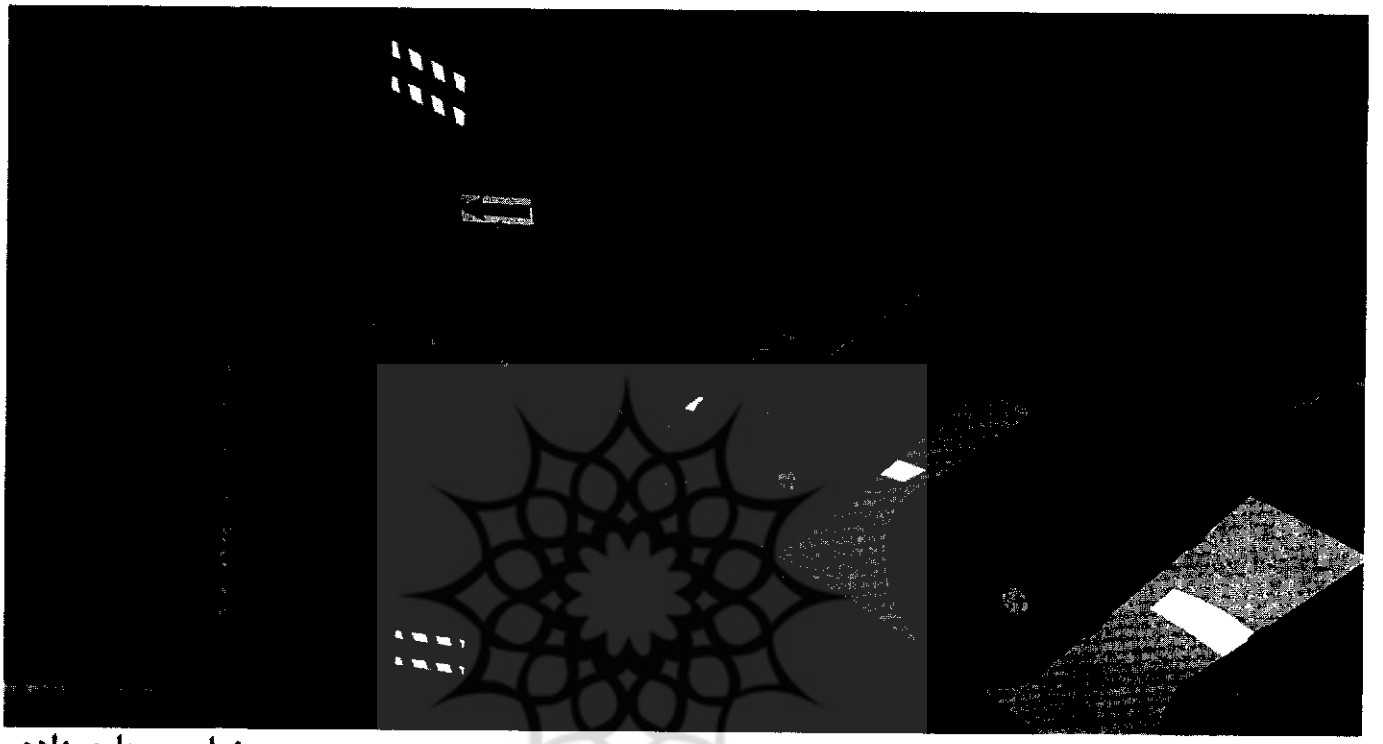
کاهش مصرف فرآورده‌های مشتق از نفت خام در کشور



حسینعلی حجاری‌زاده

مقدمه

مصرف انرژی‌های اولیه در کشور هم‌اکنون بالغ بر ۲/۱ میلیون بشکه معادل نفت در روز است که به‌طور متوسط حدود ۶۳ درصد آن نفت خام، ۳۴ درصد گاز طبیعی، ۲ درصد برق آبی و ۱ درصد سوخت جامدا ست.

مصرف فرآورده‌های نفتی مشتقه از نفت خام که به‌عنوان انرژی نهائی عرضه می‌شود حدود ۱۱۰۰ هزار بشکه در روز بوده که بیش از ۵۲ درصد آن فرآورده‌های میان تقطیر (نفت سفید و نفت گاز) است. افزایش مصرف انرژی در کشور سالیانه بیش از ۷ درصد است و علی‌رغم افزایش مداوم عرضه گاز طبیعی، مصرف فرآورده‌های مشتق از نفت خام نیز کماکان سیر صعودی را می‌پیماید به‌طوری که در سال گذشته رشد آن حدود ۵ درصد از نفت خام با توجه به محدود بودن سهمیه تولید نفت ایران در سبد اوپک و همچنین محدود بودن تولید نفت خام از میدان‌های موجود نتایج زیر را خواهد داشت:

* کاهش صادرات نفت و به تبع آن کاهش درآمد ارزی
* لزوم توسعه پالایشگاهها و یا افزایش واردات فرآورده که خود درآمد ارزی را کاهش می‌دهد.

در صورت کاهش مصرف فرآورده‌های نفتی در کشور گذشته از رفع مشکلات فوق‌الذکر مزایائی از جمله صدور فرآورده‌هائی باارزش بالاتر و کسب ارز را خواهد داشت.

موضوع این نوشتار بحث در نحوه و راه‌های جلوگیری از افزایش مصرف فرآورده‌های نفت مشتقه از نفت خام و در صورت امکان کاهش آنست.

مصرف سرانه انرژی‌های اولیه در ایران نزدیک ۱۳ بشکه معادل نفت است که بیش از ۹۷ درصد آن از منابع هیدروکربور (نفت و گاز) تأمین می‌شود. دو معیار دیگر قابل مقایسه در انرژی، شدت (مصرف انرژی برای تولید مبلغ معینی ارزش افزوده) و قیمت آن است. شدت انرژی در ایران در سال ۷۴ حدود ۱۲/۴ بشکه معادل نفت برای تولید هزار دلار (هر دلار ۳۰۰۰ ریال) و قیمت متوسط فرآورده‌های نفتی در همان سال ۰/۰۱۱ دلار هر لیتر بوده است.

اهمیت ارقام فوق‌الذکر موقعی که با ارقام مشابه در کشورهای دیگر مقایسه می‌شوند مشخص می‌شود. این مقایسه در جدول شماره ۱ ارائه شده است.

