

بخش سوم : گاز طبیعی و سایر گازها

۱-۳ : کلیات

۲-۳ : ذخایر گاز طبیعی

۳-۳ : اکتشاف

۴-۳ : تولید گاز طبیعی

۵-۳ : پالایش

۶-۳ : انتقال گاز طبیعی

۷-۳ : ذخیره سازی گاز طبیعی در مخازن زیر زمینی

۸-۳ : صادرات و واردات گاز طبیعی

۹-۳ : گاز رسانی

۱۰-۳ : مصرف گاز طبیعی

۱۱-۳ : قیمت گاز طبیعی

۱۲-۳ : گاز کک و گاز کوره بلند

بخش سوم : گاز طبیعی و سایر گازها

۳-۱- کلیات

استفاده از گاز طبیعی به دلیل محتوای کربن پایین، آلودگی کمتری را به دنبال دارد، بنابراین یکی از گزینه‌ها برای تداوم روند توسعه همراه با حفظ محیط زیست، استفاده از گاز طبیعی و جایگزینی آن به جای فرآورده‌های نفتی است. اکثر کارشناسان انرژی و صاحب نظران اقتصاد بر این باورند که بهره‌گیری بیشتر و گسترده‌تر از گاز طبیعی، از ملزومات توسعه پایدار به حساب می‌آید و این حامل انرژی، به عنوان سوخت برتر قرن بیست و یکم شناخته می‌شود. در این راستا، با توجه به ذخایر عظیم گاز طبیعی در ایران، سیاست انرژی کشور براساس استفاده بهینه از این منابع و افزایش سهم گاز در سبد مصرف انرژی داخلی، از طریق توسعه ظرفیت تولید، گسترش شبکه داخلی انتقال و توزیع گاز شکل گرفته است. از این رهگذر، علاوه بر در نظر گرفتن مسائل زیست محیطی و استفاده از این سوخت پاک در قلمرو جغرافیایی کشور، با جایگزینی مصرف گاز طبیعی به جای فرآورده‌های نفتی و به تبع آن مهار روند لجام گسیخته مصرف فرآورده‌های نفتی، توان صادرات نفت خام و فرآورده‌های نفتی کشور تقویت شده و درآمدهای صادراتی کشور افزایش می‌یابد.

شرکت ملی گاز ایران در پایان سال ۱۳۸۴ با بهره‌گیری از ظرفیت پالایشی ۳۸۳ میلیون مترمکعبی در روز، ۲۲ هزار کیلومتر خطوط انتقال فشار قوی، ۴۵ ایستگاه تقویت فشار، ۱۱۸ هزار کیلومتر شبکه گازرسانی و ۵/۷ میلیون انشعاب گاز، بیش از ۸/۴ میلیون مشترک و افزون بر ۱۱/۶ میلیون خانوار (با جمعیتی معادل ۴۹/۴ میلیون نفر) را تحت پوشش گاز طبیعی قرار داده است. در حال حاضر، به ۵۶۰ شهر و بیش از ۳۰۷۳ روستای کشور گازرسانی شده است. همچنین، ۱۰ هزار واحد صنعتی در کشور از نعمت گاز طبیعی بهره‌مند شده‌اند. در نهایت، در حال حاضر ۴۲ نیروگاه کشور از گاز طبیعی استفاده کرده و روزانه مصرف کننده ۹۵/۳ میلیون مترمکعب گاز هستند. در مجموع، سهم گاز طبیعی در سبد سوخت‌های مصرفی کشور از ۶/۸ درصد قبل از انقلاب (تا پایان سال ۱۳۵۷) به ۳۹ درصد در سال ۱۳۸۴ افزایش یافته است. بایستی توجه داشت، رشد تقاضای گاز در بخش‌های مختلف خانگی، تجاری، صنعتی و نیروگاهی کشور با شتاب قابل توجهی رو به فزونی است، در حالی که افزایش تولید گاز با تقاضای آن هماهنگ نیست. همچنین در سالهای ۸۴-۱۳۷۶، در مقابل صادرات ۱۳ میلیارد مترمکعب گاز طبیعی، برای جابجایی به تقاضای روز افزون برای مصرف گاز طبیعی، بخصوص در مناطق دور افتاده شمال و شمال شرق کشور، حدود ۳۴ میلیارد مترمکعب نیز وارد کشور شده است.

۳-۲- ذخایر گاز طبیعی

میزان کل ذخایر قابل استحصال گاز طبیعی کشور در پایان سال ۱۳۸۴، بالغ بر ۲۸/۱۷ تریلیون مترمکعب برآورد گردیده است که از این میزان، حدود ۹/۲۴ تریلیون مترمکعب ذخایر قابل استحصال مناطق خشکی بوده و ۱۸/۹۳ تریلیون مترمکعب نیز، در مناطق دریایی قرار داشته‌اند. بدین ترتیب، از کل ذخایر قابل استحصال تا پایان این سال، سهم مناطق خشکی ۳۲/۸ درصد و سهم مناطق دریایی نیز ۶۷/۲ درصد بوده است. عمر این ذخایر، در صورت کشف نشدن ذخایر جدید و برداشت سالانه معادل سال ۱۳۸۴، بیش از ۱۷۸ سال برآورد شده است.

