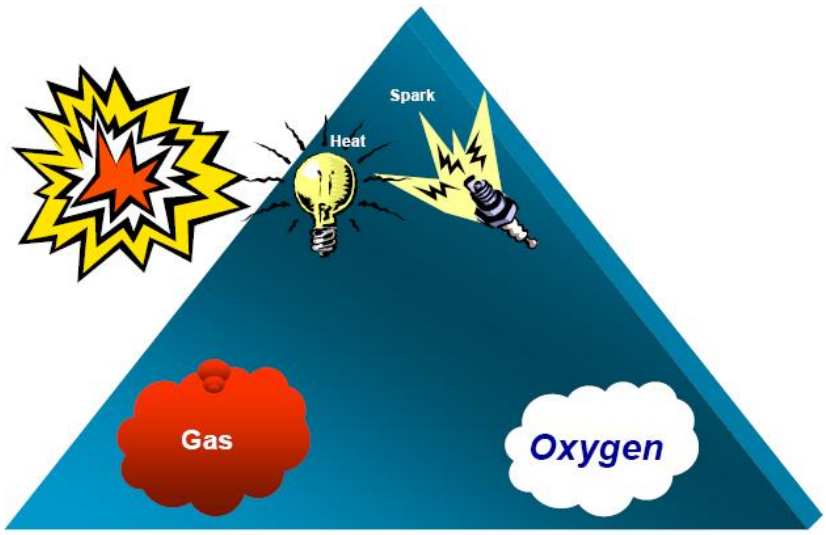


مقایسه ساختاری سیستم کنترل توزیعی (DCS) با سیستم کنترل مبتنی بر فیلدباس (FCS) و ترکیب این دو سیستم (Hybrid)

9. نکات ایمنی:

نکات ایمنی که در محیط های فرآیندی گازی و یا حتی هنگام مصرف آن بایستی در نظر داشت خود نیازمند چندین مقاله و نوشتار است. از این رو در اینجا فقط الزامات ایمنی گاز در مراحل زیر مورد بحث و بررسی کوتاه قرار می گیرد:

- طراحی و ساخت واحدهای فرآیندی / خطوط لوله / تجهیزات سرچاهی / ایستگاههای تقویت و تقلیل فشار، شبکه های توزیع و ...
- بهره برداری از چاهها و پالایشگاههای گاز / ایستگاههای تقویت و تقلیل فشار گاز / خطوط لوله و ...
- مصرف کنندگان صنعتی (از جمله نیروگاهها)
- مصرف کنندگان خانگی



مثلث آتش

در تشریح مثلث آتش، سه پارامتر اصلی برای شروع احتراق نیاز است (سوخت، اکسیژن و جرقه). در محیط هایی که گاز وجود دارد (اعم از آشپزخانه منازل تا پالایشگاههای گاز و صنایع) به هر دلیلی امکان نشت گاز وجود دارد، از طرف دیگر همواره اکسیژن هم در فضا موجود است. پس محیط آلوده ی ما همچون انبار باروت منتظر یک جرقه کوچک است تا خدای ناکرده حادثه ای ناگوار بیافریند. این جرقه می تواند در منزل با زدن یک کلید چراغ روشنایی حادث شود و در یک محیط صنعتی حتی از تماس یک چکش فلزی با یک میخ یا ایجاد اتصالی در ادوات الکترونیکی! لذا دانستن و رعایت نکات ایمنی هنگام مصرف گاز و رعایت نکات ایمنی در واحدهای فرآیندی / تولیدی هر دو حائز اهمیت است ولی نوع اتفاقات و نکات مورد توجه تا حدودی با هم متفاوت است.

قطعا بیان و تشریح نکات ایمنی و طراحی ایمن در واحدهای فرآیندی نفت، گاز و پتروشیمی خود مستحق نوشتارهای اختصاصی است، ولی در اینجا سعی می شود متناسب با عنوان اصلی نوشتار، تنها اشاره ای به این موضوع شود. در طراحی سیستم های کنترل و ابزاردقیق واحدهای فرآیندی یا پالایشگاه و ایستگاههای تقویت / تقلیل فشار گاز، می توان از دستورالعمل های طبقه بندی مناطق[89] استفاده نمود. این دستورالعمل ها که مطابق با استانداردهای آمریکایی و اروپایی انجام می شود، مناطق مختلف در واحدها را از نظر پتانسیل ایجاد خطر به سه ناحیه تقسیم می کند. این سه منطقه عبارتند از منطقه ایمن[90] (هیچگاه نشت گاز وجود ندارد)، منطقه خطر[91] (همواره گاز وجود دارد) و منطقه ای که در شرایط عادی نشت گاز وجود نداشته ولی در شرایط غیر عادی امکان لحظه ای نشت گاز وجود خواهد داشت. به هر حال، در واحدهای فرآیندی گازی، استفاده از ادوات الکتریکی و الکترونیکی اجتناب ناپذیر است. سازندگان اینگونه ادوات محصولات خود را به دو گونه می سازند، نوع اول از این

---

[89] . Area Classification
[90] . Safe Area
[91] . Hazardous Area

ادوات که دارای کاربرد در مناطق ایمن از لحاظ نشت گاز است، معروف به ادوات صنعتی[92] و با کاربری عمومی است. نوع دوم که در منطقه خطر استفاده می شود معروف به دستگاههای ضد احتراق[93] می باشد. دستگاههای ضد احتراق دارای جعبه خاص و بدون منفذ (برای جلو گیری از نفوذ گاز داخل جعبه) است. به بیانی با محدود و مسدود کردن امکان نفوذ گاز به منابع جرقه این امر عملی شده است. روش دیگر طراحی ایمن، استفاده از محدود کننده های جریان و ولتاژ در خروجی ادوات است. این محدود کننده ها به Safety Barrier یا Zener Barrier معروف است.