جدول شماره ۱- مقایسه مصرف، قیمت و شدت انرژی در ایران با سایر کشورها در سال ۱۹۹۵

کشور	مصرف سرانه انرژیهای اولیه بشکه معادل نفت	درصد مصرف انرژی از هیدروکربور	شدت انرژی بشکه معادل نفت برای تولید هزار دلار	قیمت فرآورده دلار هر لیتر		
				بنزین	نفت گاز	نفت کوره
چین	۴/۴	۲۰/۳	۱۰/۴۹	۰/۸۶	۰/۵	۰/۰۳۴
کره جنوبی	۱۷/۲۹	۶۹/۸	۳/۰۸			
ترکیه	۶/۹	۵۹/۹	۲/۰۳	۰/۷	۰/۵۵	۰/۱۳
هند	۱/۸	۳۹/۴	۴/۶۲			
اندونزی	۲/۵	۹۲/۸	۳/۷۸	۰/۲	۰/۱۸	۰/۱۰
ایران	۱۲/۷	۹۷/۷	۱۲/۴*	۰/۰۳۳	۰/۰۰۷	۰/۰۰۳

* هر دلار ۳۰۰۰ ریال

+ BP Statistical Review 1995

مقایسه ارقام در جدول فوق فقدان تجانس و یا ناهماهنگی ایران را از لحاظ انرژی با سایر کشورها نشان می‌دهد.

موضوع حائزاهمیت اینکه چنانچه کلیه معیارهای فوق یا هر شاخص و معیار دیگری از قبیل: رشد مصرف، رشد اقتصادی، سهم انرژی در هزینه‌ها، درآمد سرانه و غیره که به‌نحوی با انرژی ارتباط داشته و قابل اندازه‌گیری و مقایسه باشد درنظر گرفته شود، ملاحظه خواهد شد که ارقام اکثر کشورها با کشورمان متفاوت است. هم‌آهنگ کردن این ارقام در مورد ایران با کشورهای دیگر (به‌ویژه کشورهای در حال توسعه و توسعه یافته) فقط با برنامه‌ریزی صحیح و تدریجاً عملی خواهد بود ولی به‌نظر می‌آید چنانچه بتوان در جهت تغییر و یا تعدیل هریک از این ارقام قدمی برداشت یا به‌عبارت دیگر آن را بهینه نمود این اقدام در جهت بهینه کردن بقیه ارقام تأثیر خواهد گذاشت. به‌عنوان مثال اگر بتوان قیمت فرآورده‌های نفتی را در ایران هم‌تراز با درآمد سرانه به‌سطح کشوری مانند اندونزی رسانید انتظار می‌رود به علت گران شدن قیمت انرژی اجباراً از تکنولوژی برتر در جهت کاهش مصرف انرژی استفاده شود و به‌این ترتیب مصرف سرانه و شدت انرژی کاهش یابد. به‌موازات این پدیده استفاده از انرژی‌های دیگر به‌کار گرفته خواهد شد و درنتیجه سهم مصرف هیدروکربور در سبد کل انرژی کاهش می‌یابد.

بدون تردید مصرف انرژی با روند کنونی در کشور منطقی و عاقلانه نمی‌باشد و برای مقابله با آن باید چاره‌اندیشی نمود ولی در این نوشتار فقط به‌راه‌های مصرف بهینه فرآورده‌های هیدروکربوری و کاهش مصرف فرآورده‌های مشتقه از نفت خام اشاره می‌شود.

مصرف فرآورده‌های هیدروکربوری

در سال ۱۳۷۴ متوسط مصرف شش فرآورده هیدروکربوری شامل گاز طبیعی، گاز مایع، بنزین، نفت سفید، نفت گاز و نفت کوره به‌شرح جدول شماره ۳ بوده است.

مصرف فرآورده‌های هیدروکربوری موردنیاز کشور از فرآورش نفت خام و گاز در پالایشگاههای کشور تأمین می‌شود. کمبود نیاز به‌فرآورده‌ها از خارج وارد شده و اضافه تولید صادر می‌شود. در جدول شماره ۲ واردات و صادرات فرآورده‌های مشتقه از نفت خام (به‌جز گاز مایع) کشور را در سال ۱۳۷۴ نشان می‌دهد.

به‌طوری که در جدول ۲ دیده می‌شود تولید سه فرآورده اصلی یعنی بنزین، نفت سفید و نفت گاز در پالایشگاههای کشور در سال ۱۳۷۴ تکافوی مصرف داخلی را ننموده و اجباراً کمبود این فرآورده‌ها از خارج خریداری و وارد شده است. تنها فرآورده تولیدی که بیش از مصرف داخلی بوده و مقداری از آن صادر شده نفت کوره است. تبدیل بخشی از نفت کوره به سه فرآورده دیگر امکان‌پذیر است ولی برای این عمل واحدهای دیگری باید نصب کرد که اکثراً نیاز به‌سرمایه‌گذاری قابل توجه داشته و هزینه عملیات آنها نیز نسبتاً بالا است.

هزینه تولید و قیمت تمام شده فرآورده‌های هیدروکربوری درکشور

۱- گاز طبیعی

گاز طبیعی در کشور معمولاً از دو منبع: گازهای تولیدی همراه با نفت خام (گاز همراه) و گازهای تولیدی از میدانهای گازی مستقل (گاز مستقل) حاصل می‌شود. گاز همراه و گاز مستقل علاوه بر متان (که عمدتاً به‌عنوان گاز طبیعی به‌بازار عرضه می‌شود) دارای ترکیبات دیگر از قبیل اتان و هیدروکربورهای سنگین‌تر می‌باشد. اتان می‌تواند همراه متان به‌عنوان گاز طبیعی عرضه شود و هم می‌تواند به‌عنوان خوراک واحد الفین در صنعت پتروشیمی برای ساخت اتیلن از آن استفاده شود. ترکیبات بعدی در گاز همراه و اکثر گازهای مستقل، پروپان و بوتان است که به‌صورت گاز مایع برای مصارف مختلف عرضه می‌شود. پنتان و مواد سنگین‌تر از آن نیز فرآورده گاز است که با نام نفتای سبک به‌بازار

جدول شماره ۲- مصرف، تولید داخلی و واردات / صادرات فرآورده‌های نفتی در سال ۱۳۷۴
هزار متر مکعب در روز

فرآورده	مصرف	تولید	(واردات) / صادرات
گاز طبیعی	۱۰۲۳۰۰		
گاز مایع	۸/۶		
بنزین	۳۱/۵	۲۹/۱	(۲/۴)
نفت سفید	۲۸/۸	۲۳/۷	(۵/۱)
نفت گاز	۵۹/۸	۵۵/۷	(۴/۱)
نفت کوره	۴۰/۶	۶۴/۹	۲۴/۳
جمع (به جز گاز طبیعی)	۱۶۹/۳		۱۲/۷

عرضه می‌شود.