طبق جدول (۱-۳)، گاز مورد نیاز کشور، عمدتاً از میادین خشکی تولید می‌گردد، به طوری‌که تا پایان سال ۱۳۸۴، میادین خشکی و دریایی به ترتیب حدود ۸۹/۶ و ۱۰/۴ درصد گاز طبیعی مورد نیاز کشور را تأمین نموده‌اند. در مقایسه با سال قبل ملاحظه می‌شود که تولید گاز مناطق دریایی با افزایش ۱/۵ درصدی از ۸/۹ درصد به ۱۰/۴ درصد در تولید کل انباشتی تا پایان سال ۱۳۸۴ رسیده است.

جدول (۱-۳) : ذخایر گاز طبیعی کشور در سال ۱۳۸۴

(تریلیون متر مکعب)

موقعیت	ذخیره نهایی	کل تولید انباشتی تا پایان سال ۱۳۸۴	ذخیره در آغاز سال ۱۳۸۵
خشکی	۱۱/۵۶	۲/۳۲	۹/۲۴
دریا	۱۹/۲۰	۰/۲۷	۱۸/۹۳
جمع	۳۰/۷۶	۲/۵۹	۲۸/۱۷

میادین مشترک گازی: میدان گازی گنبدلی تنها میدان گازی واقع در خشکی است که با کشور ترکمنستان مشترک می‌باشد. نزدیک به ۵۰ درصد از ذخایر گازی کشور، تنها در میدان پارس جنوبی قرار دارد که مخزنی مشترک با میدان گنبد شمالی قطر است. علاوه بر حوزه پارس جنوبی، میدان گازی هنگام در مرز آبی ایران و عمان در تنگه هرمز، میدان نفت و گازی سلمان در مجاورت خط مرزی آبی با ابوظبی و مشترک با میدان ابوالخوش، میدان نفت و گاز مبارک مشترک با امارات متحده عربی، میدان گازی بی - فارسی مشترک با عربستان و میدان نفت و گازی آرش مشترک با کویت عمده‌ترین منابع مشترک شناخته شده گاز در مناطق دریایی کشور هستند. در جدول (۲-۳)، میادین مشترک گاز طبیعی کشور و وضعیت بهره‌برداری از آنها در طی سال ۱۳۸۴ نشان داده شده است.

جدول (۲-۳) : میادین مشترک گاز طبیعی با کشورهای همسایه

منطقه	نام میدان	نام کشور همسایه	وضعیت ^(۱)
خشکی	گنبدلی	ترکمنستان	در حال بهره‌برداری
دریایی	پارس جنوبی	قطر	قرارداد ۱۸ فاز استاندارد منعقد شده است ^(۲)
	هنگام	عمان	در مرحله حفاری اولین چاه توصیفی
	سلمان	ابوظبی	طرح توسعه این میدان تا مرداد ۸۵ حدود ۹۰٪ پیشرفت فیزیکی داشته است
	مبارک	شارجه	قابلیت و امکان توسعه ندارد
	بی-فارسی	عربستان	قرارداد اکتشاف این میدان منعقد شده است
	آرش	کویت و عربستان	مذاکرات با کویت و عربستان برای رفع اختلاف در توسعه آن ادامه دارد
	بلال بعلاوه دمغه پارس جنوبی	قطر	عملیات حفاری اکتشافی تکمیل شده است

(۱) اطلاعات این ستون از بروشور شرکت مهندسی و توسعه نفت (متن) و سایت اطلاع رسانی وزارت نفت (شانان) به روز شده است.

(۲) فاز ۱۲ توسعه میدان پارس جنوبی معادل ۳ فاز استاندارد می‌باشد.

میدان گازی پارس جنوبی: میدان گازی پارس جنوبی که بزرگترین منبع گازی مستقل جهان است، بر روی خط مرزی مشترک ایران و قطر، در ادامه میدان گازی گنبد شمالی این کشور در خلیج فارس و به فاصله ۱۰۰ کیلومتری ساحل جنوبی ایران، در جنوب غربی بندر عسلویه قرار دارد. پارس جنوبی، بزرگترین میدان گازی مشترک در ایران می‌باشد که برآورد می‌شود ذخایری در حدود ۱۴/۲ تریلیون مترمکعب از گاز طبیعی و ۱۸ میلیارد بشکه میعانات گازی داشته باشد، که ۷ درصد از کل ذخایر گاز دنیا را شامل می‌شود. در مجموع، بالغ بر ۳۸/۶ درصد از ذخایر گازی کشور، در میدان پارس جنوبی قرار دارد. توسعه و بهره‌برداری از میدان گازی پارس جنوبی، در حال حاضر بزرگترین پروژه انرژی در کشور محسوب می‌شود. برای بهره‌برداری از حوزه پارس جنوبی ۲۸ فاز مجزا در نظر گرفته شده است که تعداد ۱۸ فاز آن به تصویب مجلس شورای اسلامی رسیده است.