برای تکمیل زنجیره ایمنی در واحدهای فرآیندی، استفاده از Gas Detector و Fire & Gas Alarm است که در زمان نشت گاز اخطارهای لازم را به اپراتور بدهد معمول است. در ضمن امروزه در منازل مسکونی و به ویژه برج های مرتفع نیز این سامانه ها کاربرد دارد. در صورت نشت گاز، این سامانه امکان تشخیص و اعلام و نمایش محل نشت گاز و حتی میزان درصد گاز موجود در فضا را دارد. لذا با فعال شدن این سامانه می توان از عدم امکان ایجاد فاجعه در واحدهای صنعتی مطمئن شد.

نکات ایمنی که هنگام مصرف بایستی مورد عنایت مصرف کنندگان گاز بویژه مصرف کنندگان خانگی قرار گیرد بیشتر برای جلوگیری از نشت گاز و تا حدودی هم اقدامات بعد از نشت احتمالی گاز است. خوشبختانه شرکت ملی گاز از طریق رسانه ملی آموزش های ایمنی در حد کافی می دهد، لذا در اینجا جهت یادآوری تنها تعدادی از نکات ایمنی مهم به صورت فهرست وار ذکر می گردد:

لوله کشی داخلی ساختمان ها بدون اطلاع شرکت گاز تغییر داده نشود، هر وسیله گاز سوز شیر اختصاصی نیاز دارد، آب گرمکن در محلی نصب شود که اکسیژن مورد نیاز آن برای سوخت تامین شود، از دودکش با قطر مناسب و کلاهک دودکش H مانند استفاده شود، برای ارتباط دادن لوله کشی گاز به وسایل گازسوز از شیلنگ های مناسب و با بست مطمئن استفاده شود، از اتصالات شیلنگ ها و دودکش ها به طور مرتب بازدید به عمل آید، از دست کاری رگولاتور وکنتور گاز جدا خودداری شود، هنگام ترک منزل شیر اصلی گاز بسته شود، از نسب روشنایی گازی در کنار پرده یا دیگر لوازم سریع الاشتعال خودداری شود. نکته بسیار مهم دیگر در استفاده از گاز طبیعی، حصول اطمینان از دودکش وسایل گازسوز، تامین اکسیژن لازم برای سوخت و عدم نشت گاز مونو اکسید کربن (CO) است که متاسفانه هر ساله این گاز تعداد زیادی قربانی می گیرد. این نکات و بسیاری از نکات ایمنی که در اینجا ذکر نشد تماما راهنمای ما است برای استفاده ایمن از نعمت خدادی.

و در پایان، در صورت استشمام بوی گاز: فورا شیر اصلی گاز را ببندید و در صورت لزوم شرکت ملی گاز را از طریق تلفن حوادث گاز 194 مطلع فرمایید.

---

[92] . Industrial Devices

[93] . Explosion Proof Devices (Ex Devices)

10. منابع و مآخذ:

کتاب ها:

1. *The Fundamental of Chemical Engineering – by Van Smith*
2. *Fundamentals of the Global LNG – by the petroleum economist Ltd. ISBN 1 86 186 129 X – Feb. 04*
3. زمین شناسی نفت – جناب آقای دکتر فریدون سحابی
4. موج نفت (تاریخ نفت ایران از امتیاز تا قرارداد) – آقای احمد راسخی لنگرودی

مقالات:

5. *The Transportation of Natural Gas – www.naturalgas.org*
6. گاز طبیعی، محور توسعه ایران – آقای شهرام آیرملو تبریزی – روزنامه ایران
7. اقتصاد و انرژی هسته ای – آقای رامتین راوندی – روزنامه همشهری
8. اصول و مبانی طراحی ایستگاههای تقلیل فشار گاز طبیعی – جهت دریافت دانشنامه مهندسی مکانیک توسط آقایان سید عبدالله نبویان و علی یوسفی
9. LNG ، کلید طلایی صادرات گاز ایران – مهندس اکبر ناظمی
10. تئوری APC ، محمد حسن موحدی - مجله تجهیزات صنعت نفت شماره 41 و 42 – تیر و مرداد 86

منابع اینترنیتی:

11. http://www.nioc.ir
12. http://www.nigc.ir
13. http://en.wikipedia.org/wiki/Peak_oil
14. http://www.hubbertpeak.com
15. http://www.ngdir.ir/GeoportalInfo/PSubjectInfoLists.asp?PID=411
16. http://daneshnameh.roshd.ir/mavara/mavara
17. http://tamiratchi.blogfa.com/post-20.aspx
18. http://www.afuel.ir/webui/index.aspx
19. http://www.irche.com/article/LNG.asp
20. http://chemtown.blogfa.com/post-173.aspx
21. http://napteam.blogfa.com/post-382.aspx
22. http://www.irdanesh.com/article160.html
23. http://www.farsnews.com/
24. http://news.parseek.com/Url/?id=1982455