گازهای همراه و مستقل اکثراً حاوی ناخالصی‌هائی از قبیل R-S-R, R-SH, H2S, CO2, N2-R-S-S-R و غیره می‌باشد. ناخالصی‌های گوگردی معمولاً در واحد شیرین‌سازی از گاز جدا می‌شوند.

هزینه تولید گاز طبیعی، اتان، گاز مایع و نفتای سبک برای دو نوع گاز همراه و مستقل با فرض سرمایه‌گذاری جدید به‌نرخ روز (سال ۱۹۹۶) به‌شرح زیر به دست آمده است.

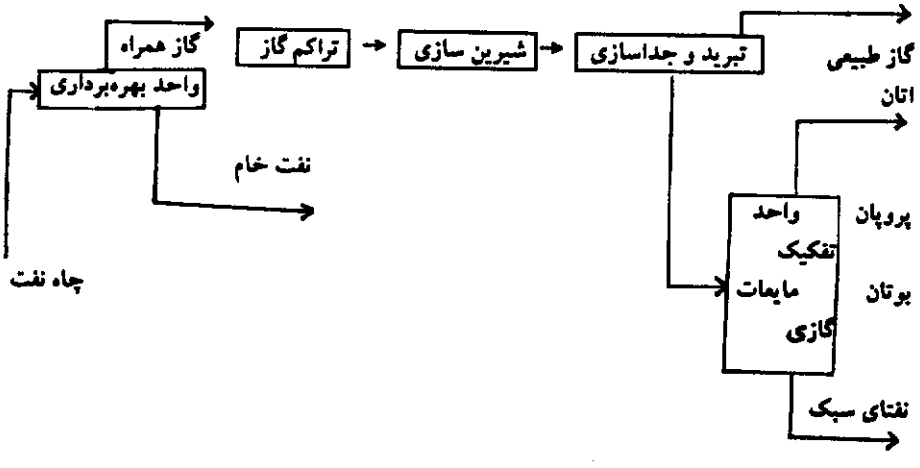
جدول شماره ۳ ترکیب گاز همراه (مجموعه گاز غنی جدا شده از نفت خام)

ترکیب	درصد حجمی
متان	۷۵/۴۰
اتان	۱۳/۷۸
پروپان	۵/۵۹
ایزوبوتان	۰/۸۰
بوتان نرمال	۱/۴۰
پنتان	۰/۶۰
هگزان	۰/۲۱
هپتان و سنگین‌تر	۰/۰۸
نیتروژن	۰/۵
انیدرید کربنیک	۱/۲۹
هیدروژن سولفوره	۰/۳۵

۱-۱ گاز همراه

گاز همراه نفت خام در واحدهای بهره‌برداری معمولاً در چهار مرحله و در فشارهای مختلف جدا می‌شود. گازهای حاصل در مراحل چهارگانه متراکم شده و پس از شیرین‌سازی برای تولید گاز طبیعی و دیگر فرآورده‌های مشتقه از آن به‌پالایشگاه گاز فرستاده می‌شود. ترکیب گاز حاصل از چهار مرحله واحد بهره‌برداری (دارای نفت خام) به‌طور متوسط و تقریبی در جدول شماره ۳ داده شده است. گاز همراه هر بشکه نفت (GOR) حدود ۷۰۰ فوت مکعب در نظر گرفته شده است.

هزینه تمام شده محصولات نشان داده شده در شمای شماره ۱ براساس مراحل تولید و فرآورش گاز همراه در شمای شماره ۱ نشان داده شده است.



فرض‌های زیر بدست آمده است:

- سرشکن کردن هزینه‌های اکتشاف، استخراج و واحد بهره‌برداری نفت به‌مقدار گاز همراه و نفت خام تولیدی بر مبنای ارزش حرارتی آنها.
- سرشکن کردن هزینه‌های واحدهای تراکم، شیرین‌سازی، تبرید، بر مبنای ارزش‌حرارتی‌به‌گازطبیعی و مایعات گازی.
- سرشکن کردن هزینه‌های واحد تفکیک مایعات گازی بر مبنای ارزش حرارتی به اتان، گاز مایع (پروپان و بوتان) و نفتای سبک.

برای محاسبه هزینه‌ها فرض شده است که سرمایه‌گذاری واحد و تأسیسات جانبی مربوطه در ۱۵ سال مستهلک شود و برای هزینه تعمیرات، نگهداری و پرسنل معادل ۳ درصد سرمایه‌گذاری و سود سرمایه معادل ده درصد سرمایه‌گذاری در نظر گرفته شده است.

بر مبنای فرضیات فوق‌الاشاره هزینه تمام شده گاز همراه که به واحد تولید گاز طبیعی و تفکیک مایعات گازی فرستاده شده حدود ۰/۱ دلار برای هر میلیون بی‌تی‌یو می‌باشد. هزینه تمام شده چهار محصول دیگر: گاز طبیعی، اتان، پروپان / بوتان و نفتای سبک و مقدار هریک برای یک میلیارد فوت مکعب در روز گاز تولیدی همراه نفت با فرض مشخصات در جدول شماره ۴ به‌شرح جدول شماره ۴ به‌دست آمده است.