جدول (۳-۳) : اهداف تولیدی فازهای مختلف توسعه میدان پارس جنوبی

شرح / فاز	۱	۲	۴	۷ و ۶	۹	۱۱	۱۲ ^(۲)	۱۳	۱۴ ^(۳)	۱۵	۱۷	۱۹	۲۱
تولید از مخزن ^(۱)	۲۸/۳	۵۶/۶	۵۶/۶	۸۵	۵۶/۶	۴۸/۰	۷۰/۰	۴۸/۰	۳۹/۶	۵۶/۶	۵۶/۶	۵۶/۶	۵۶/۶
گاز طبیعی تصفیه شده ^(۱)	۲۵	۵۰	۵۰	۸۰	۵۰	--	--	--	--	۵۰	۵۰	۵۰	۵۰
گاز ترش برای تزریق ^(۱)	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--
LNG ^(۲)	--	--	--	--	--	۹	۹/۵	۹	--	--	--	--	--
گاز اتان ^(۳ و ۴)	(۸)	(۸)	۱	۰/۹	۱	--	۰/۳	--	۰/۶۳	۱	۱	۱	۱
گاز مایع LPG ^(۲)	(۸)	(۸)	۱/۰۵	۱/۲	۱/۰۵	۰/۷۳	۱/۰۹	۰/۷۳	۰/۶۶	۱/۰۵	۱/۰۵	۱/۰۵	۱/۰۵
میعانات گازی ^(۴)	۴۰	۸۰	۸۰	۱۲۰	۸۰	۵۳	۷۸	۵۳	۵۳	۷۵	۷۵	۷۵	۷۵
تولید GTL ^(۵)	--	--	--	--	--	--	۶۰	--	۱۲۰	--	--	--	--
گوگرد ^(۱)	۲۰۰	۴۰۰	۴۰۰	--	۴۰۰	۲۸۰	۴۲۰	۲۸۰	۲۸۰	۴۰۰	۴۰۰	۴۰۰	۴۰۰

(۱) واحد: میلیون مترمکعب در روز (۲) واحد: میلیون تن در سال (۳) گاز اتان خوراک پتروشیمی می‌باشد.

(۴) واحد: هزار بشکه در روز (۵) واحد: هزار بشکه در روز (۶) واحد: تن در روز

(۷) فاز ۱۲ پارس جنوبی شامل تولید ۲۵۰۰ میلیون فوت مکعب در روز (مفم) است که ۱۸۰۰ مفم آن برای LNG شرکت ملی نفت ایران (NIOC-LNG) و ۷۰۰ مفم برای تولید GTL می‌باشد و فاز ۱۴ شامل تولید ۱۴۰۰ مفم برای تولید GTL اختصاص داده شده است.

(۸) اتان و گاز مایع در پتروشیمی جدا می‌شود.

۳-۳- اکتشاف

فعالیت‌های اکتشافی طی دوره ۸۴-۱۳۷۶، منجر به کشف بیش از ۴/۳ تریلیون مترمکعب گاز طبیعی در جای اولیه و ۴/۴ میلیارد بشکه میعانات گازی در جا گردیده است. در سال ۱۳۸۴ میدان گازی کیش کشف شده است که ذخایر گاز طبیعی و میعانات گازی در جای آن، به ترتیب برابر با ۱۷۰۳/۲ میلیارد مترمکعب و ۱۳۰۲/۹ میلیون بشکه می‌باشد. عمده کشفیات گاز طبیعی و میعانات گازی کشور در دوره زمانی ۸۴-۱۳۷۶ در جدول (۳-۴) ارائه شده است.

جدول (۳-۴) : میداین گازی کشف شده طی سالهای ۸۴-۱۳۷۶

(گاز طبیعی : میلیارد مترمکعب - میعانات گازی : میلیون بشکه)

نام میدان	سال اکتشاف	حجم گاز موجود در جای اولیه	حجم میعانات گازی در جا
بی بی حکیمه (سازند خامی)	۱۳۷۶	۶۷/۰	۳۰۴/۰
خیر آباد (سازند گدوان)	۱۳۷۶	۴/۷	--
گردان	۱۳۷۷	۱۶۲/۸	۲۶/۰
زیره	۱۳۷۷	۲۸/۰	۲/۸
تابناک	۱۳۷۸	۸۵۷/۰	۵۴۵/۰
آرش (سازند فهلیان)	۱۳۷۹	۲۲/۵	۷۷/۰
کرنج (سازند خامی)	۱۳۷۹	۸۱/۰	۱۰۹/۰
هما	۱۳۷۹	۲۱۶/۰	۹۰/۰
مارون (سازندهای داریان، گدوان و فهلیان)	۱۳۸۰	۱۷۵/۰	۱۲۳۶/۰
دی	۱۳۸۰	۱۲۵/۰	۵۷/۶
بینک (افق خامی)	۱۳۸۱	۹۹/۰	--
لاوان (تاقدیس دهرم)	۱۳۸۲	۲۵۸/۰	--
حسینی و کوشک (افقهای سروک و فهلیان)	۱۳۸۲	۲۷۶/۰	۱۳۰/۰
میدان بلال - دماغه پارس جنوبی (مخزن دهرم)	۱۳۸۳	۲۴۹/۰	(^۱)۵۲۵/۰
کیش (مخزن دهرم)	۱۳۸۴	۱۷۰۳/۲	۱۳۰۲/۹
جمع	--	۴۳۲۴/۲	۴۴۰۵/۳