جدول شماره ۴– هزینه تمام شده و مقدار محصولات از یک میلیارد فوت مکعب در روز گاز همراه

محصول	هزینه تمام شده		مقدار		
	دلار هر میلیون بی‌تی یو	دلار هر بشکه	هزار مترمکعب در روز	هزار تن در سال	هزار بشکه در روز
گاز همراه	۰/۲		۲۸،۳۰۰		
گاز طبیعی	۰/۶		۲۳،۷۰۰		
اتان	۱/			۸۲۶	
پروپان / بوتان	۱/	۳/۷۱		۱۱۹۷	۳۹/۵
نفتای سبک	۱/	۴/۳۴		۲۸۷	۸/۱

۲ـ۱ گاز مستقل

گاز تولیدی از چاههای میادین مستقل گازی معمولاً در یک مرکز، جمع‌آوری و سپس برای فرآورش و تولید گاز طبیعی و دیگر ترکیبات به‌پالایشگاه گاز فرستاده می‌شود.

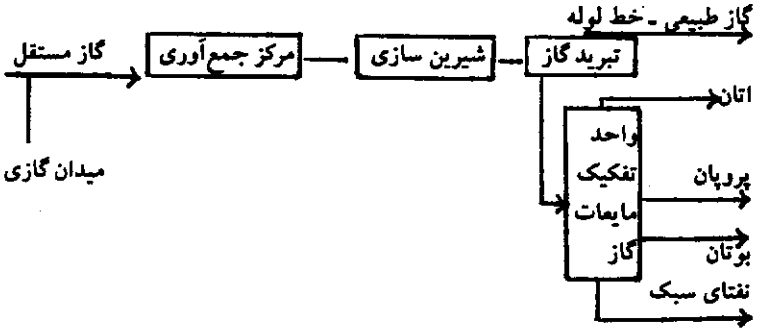
ترکیب تقریبی گاز از میدان‌های مستقل گازی به‌طور متوسط در جدول شماره ۵ داده شده است:

جدول شماره ۵– ترکیب گاز مستقل خروجی از واحد جمع آوری گاز

ترکیب	درصد حجمی
متان	۸۴/۹۲
اتان	۵/۲۶
پروپان	۱/۹۹
ایزوبوتان	۰/۳۸
بوتان نرمال	۰/۶۱
پنتان	۰/۳۹
هگزان	۰/۱۶
هپتان و سنگین‌تر	۰/۱۸
نیتروژن	۳/۵۴
انیدرید کربنیک	۲/۰۴
هیدروژن سولفوره	۰/۵۳

پژوهشگاه علوم انسانی و مطالعات فرهنگی
پرتال جامع علوم انسانی

مراحل تولید و فرآورش گاز تولیدی از میدان‌های گازی (یا مستقل) در شمای ساده شماره ۲ نشان داده شده است.



شمای شماره ۲ فرآورش گاز تولیدی از میدان‌های گازی مستقل

هزینه اکتشاف، استخراج و تولید گاز کلاً به گاز مستقل خوراک پالایشگاه گاز سرشکن شده است.

سایر هزینه‌ها برای محاسبه هزینه تمام شده هریک از محصولات نشان داده شده در شمای شماره ۲ مشابه فرض‌هائی که برای گاز همراه شده است می‌باشد. هزینه تمام شده و مقدار گاز طبیعی و چهار محصول دیگر برای یک میلیارد فوت مکعب در روز گاز مستقل در جدول شماره ۶ نشان داده شده است.

جدول شماره ۶- هزینه تمام شده و مقدار محصولات از یک میلیارد فوت مکعب در روز گاز مستقل

محصول	هزینه تمام شده		مقدار		
	دلار هر میلیون بی‌تی یو	دلار هر بشکه	هزار مترمکعب در روز	هزار تن در سال	هزار بشکه در روز
گاز مستقل	۰/۵		۲۸،۳۰۰		
گاز طبیع	۰/۵		۲۶۵۰۰		
اتان	۰/۸			۱۵۵	
پروپان / بوتان	۰/۸	۲/۹۷		۵۷۵	۱۹
نفتای سبک	۰/۸	۳/۴۷		۳۳۰	۹/۳

به‌این ترتیب هزینه گاز طبیعی حاصل از گازهای همراه و مستقل تحویل به خط لوله به‌ترتیب حدود ۰/۶ و ۰/۵ و یا به طور متوسط ۰/۵۵ دلار هر میلیون بی‌تی‌یو می‌باشد. هزینه انتقال گاز در کشور به‌طور متوسط حدود ۰/۵۱ دلار هر میلیون پی‌تی می‌باشد.[۱] به‌این ترتیب هزینه گاز طبیعی برای تحویل به مصرف کننده‌های عمده به‌طور متوسط و تقریب حدود ۱/۰۶ دلار هر میلیون بی‌تی تمام می‌شود. بدیهی است که در محاسبه این هزینه قیمت ذاتی گاز، یا قیمت گاز محتوی گاز طبیعی، صفر در نظر گرفته شده است.

گاز طبیعی را می‌توان صادر کرد. صادرات گاز طبیعی به دو طریق: خط لوله و کشتی امکان‌پذیر است. برای مسافت‌های بیش از حدود ۴۰۰۰ کیلومتر حمل گاز طبیعی با کشتی هزینه کمتری دارد برای حمل گاز طبیعی با کشتی لازم است آن را به‌صورت مایع در آورد هزینه این کار بین ۱ تا ۱/۵ دلار هر میلیون بی‌تی‌یو تمام می‌شود و هزینه حمل گاز طبیعی مایع شده (LNG) به‌ژاپن و تبخیر مجدد آن در مقصد نزدیک همین رقم (بین ۱ تا ۱/۵ دلار) هر میلیون بی‌تی‌یو می‌باشد. حداکثر قیمت گاز طبیعی در ژاپن حدود ۳/۷[(۱)] دلار هر میلیون بی‌تی‌یو می‌باشد که به‌این ترتیب در صورت صدور گاز طبیعی حداکثر مبلغ باقی مانده برای ارزش ذاتی گاز ۰/۷ دلار هر میلیون بی‌تی‌یو است.

صادرات گاز مایع (پروپان و بوتان) نیز

۱- پتانسیل‌های جایگزینی حامل‌های انرژی، مؤسسه مطالعات بین‌المللی انرژی ۱۳۷۴.

مشابه گاز طبیعی است زیرا گاز مایع را برای حمل با کشتی باید سرد کرده (پروپان $-40^{\circ}C$ و بوتان $-5^{\circ}C$) و در مخازن برای بارگیری ذخیره نمود. این عمل هزینه‌ای معادل ۰/۵۵ دلار هر میلیون بی‌تی‌یو (۲/۰۸ دلار هر بشکه) دربر دارد. که با توجه به‌متوسط هزینه تولید گاز مایع از قرار ۰/۹ دلار هر میلیون بی‌تی‌یو، کل هزینه تولید گاز مایع را برای صادرات به‌حدود ۱/۴۵ دلار هر میلیون بی‌تی‌یو می‌رساند حمل گاز مایع با کشتی ارزان‌تر از گاز طبیعی مایع شده است ولی معذالک بیش از ۳ برابر فرآورده‌های نفتی برای ارزش حرارتی برابر است، قیمت گاز مایع در خلیج فارس معمولاً کمتر از ۱۷۰ دلار هر تن و یا ۳/۸۱ دلار هر میلیون بی‌تی‌یو است. به‌این ترتیب در صورت صدور گاز مایع حداکثر مبلغ باقی مانده برای ارزش ذاتی آن حدود ۲/۳۵ دلار هر میلیون بی‌تی است.

قیمت فرآورده‌های مشتقه از نفت خام

فرآورده‌های اصلی که در پالایشگاههای کشور تولید و عرضه می‌شوند عبارتند از گاز مایع، بنزین، نفت سفید، نفت گاز و نفت کوره. هزینه تمام شده فرآورده‌های اصلی، در یک پالایشگاه جدید (مشابه پالایشگاه بندرعباس) با فرض ۱۵ سال استهلاک و ۳ درصد هزینه نگهداری و عملیات و ده درصد سود سرمایه‌گذاری و سرشکن کردن کل هزینه پالایشگاه به‌نسبت مطلوبیت فرآورده‌ها به‌شرح جدول ۷ بدست آمده است. هزینه تمام شده تولید نفت خام از قرار ۰/۵ دلار هر بشکه در نظر گرفته شده و این رقم به‌هزینه تمام شده هر فرآورده نسبت به مطلوبیت آن اضافه شده است. قیمت تقریبی این فرآورده‌ها در خلیج فارس نیز در جدول نشان داده شده است.

جدول ۷- هزینه تولید فرآورده‌های مشتقه از نفت خام در ایران و قیمت آنها در خلیج فارس

فرآورده	ارزش حرارتی	هزینه تولید		قیمت تقریبی در خلیج فارس	
	میلیون بی‌تی‌یو هر بشکه	دلار هر بشکه	دلار هرمیلیون بی تی یو	دلار هر بشکه	دلار هر میلیون بی تی یو
گاز مایع	۳/۷۸	۳/۴۵	۰/۹۱	۱۴/۴	۳/۸۱
بنزین	۵/۱۲	۵/۹۹	۱/۱۷	۲۳	۴/۴۹
نفت سفید	۵/۴۸	۵/۸۲	۱/۰۶	۲۴	۴/۳۸
نفت گاز	۵/۶۴	۵/۸۲	۱/۰۳	۲۴	۴/۲۵
نفت کوره	۶/۱۵	۳/۸۷	۰/۶۳	۱۵	۲/۴۴

BP Statistical Review 1995

به‌طوری که در جدول فوق نشان داده شده است هزینه تولید و قیمت فروش برای صادرات چهار فرآورده اصلی در ایران یکسان نیست و حداکثر تفاوت مربوط به‌نفت سفید و نفت گاز و یا فرآورده‌های میان تقطیر است. گفتنی است که مصرف این دو فرآورده در کشور بیش از فرآورده‌های نفتی دیگر است به‌طوری که تولید پالایشگاهها پاسخگوی نیاز نبوده و بالاجبار مقداری از خارج وارد شده است.

امکان جایگزینی فرآورده‌های نفتی

به‌طوری که قبلاً اشاره شد مصرف فرآورده‌های مشتق از نفت خام در کشور به‌ویژه فرآورده‌های میان تقطیر مداوماً افزایش می‌یابد و برای تأمین آنها یا باید پالایشگاههای جدید احداث نمود و یا کمبود را با واردات جبران نمود. هردو این کار هزینه‌بر و مستلزم خروج ارز از کشور است. بدون تردید در جهت کاهش مصرف این فرآورده‌ها در کشور و یا به‌طورکلی بهبود کارآئی مصرف انرژی و درنتیجه کاهش آن باید اقدام نمود. که خود می‌تواند موضوع مقاله دیگری باشد.

هدف این نوشتار مصرف بهینه از حامل‌های انرژی هیدروکربوری موجود در کشور است به‌نحوی که حامل‌های انرژی که صدور آنها درآمد و ارز کمتری را عاید می‌نمایند در داخل مصرف شوند.

در بررسی‌های انجام شده در این مقاله مشاهده شد که از صدور گاز طبیعی و گاز مایع به‌ترتیب حداکثر ۰/۷ و ۲/۳۵ دلار هر میلیون بی‌تی‌یو عاید کشور می‌شود در صورتی که این رقم برای چهار فرآورده اصلی مشتق از نفت خام به‌طور متوسط بیش از ۴ برابر گاز طبیعی و نزدیک دوبرابر گاز مایع است. بنابراین باید حداکثر کوشش درجهت مصرف گاز طبیعی و گاز مایع به‌جای فرآورده‌های دیگر در کشور انجام گیرد.

برای این منظور لازم است امکان و توانائی جایگزینی فرآورده‌های نفتی یا دو حامل انرژی گفته شده بررسی شود.