(۱) میعانات هیدرکربوری

میدان گازی کیش: تاقدیس کیش مدت‌ها پیش مورد بررسی زمین شناسی قرار گرفته بود، ولی به دلیل وجود یکی از گسل‌های بزرگ که در گذشته جابجایی زمین شناسی زیادی را در این منطقه ایجاد کرده بود، کارشناسان برای حفاری این منطقه با تردید روبرو بودند. برای اطمینان از حفاری در این منطقه، عملیات لرزه نگاری در اطراف جزیره کیش انجام شد و مطالعات و نتایج برداشت اطلاعات لرزه نگاری نشان داد که تاقدیس کیش سالم است و نه تنها ریسک اکتشافی در این منطقه بالا نبوده، بلکه در حد مناطق دیگر است. به این ترتیب و با توجه به نیاز منطقه کیش به

انرژی گاز تصمیم گرفته شد عملیات اکتشاف در این منطقه انجام گیرد. محل حفاری نخستین حلقه چاه میدان کیش در ۳ کیلومتری جنوب غرب فرودگاه این جزیره خواهد بود.

میدان کیش، از میدان‌های بزرگ گازی دنیا به شمار می‌رود. پس از بررسی لایه‌های مختلف مخزن مشخص شد که این میدان ۱۷۰۳/۲ میلیارد مترمکعب گاز درجا دارد. گاز این میدان ترشی بسیار کمی دارد، به طوریکه میزان هیدروژن سولفور آن ۵۰ تا ۸۰ PPM می‌باشد. همچنین، براساس اطلاعات به دست آمده، مایعات گازی در جای میدان کیش حدود ۱۳۰۲/۹ میلیون بشکه می‌باشد که با احتساب ضریب برداشت ۳۵ درصد در این میدان، حدود ۴۵۶ میلیون بشکه از آن قابل برداشت است.

۳-۴- تولید گاز طبیعی

۳-۴-۱- تولید گاز غنی

گازهای خروجی از چاه‌های نفت، قبل از انجام فرآورش را گاز غنی می‌نامند. منابع تولید گاز غنی شامل گازهای همراه خروجی با نفت، گازهای خروجی از کلاک‌های گازی میداین نفتی مناطق خشکی و گازهای غنی حاصل از سازندهای گازی میداین نفتی و میداین مستقل گازی می‌باشند. در طول ۹ سال گذشته، میزان تولید گاز غنی از متوسط ۲۵۱ میلیون مترمکعب در روز در سال ۱۳۷۶، به ۴۳۵ میلیون مترمکعب در روز در سال ۱۳۸۴ افزایش یافته است. در این سال، ۶۸/۹ درصد گاز غنی تولیدی از میداین مستقل، ۲۲/۰ درصد آن از مخازن همراه نفت و ۹/۱ درصد آن از سازندها و کلاک‌های گازی به دست آمده است. جدول (۵-۳)، میزان تولیدات گاز غنی را از منابع مختلف فوق، طی سال‌های ۸۴-۱۳۷۶ نشان می‌دهد.

(میلیون مترمکعب در روز)

جدول (۵-۳) : تولید گاز غنی از منابع مختلف طی سالهای ۸۴-۱۳۷۶

سال	گاز همراه	گاز کلاک و سازندهای گازی	گاز میداین مستقل	جمع
۱۳۷۶	۸۲/۸۶	۵۰/۸۲	۱۱۷/۷۸	۲۵۱/۴۶
۱۳۷۷	۸۸/۷۶	۴۸/۲۹	۱۲۹/۸۷	۲۶۶/۹۲
۱۳۷۸	۸۶/۶۲	۴۸/۷۷	۱۵۱/۲۰	۲۸۶/۵۹
۱۳۷۹	۸۹/۶۰	۵۰/۳۳	۱۵۸/۶۰	۲۹۸/۵۳
۱۳۸۰	۸۸/۲۲	۵۱/۲۲	۱۷۲/۳۴	۳۱۱/۷۸
۱۳۸۱	۸۵/۴۴	۴۵/۹۷	۲۰۴/۱۲	۳۳۵/۵۳
۱۳۸۲	۹۲/۳۶	۴۴/۰۸	۲۴۱/۵۶	۳۷۸/۰۰
۱۳۸۳	۹۱/۴۸	۴۱/۸۰	۲۷۴/۲۰	۴۰۷/۴۸
۱۳۸۴	۹۵/۹۷	۳۹/۳۷	۳۰۰/۳۲	۴۳۵/۶۶

همچنین در جدول (۳-۶)، میزان مصرف گازهای غنی طی سالهای ۸۴-۱۳۷۶ نشان داده شده است. میزان دریافت گاز طبیعی از شرکت ملی نفت ایران در سال ۱۳۸۴، حدود ۹۴/۳ میلیارد مترمکعب بوده که ۵/۲ میلیارد مترمکعب نیز از محل واردات به آن اضافه شده و جمع دریافت و واردات گاز در این سال را به ۹۹/۵ میلیارد مترمکعب رسانده است.

جدول (۳-۶) : مصرف گاز غنی طی سالهای ۸۴ - ۱۳۷۶

(میلیارد مترمکعب)

سال	تزریق	سوزانده شده	تحویلی به شرکت گاز	سایر	جمع
۱۳۷۶	۲۳/۴۷	۱۱/۳۷	۴۸/۹	۸/۰۴	۹۱/۷۸
۱۳۷۷	۲۴/۶۳	۱۲/۷۰	۵۱/۰۰	۹/۱۰	۹۷/۴۳
۱۳۷۸	۲۴/۷۳	۱۳/۳۹	۵۱/۰۰	۹/۴۹	۱۰۴/۶۱
۱۳۷۹	۲۵/۹۷	۱۳/۸۵	۶۱/۳	۷/۸۳	۱۰۸/۹۵
۱۳۸۰	۲۷/۵۲	۱۲/۵۵	۶۷/۴	۵/۳۳	۱۱۲/۸۰
۱۳۸۱	۲۶/۴۱	۱۱/۷۲	۷۶/۸	۷/۵۴	۱۲۲/۴۷
۱۳۸۲	۲۸/۴۳	۱۴/۷۷	۸۶/۴	۸/۳۷	۱۳۷/۹۷
۱۳۸۳	۲۹/۳۰	۱۴/۷۳	۹۹/۵	۵/۶۱	۱۴۹/۱۴
۱۳۸۴	۱/۴۱	۱۵/۹۰	۹۴/۳۴	۴۷/۳۷ ^(۱)	۱۵۹/۰۲

(۱) شامل ۲۹/۷ میلیون مترمکعب تحویلی به کارخانجات گاز و گاز مایع می‌باشد و مابقی تحویل تأسیسات پتروشیمی و مصارف عملیاتی و غیره شده است.

گاز همراه مناطق نفتی: گازهای همراه که از مخازن نفت استحصال می‌شوند، در مناطق مختلف خشکی و دریایی کشور قرار دارند. مخازن نفت مناطق خشکی که بخش عمده‌ای از گازهای همراه آنها سوزانده می‌شود، عمدتاً در استان‌های خوزستان، ایلام، بوشهر، لرستان و کرمانشاه قرار دارند. گازهای همراه مناطق دریایی نیز، از میداین نفتی توسعه یافته پراکنده در خلیج فارس استحصال شده و برحسب پایانه‌های صادراتی نفت خام به چهار بخش خارک، لاوان، سیری و بهرگان تفکیک می‌گردند. مجموع گازهای همراه تولیدی مناطق دریایی کشور تا پایان سال ۱۳۸۴، حدود ۵۶۱۳ میلیارد فوت مکعب می‌باشد که عمدتاً از میداین درود، فروزان، سلمان و ابوذر صورت گرفته است. در این دوره زمانی، این چهار میدان به تنهایی حدود ۸۰ درصد کل تولید گاز همراه از میداین دریایی را به خود اختصاص داده‌اند. همچنین تولید گاز همراه میدان نفتی دریایی در سال ۱۳۸۴ به میزان ۲۹۶/۷ میلیارد فوت مکعب بوده که حدود ۵/۳ درصد کل تولید انباشتی گاز همراه کشور تا پایان سال ۱۳۸۴ می‌باشد. میزان تولید گاز همراه میداین دریایی به تفکیک میدان طی دوره ۸۴-۱۳۸۰ در جدول (۳-۷) و نیز میزان تولید و مصرف گاز همراه این میداین در سال ۱۳۸۴ در جدول (۳-۸) برآورد گردیده‌اند.