۱-بنزین موتور

بنزین انحصاراً به‌عنوان سوخت در اکثر اتومبیل‌ها به مصرف می‌رسد. جایگزینی بنزین با گاز طبیعی اصولاً در شرائطی امکان‌پذیر است و هم‌اکنون حدود ۴۰۰ هزار وسیله نقلیه (از ۶۵۰ میلیون وسیله نقلیه) در بیش از ۴۰ کشور جهان از گاز طبیعی فشرده (CNG) استفاده می‌کند.(۱)

تردید نیست که مصرف گاز طبیعی در

1- Oil & Gas Journal Dec 16, 96

وسائل نقلیه آلودگی هوا را به‌میزان قابل توجهی کاهش می‌دهد ولی مطالعات مقدماتی نشان می‌دهد که این کار در ایران توجیه‌پذیرنیست و یا اقلاً اولویت ندارد. سه مشکل اساسی در جهت استفاده از گاز طبیعی عبارت است از:

الف ـ لزوم متراکم کردن گاز طبیعی به‌فشار ۲۰۰ تا ۲۵۰ بار که مستلزم هزینه زیاد است. هزینه این تراکم از فشار ۲۵۰ پوند بر اینچ مربع در ورودی شبکه گاز شهر به حدود ۳۰۰۰ پوند بر اینچ مربع با احتساب ۰/۰۷ دلار هر کیلووات ساعت حدود ۰/۲ دلار هر میلیون بی‌تی‌یو (۰/۰۰۷ دلار هر متر مکعب) تمام می‌شود. چنانچه هزینه تأسیسات متراکم گاز معادل همین مبلغ درنظر گرفته شود هزینه فوق به ۰/۴ دلار هر میلیون بی‌تی‌یو (۰/۰۱۵ دلار هر متر مکعب) می‌رسد.

ب ـ حمل سیلندر نسبتاً سنگین در وسائل نقلیه به‌عنوان باک در فشار ۲۰۰ تا ۲۵۰ بار و مسائل ایمنی حمل چنین سیلندر. این مشکل در مورد اتومبیل‌های سواری نسبت به وسائل نقلیه سنگین از قبیل اتوبوس و کامیون بزرگ‌تر است.

ج ـ لزوم نصب تسهیلات سوختگیری و تغییرات در وسائل نقلیه برای مصرف گاز طبیعی به‌عنوان سوخت. هزینه ساخت یک اتومبیل با گاز طبیعی حدود ۴۵۰۰ دلار بیش از اتومبیل با سوخت بنزین و برای کامیون و یا اتوبوس این هزینه اضافی حدود ۳۰،۰۰۰ دلار است.(۱)

لازم به‌توضیح است که انگیزه اصلی مصرف گاز طبیعی در وسائل نقلیه در این کشورها به‌جای سوخت‌های دیگر در کشورهائی مانند آرژانتین، برزیل، ایتالیا و غیره مزیت اقتصادی آنست. زیرا مالیات روی گاز طبیعی برای مصرف در وسائل نقلیه در این کشورها صفر و یا ناچیز است و بنابراین از نقطه‌نظر دارندگان چنین وسائلی برگشت سرمایه‌های اضافی توجیه‌پذیر است.

جایگزینی بنزین با گاز مایع نیز امکان‌پذیر بوده و در اکثر نقاط جهان، که این حامل انرژی در شرایط مناسب در دسترس می‌باشد در اتومبیل‌ها و دیگر وسایط نقلیه از آن استفاده می‌شود. در ایران از گاز مایع به‌طور محدود در تاکسی‌ها استفاده می‌شود و تعمیم این کار به‌اتومبیلهای شخصی و دیگر وسایط نقلیه هنوز انجام نگرفته است.

به‌طوری که در جداول ۵ و ۷ اشاره شده است مقدار گاز مایع که از تولید روزانه یک میلیارد فوت مکعب گاز همراه و گاز مستقل قابل استحصال است بالغ بر ۳۹/۵ و ۱۹ هزار بشکه در روز است. با توجه به‌تولید روزانه بیش از ۳/۵ میلیون بشکه نفت خام و فرض نسبت گاز به‌نفت حدود ۷۰۰ فوت مکعب هر بشکه و همچنین برنامه تولید روزانه بیش از ۷ میلیارد فوت مکعب (حدود ۲۰۰ میلیون متر مکعب) گاز ازمنابع گازی مستقل مقدار گاز مایع از گاز همراه و مستقل به‌ترتیب ۹۶ و ۱۳۳ هزار بشکه در روز خواهد بود.

گاز مایع تولیدی در پالایشگاهها نیز بیش از ۶۰ هزار بشکه در روز است که در صورت وجود بازار خوب و مطمئن می‌توان آن را افزایش داد. همچنین مقدار قابل توجه گاز مایع (پروپان و بوتان) به‌اضافه دیگر ترکیبات سبک هیدروکربور گازی در کلاهک میدان‌های نفتی موجود است که با بازیافت آنها می‌توان نتیجه‌گیری کرد که از لحاظ عرضه گاز مایع در کشور محدودیتی برای سال‌های متمادی وجود نخواهد داشت.

به‌طوری که در جدول ۲ نشان داده شده است مصرف روزانه بنزین هم‌اکنون ۳۱/۵ میلیون لیتر (حدود ۱۹۸ هزار بشکه) می‌باشد. با برنامه‌ریزی صحیح می‌توان در مدت معقول بخش عمده از این مصرف بنزین را با گاز مایع جایگزین کرد. اثر اقتصادی این جایگزینی قابل توجه است. به عنوان مثال در صورت جایگزین کردن ۵۰ درصد بنزین مصرفی در سطح کنونی با گاز مایع (انرشیمی حرارتی مساوی) درآمد حاصله با توجه به ارقام مندرج در جدول ۸ به‌شرح زیر است:

۳۶۵× [(۱/۵۵-۳/۸۱) - (۱/۱۷-۴/۴۹)]۵/۱۲×۱۹۸،۰۰۰×۰/۵

دلار در سال ۱۹۶،۱۰۰،۰۰۰=

در معادله بالا متوسط هزینه تمام شده گاز مایع به اضافه تفاوت هزینه توزیع گاز مایع و بنزین ۱ دلار هر میلیون بی‌تی‌یو فرض شده است. در ضمن هزینه سرد کردن، ذخیره و بارگیری ۰/۵۵ دلار هر میلیون بی‌تی‌یو به‌آن اضافه شده است.

به‌این ترتیب با جایگزینی فقط ۵۰ درصد مصرف بنزین در سطح کنونی با گاز مایع، ضمن کاهش مصرف فرآورده‌های مشتق از نفت، سالیانه ۱۹۶ میلیون دلار عاید کشور می‌شود. بنابراین هر نوع سرمایه‌گذاری برای این جایگزینی براساس این درآمد توجیه‌پذیر خواهد بود. در این محاسبه حدود ۹۹ هزار بشکه در روز بنزین با ۱۳۴ هزار بشکه در روز گاز مایع جایگزین شده است.