جدول (۷-۳) : تولید گاز همراه میادین دریایی به تفکیک میادین طی سالهای ۸۴-۱۳۸۰ (میلیون فوت مکعب)

نام میدان	۱۳۸۰	۱۳۸۱	۱۳۸۲	۱۳۸۳	۱۳۸۴	تولید انباشتی تا پایان سال ۱۳۸۴
هندیجان	۲۴۴۱/۵۵	۲۸۹۳/۷۷	۷۹۲۰/۳۹	۹۲۷۴/۱۳	۸۳۶۸/۸۱	۱۱۴۴۲۳/۳۹
بهرگانسر	۲۵۰۷/۱۲	۲۵۱۸/۸۶	۴۲۸۴/۵۳	۳۴۴۰/۸۶	۴۰۳۰/۶۷	۱۳۱۴۸۷/۵۸
نوروز	۳۰۵/۷۱	۳۷/۷۵	۳۵/۱۷	۲۷/۶۴	۴۳۷۵/۲۷	۴۷۳۴۰/۷۶
سروش	۹۰۱/۸۵	۲۶۱۷/۰۸	۲۱۳۶/۳۳	۷۷۱/۴۸	۲۵۷۵/۵۰	۱۷۹۰۷/۲۲
جمع منطقه بهرگان	۶۱۵۶/۲۳	۸۰۶۷/۴۶	۱۴۳۷۶/۴۲	۱۳۵۱۴/۱۱	۱۹۴۵۰/۲۵	۳۱۱۱۵۸/۹۵
ابوزر	۱۷۰۲۰/۷۰	۲۰۰۶۹/۳۰	۲۷۳۸۳/۵۰	۲۸۹۸۵/۱۰	۲۷۸۶۷/۳۴	۳۴۹۲۳۱/۱۷
درود	۱۱۹۳۵۷/۰	۱۱۶۶۱۶/۰۰	۱۱۸۹۱۸/۰۰	۱۰۲۳۹۳/۰۰	۱۰۴۳۹۰/۱۵	۲۳۶۱۷۳۲/۶۰
فروزان	۶۶۴۸۴/۷۰	۵۶۱۳۳/۹۰	۵۷۹۳۹/۲۰	۵۷۷۳۹/۴۰	۶۶۵۴۸/۴۶	۱۲۰۰۰۷۵/۴۴
جمع منطقه خارک	۲۰۲۸۶۲/۴۰	۱۹۲۸۱۹/۲۰	۲۰۴۲۴۰/۷۰	۱۸۹۱۱۷/۵۰	۱۹۸۸۰۵/۹۵	۳۹۱۱۰۳۹/۲۱
رشادت	۵۷۸/۵۸	۵۵۹/۹۹	۵۳۵/۶۶	۷۷۵/۹۰	۱۱۰۲/۳۵	۱۰۵۹۸۸/۹۹
رسالت	۲۰۰۰/۷۹	۲۰۳۷/۰۰	۲۳۴۰/۷۳	۲۲۷۵/۹۰	۲۴۹۴/۸۰	۱۷۴۰۷۳/۷۵
سلمان	۲۰۰۲۵/۷۲	۲۱۹۴۶/۷۲	۱۹۵۴۲/۱۴	۱۷۲۹۳/۲۷	۱۴۵۱۲/۱۱	۶۰۸۳۹۰/۱۳
لایه گازی دالان	--	--	--	--	--	۱۷۱۳۵۲/۴۷
بلال	--	۱۸۱/۷۸	۳۹۸۶/۴۱	۵۵۱۶/۵۱	۴۴۴۰/۰۵	۱۴۱۲۴/۷۵
جمع منطقه لاوان	۲۲۶۰۵/۰۹	۲۴۷۲۵/۴۹	۲۶۴۰۴/۹۴	۲۵۸۶۱/۵۸	۴۳۸۳۱/۰۲	۱۰۷۳۹۳۰/۰۹
سیوند و دنا	۳۰۴۳/۳۴	۳۳۷۱/۳۰	۳۷۸۰/۴۲	۳۷۱۶/۶۸	۳۷۳۹/۳۳	۷۴۱۸۶/۷۶
نصرت	۸۵۸/۲۹	۹۱۳/۱۱	۶۵۹/۸۴	۵۵۶/۱۸	۹۶۰/۱۷	۱۵۳۲۰/۰۴
سیری الوند «آ»	۱۲۱۶/۱۴	۱۰۶۳/۱۸	۸۸۸/۹۸	۹۶۵/۶۵	۴۱۲/۲۱	۶۹۷۶/۹۷
سیری اسفند «ثی»	۳۴۶۰۷/۱۸	۳۷۳۰۶/۵۲	۳۳۵۴۳/۱۵	۳۲۷۷۱/۹۳	۲۹۵۴۱/۹۵	۲۲۰۶۷۲/۳۸
جمع منطقه سیری	۳۹۷۲۴/۹۵	۹۰۷۸/۱۱	۳۸۸۷۲/۳۹	۳۸۰۱۰/۴۴	۳۴۶۵۳/۶۶	۳۱۷۱۵۶/۱۵
جمع	۲۷۱۳۴۸/۶۷	۲۶۸۲۶۶/۲۶	۲۸۳۸۹۴/۴۵	۲۶۶۵۰۳/۶۳	۲۹۶۷۴۰/۸۸	۵۶۱۳۲۸۴/۴۰

جدول (۸-۳) : تولید و مصرف گاز همراه میادین دریایی در سال ۱۳۸۴ (میلیون فوت مکعب)

میدان	تولید گاز	تحویلی	مصرف	گاز سوزانده شده	گاز شیرین دریافتی
هندیجان، بهرگانسر	۱۲۴۹۹/۴۸	--	۹۱/۲۵	۱۲۴۰۸/۲۳	--
نوروز	۴۳۷۵/۲۷	--	۹۸/۷۷	۴۲۷۶/۵۰	--
سروش	۲۵۷۵/۵۰	--	۵۶/۲۹	۲۵۱۹/۲۱	--
جمع منطقه بهرگان	۱۹۴۵۰/۲۵	--	۲۴۶/۳۱	۱۹۲۰۳/۹۴	--
ابوزر	۲۷۸۶۷/۳۴	۳۸۴۱/۰۰	۶۶۳/۲۸	۲۴۰۲۶/۳۴	۶۶۳/۲۸
درود	۱۰۴۳۹۰/۱۵	۳۶۶۱۸/۰۰	۲۷۵۹/۲۹	۶۷۲۹۷/۱۶	۲۲۸۴/۳۰
فروزان	۶۶۵۴۸/۴۶	۳۰۱۷/۰۰	۱۹۱۵/۹۰	۶۳۱۶۶/۷۶	۱۵۵۱/۲۰
جمع منطقه خارک	۱۹۸۸۰۵/۹۵	۴۳۴۷۶/۰۰	۵۳۳۸/۴۷	۱۵۴۴۹۰/۲۶	۴۴۹۸/۷۸
رشادت	۱۱۰۲/۳۵	--	--	۱۱۰۲/۳۵	--
رسالت	۲۴۹۴/۸۰	--	--	۲۴۹۴/۸۰	--
سلمان	۱۴۵۱۲/۱۱	--	۳۰۴۵/۷۹	۱۱۴۶۶/۳۲	--
لایه گازی دالان	۲۱۲۸۱/۷۱	--	--	۲۱۲۸۱/۷۱	--
بلال	۴۴۴۰/۰۵	--	۱۵۸/۱۴	۴۲۸۱/۹۱	--
جمع منطقه لاوان	۴۳۸۳۱/۰۲	--	۳۲۰۳/۹۳	۴۰۶۲۷/۰۹	--
جمع منطقه سیری ^(۱)	۳۴۶۵۳/۶۶	--	۳۸۶۳/۸۷	۳۰۷۸۹/۷۹	--
جمع کل	۲۹۶۷۴۰/۸۸	۴۳۴۷۶/۰۰	۱۲۶۵۲/۵۸	۲۴۵۱۱۱/۰۸	۴۴۹۸/۷۸

(۱) منطقه سیری شامل میادین سیوند، دنا، نصرت، الوند و اسفند می باشد.

۳-۴-۲- تولید مایعات گازی، میعانات گازی و گوگرد

مایعات گازی: هیدروکربن‌های همراه گاز که تحت عنوان مایعات گاز طبیعی (NGL) شناخته می‌شوند، شامل اتان، پروپان، بوتان، ایزوبوتان و بنزین طبیعی می‌باشند. این NGL ها به طور جداگانه فروخته می‌شوند و مصارف متفاوتی همچون افزایش بازیافت نفت در چاههای نفت، فراهم آوردن مواد خام برای مجتمع‌های پتروشیمی به عنوان منابع انرژی و غیره دارند. مایعات گاز طبیعی معمولاً از گازهای همراه تحویل شده به کارخانجات گاز و گاز مایع بدست می‌آیند. در سال ۱۳۸۴ از کل مایعات تولیدی ۱۲۵/۶ هزار بشکه به مجتمع‌های پتروشیمی ارسال گردیده و مابقی آن به میزان ۱۳/۳ هزار بشکه در روز به سایر مصارف از جمله تزریق اختصاص داشته است.

جدول (۳-۹) : تولید مایعات گازی در کارخانجات گاز و گازمایع کشور طی سالهای ۸۴-۱۳۸۳

(بشکه در روز)

شرح / سال	۱۳۸۳	۱۳۸۴	میادین تغذیه کننده
NGL ۱۰۰	--	۲۶	آغاجاری، پازنان، کرنج، مارون، آغار و دالان
NGL ۲۰۰	۱۱۲۹	۱۶۷۶	آغاجاری، پازنان، رامشیر، کرنج، مارون، آغار و دالان
NGL ۳۰۰	۱۸۲۹	۱۷۲۹	آغاجاری، پازنان، رامشیر، کرنج، مارون، آغار و دالان
NGL ۴۰۰ و ۵۰۰	۸۵۶۵	۸۴۴۲	مارون
NGL ۶۰۰	۲۵۷۳	۳۷۲۰	اهواز
NGL ۷۰۰	۲۴۲۹۹	۳۳۶۳۳	اهواز، مارون
NGL ۸۰۰	۲۳۰۶۱	۱۹۶۱۴	اهواز، مارون
NGL ۹۰۰	۲۰۱۹۲	۱۷۲۹۴	پازنان گنبدی
NGL ۱۰۰۰	۷۶۴۹	۶۰۹۵	پازنان گنبدی
NGL ۱۲۰۰	۱۵۰۹۳	۱۸۱۷۳	گچساران
NGL ۱۳۰۰	۳۳۷۵	۹۰۹۵	بی بی حکیمه، رگ سفید
NGL ۱۵۰۰	۲۴۷۸۷	۱۸۳۶۰	کرنج، پارسی
NGL ۱۶۰۰	۵۲۴	۵۱۷	آغار، پازنان گنبدی
جمع	۱۳۳۰۷۶	۱۳۸۳۷۴	--