۲ـ نفت سفید

در برش و دامنه تقطیر نفت سفید از نفت خام فرآورده سوخت جت نیز تولید می‌شود ولی چون سوخت جت انحصاراً برای سوخت هواپیما به‌مصرف می‌رسد لذا در مورد آن صحبتی نمی‌شود.

در اینجا فقط جایگزینی نفت سفید و کاهش مصرف آن مورد بررسی قرار می‌گیرد.

موارد عمده مصرف نفت سفید در ایران در بخش خانگی و تجاری است که

1- Oil & Gas Journal Dec. 16,96

برای پخت وپز و گرمایش و بخش کوچکی در چراغ‌های روشنائی استفاده می‌شود. مصرف نفت سفید در بخش صنعت علاوه بر منظورهای فوق عمدتاً برای شستشو می‌باشد.

بخش عمده نفت سفید قابل جایگزینی با گاز طبیعی است و در محل‌هائی که دسترسی به‌گاز طبیعی نباشد آن را می‌توان با گاز مایع جایگزین کرد.

جایگزینی نفت سفید با گاز طبیعی و یا گاز مایع هردو از لحاظ درآمد خالص که عاید کشور می‌شود توجیه‌پذیر است.

تجربه نشان داده است که در محل‌هائی که گاز طبیعی در دسترس قرار می‌گیرد مصرف نفت سفید تقریباً به‌صفر رسیده و در محل‌هایی که قیمت گاز مایع برای ارزش حرارتی برابر، مساوی و یا نزدیک نفت سفید بوده باز هم کشش مصرف (در صورت عدم دسترسی به‌گاز طبیعی) به‌سمت گاز مایع در مقابل نفت سفید بوده است. بنابراین با توسعه شبکه گاز طبیعی و در دسترس قرار دادن گاز مایع در محل‌هائی که توسعه شبکه گاز طبیعی به‌صرفه نیست می‌توان انتظار داشت که مصرف نفت سفید به‌طور محسوس کاهش یابد.

اثر اقتصادی جایگزینی نفت سفید با گاز طبیعی و گاز مایع با مثال زیر روشن می‌شود.

فرض:

نفت سفید جایگزین شده با گاز طبیعی = ۵۰ درصد
نفت سفید جایگزین شده با گاز مایع = ۲۰ درصد
با توجه به جداول ۲ و ۸ درآمد حاصله عبارت است از:

۳۶۵ [۰/۷ـ۰/۰۶ـ۱/۰۶)ـ(۴/۳۸] ×۵/۴۸×۱۸۱،۰۰۰×۰/۵
۳۶۵ [(۱/۵۵ـ۳/۸۱)ـ(۱/۰۶ـ۴/۳۸)] ×۵/۴۸×۱۸۱،۰۰۰×۰/۲+
دلار در سال ۵۵۱،۰۲۰،۰۰۰=

به‌این ترتیب ضمن کاهش مصرف نفت سفید به‌میزان حدود ۱۲۷ هزار بشکه در روز، که یک فرآورده باارزش نفتی در بازار بین‌المللی است، مبلغ قابل توجه یعنی حدود ۵۵۰ میلیون دلار به‌درآمد کشور (که کلاً ارزی است) اضافه می‌شود. مقدار گاز طبیعی مورد نیاز برای این جایگزینی حدود ۱۳/۴ میلیون متر مکعب در روز و مقدار گاز مایع موردنیاز حدود ۵۲/۵ هزار بشکه در روز است.

۳ـ نفت گاز

نفت گاز دو مورد کاربرد مشخص یکی در موتورهای دیزل و دیگری به‌عنوان سوخت حرارتی دارد. حدود نیمی از کل مصرف نفت گاز عمدتاً برای گرمایش و سوخت (از جمله برای تولید برق) و نیم دیگر در حمل ونقل است. گاز طبیعی به‌آسانی می‌تواند جایگزین نفت گاز در مورد کاربرد آن به‌عنوان سوخت حرارتی در بخش‌های مختلف مصرف باشد. تبدیل یا تعویض وسائل نفت گازسوز به‌گازسوز هزینه‌بر است ولی تجربه نشان داده است که در صورت عرضه گاز طبیعی با توجه به‌مزایای آن جایگزینی وسائل چه در بخش خانگی / تجاری و چه در بخش صنعت داوطلبانه و سریعاً انجام می‌گیرد.

مصرف نفت گاز در ژنراتورهای برق دیزلی روزانه بالغ بر ۳ میلیون لیتر (به‌ارزش حدود ۱۶۵ میلیون دلار) در سال است. تردید نیست که استفاده از ژنراتورهای دیزلی در کشور، با توجه به کمبود نفت گاز و نیاز به‌خرید این حامل انرژی از خارج به‌هیچوجه اقتصادی نبوده و باید متوقف شود. ضمناً به‌علت گرانی برق و ارزانی نفت گاز تعداد زیادی از این ژنراتورهای برق هنوز در کشور مورد استفاده است که آمار صحیح آنها در دست نیست.

به‌طوری‌که قبلاً ذکرشدگاز طبیعی فشرده یا (compressed natural gas) CNG می‌تواند در وسایط نقلیه به‌ویژه در وسائل نقلیه سنگین، که اکثراً دیزلی هستند به‌جای نفت گاز به‌مصرف برسد. در کشورهایی که گاز خشک تنها منبع هیدروکربوری آنها است استفاده از گاز طبیعی فشرده توجیه‌پذیر است ولی در کشور ما که دارای منابع گازی غنی از هیدروکربورهای سنگین‌تر از متان بوده و ضمناً از ذخائر نفت خام نیز بهره‌مند است استفاده از گاز طبیعی فشرده اقتصادی نمی‌باشد. به‌طوری که قبلاً اشاره شد مقدار گاز همراه و گاز مستقل و همچنین پالایشگاههای کشور قابل ملاحظه است و این حامل انرژی می‌تواند، با تغییراتی در سیستم موتورهای وسایط نقلیه، به‌عنوان سوخت به‌مصرف برسد.

اثر اقتصادی جایگزینی گاز طبیعی به‌جای ۵۰ درصد نفت گاز مصرفی به‌منظور سوخت و گرمایش و جایگزینی گاز مایع به‌جای ۲۰ درصد نفت گاز مصرفی در وسایط حمل ونقل به‌شرح زیر محاسبه شده است:

۳۶۵ [۰/۷ـ۱/۰۳)ـ(۴/۲۵] ×۵/۶۴×۳۷۶،۰۰۰×۰/۵×۰/۵
۳۶۵ [(۱/۵۵ـ۳/۸۱)ـ(۱/۰۳ـ۴/۲۵)] ×۵/۶۴×۳۷۶،۰۰۰×۰/۵×۰/۲
دلار در سال ۵۶۱،۹۵۰،۰۰۰=

به‌این ترتیب با جایگزینی فقط ۵۰ درصد نفت گاز مصرفی برای حرارت و ۲۰ درصد نفت گاز مصرفی (جمعاً ۱۳۱،۶۰۰ بشکه در روز) در وسایط نقلیه ضمن کاهش مصرف فرآورده مشتق از نفت سالیانه ۵۶۲ میلیون دلار عاید کشور می‌شود. و برابر همین مبلغ به‌درآمد ارزی اضافه می‌شود. بنابراین هر نوع سرمایه‌گذاری در جهت جایگزینی و کاهش مصرف نفت گاز باید براساس این صرفه‌جویی ارزی باشد. مقدار گاز طبیعی و گاز مایع برای این جایگزینی روزانه به‌ترتیب ۱۴/۵ میلیون متر مکعب و ۵۶ هزار بشکه در روز است.

۴ـ نفت کوره

موارد کاربرد نفت کوره عمدتاً به‌عنوان سوخت حرارتی است و در صورت موجود بودن و دسترسی به‌گاز طبیعی کلاً قابل جایگزینی با آن است.

جایگزینی نفت کوره با گاز طبیعی گذشته از مزیت اقتصادی که در زیر به‌آن اشاره می‌شود دارای امتیازهای متعدد از قبیل سهولت کاربرد، کاهش آلودگی محیط زیست وراندمان حرارتی بالاتر است. اثر اقتصادی جایگزینی ۵۰ درصد نفت کوره با گاز طبیعی در زیر محاسبه شده است.

۳۶۵ [۰/۷ـ۰/۶۳)ـ(۲/۴۴ـ۰/۶۳)] ۶/۱۵×۲۴۰،۰۰۰×۰/۵

دلار در سال ۲۹۹،۰۰۰،۰۰۰=

به‌طوری که دیده می‌شود مزیت اقتصادی جایگزینی ۵۰ درصد نفت کوره (که در بین فرآورده‌های نفتی از کمترین مطلوبیت‌برخورداراست)باگازطبیعی‌وبدون درنظر گرفتن راندمان حرارتی بالاتر آن سالیانه بالغ بر ۲۹۹ میلیون دلار است. مقدار گاز طبیعی موردنیاز برای جایگزینی ۱۲۰ هزار بشکه در روز نفت کوره حدود ۲۰ میلیون متر مکعب در روز است.

خلاصه و نتیجه‌گیری

بررسی‌های انجام شده درباره «کاهش مصرف فرآورده‌های نفتی در کشور» در صفحات قبل را می‌توان به‌صورت زیر خلاصه ونتیجه‌گیری کرد.

۱ـ روند رشد مصرف فرآورده‌های نفتی در کشور به‌ویژه فرآورده‌های میان تقطیر، قابل تأمین در پالایشگاههای کشور نمی‌باشد. این وضعیت مستلزم توسعه پالایشگاهها یا واردات فرآورده، کاهش صدور نفت خام و درنتیجه کاهش و در نهایت قطع درآمد ارزی است.

۲ـ جایگزینی فرآورده‌های نفتی با گاز طبیعی و گاز مایع با توجه به‌موجود بودن و قابل دسترس بودن این دو حامل انرژی امکان‌پذیر است. با برنامه‌ریزی صحیح می‌توان اتلاً ۵۰ درصد چهار فرآورده اصلی (بنزین، نفت سفید، نفت گاز و نفت کوره) را در زمان معقول با دو فرآورده نامبرده جایگزین نمود. در صورت قابل اجرا بودن این برنامه مصرف فرآورده‌های هیدروکربوری در سطح سال ۱۳۷۴ به‌شرح جدول ۸ خواهد بود.

جدول ۸ مصرف روزانه فرآورده‌های هیدروکربوری درکشور در سطح ۱۳۷۴ پس از جایگزینی

فرآورده	مصرف کنونی		مصرف پس از جایگزینی		تفاوت	
	هزار بشکه	هزار متر مکعب	هزار بشکه	هزار متر مکعب	هزار بشکه	هزارمترمکعب
گاز طبیعی		۱۰۲۳۰۰		۱۵۰۲۰۰		۴۷۹۰۰
گاز مایع	۵۴	۸/۶	۲۹۶/۵	۴۷/۲	۲۴۲/۵	۳۸/۶
بنزین	۱۹۸	۳۱/۵	۹۹	۱۵/۷۵	(۹۹)	(۱۵/۷۵)
نفت سفید	۸۱	۲۸/۸	۵۴	۸/۶	(۱۲۷)	(۲۰/۲)
نفت گاز	۳۷۶	۵۹/۸	۲۴۴/۴	۳۸/۹	(۱۳۱/۶)	(۲۰/۹)
نفت کوره	۲۴۰	۳۸/۲	۱۲۰	۱۹/۱	(۱۲۰)	(۱۹/۱)
جمع (به‌جزء گاز طبیعی)	۱/۰۴۹	۱۶۶/۹	۸۱۳/۹	۱۲۹/۵۵	(۲۳۵/۱)	(۳۷/۳۵)

به‌طوریکه در جدول ۸ دیده می‌شود جمعاً ۴۷۷/۶ هزار بشکه (حدود ۷۶ میلیون لیتر) در روز مصرف فرآورده‌های مشتقه از نفت شامل بنزین، نفت سفید، نفت گاز، نفت کوره کاهش یافته و این مقدار توسط ۴۷/۹ میلیون متر مکعب و ۲۴۲/۵ هزار بشکه (۳۸/۶ میلیون لیتر)در روز گاز مایع جانشین می‌شود.

۳ـ اثر اقتصادی جایگزینی فرآورده‌های نفتی با گاز طبیعی و گاز مایع حداقل ۱،۰۴۵ میلیون دلار در سال است.