میعانات گازی: به هیدروکربورهایی گفته می‌شود که در ذخایر گاز طبیعی (عمدتاً ذخایر گاز میادین مستقل و گاز کلاهدک) وجود داشته و به صورت رسوب و ته نشین در گاز استخراجی قرار می‌گیرند. با خروج گاز از مخزن و در اثر افت فشار و کاهش دما، میعانات قابل جمع‌آوری بوده و میزان تولید آنها، تابعی از حجم گاز خروجی است. میعانات گازی برخلاف بوتان و پروپان، نیازمند شرایط ویژه برای مایع ماندن نیستند و به شیوه‌های مختلف قادر به تبدیل به نفت

سبک و شیرین هستند. میعانات گازی عمدتاً سبک و دارای گوگرد پایین هستند و معمولاً عاری از انواع فلزات بوده و برشی نزدیک به نفتا دارند، به طوری که تقریباً نیمی از آن را نفتا تشکیل می‌دهد. میعانات گازی عمدتاً از پالایشگاههای گاز و دستگاههای تفکیک کننده میادین مستقل گازی بدست می‌آید و بخشی از آن تحویل پالایشگاههای نفت می‌گردد تا به عنوان خوراک در پروسه پالایشی وارد گردد؛ بخش دیگر آن نیز صادر شده و مابقی به کارخانجات گاز و گاز مایع به عنوان خوراک تحویل می‌گردند. در طول ۹ سال گذشته، متوسط تولید میعانات گازی ۱۱۸/۴ هزار بشکه در روز بوده و از ۷۴/۵ هزار بشکه در روز تولیدی در سال ۱۳۷۶، با رشد ۱۸۸/۱ درصدی، به ۲۱۴/۷ هزار بشکه در روز در سال ۱۳۸۴ رسیده است. این میزان تولید در سال ۱۳۸۴ نسبت به سال قبل نیز با رشد ۹/۶ درصدی مواجه بوده است. جدول (۱۰-۳)، بیانگر حجم میعانات گازی تولید شده طی سالهای ۸۴-۱۳۷۶ می‌باشد.

جدول (۱۰-۳) : تولید میعانات گازی طی سالهای ۸۴ - ۱۳۷۶ (هزار بشکه در روز)

شرح	۱۳۷۶	۱۳۷۷	۱۳۷۸	۱۳۷۹	۱۳۸۰	۱۳۸۱	۱۳۸۲	۱۳۸۳	۱۳۸۴
میعانات گازی	۷۴/۵	۷۱/۸	۷۷/۰	۷۷/۲	۷۸/۸	۱۲۰/۴	۱۵۵/۳	۱۹۵/۹	۲۱۴/۷

جدول (۱۱-۳) : تولید میعانات گازی در پالایشگاههای کشور طی سالهای ۸۴-۱۳۷۹ (مترمکعب)

شرح / سال	۱۳۷۹	۱۳۸۰	۱۳۸۱	۱۳۸۲	۱۳۸۳	۱۳۸۴
پالایشگاه شهید هاشمی نژاد	۱۰۳۹۴۹	۸۲۴۳۸	۷۸۴۵۶	۵۸۳۱۹	۱۰۹۰۱۵	۹۳۷۴۸
پالایشگاه ولیعصر (فجر یا کنگان)	۲۵۱۸۴۱۳	۲۵۹۵۹۰۱	۲۳۹۲۰۴۸	۲۲۸۶۷۹۲	۲۲۸۷۶۴۶	۲۱۱۷۱۹۲
پالایشگاه سرخون	۳۹۱۴۱۷	۳۹۲۳۵۲	۴۱۷۱۹۷	۵۳۰۱۱۰	۵۸۲۷۳۰	۵۶۴۱۰۸
مجتمع نمرزایی گورزین	۲۵۳۷۷	۲۳۲۲۴	۲۴۸۸۰	۲۹۲۱۴	۲۶۲۴۰	۲۷۷۳۴
پالایشگاه پارس جنوبی فاز ۱	--	--	--	--	۱۲۳۱۷۰۰	۱۴۷۳۹۰۰
پالایشگاه پارس جنوبی فازهای ۲ و ۳	--	--	۱۴۹۵۰۰۰	۴۷۴۴۲۰۰	۴۸۳۶۹۰۰	۳۹۸۸۱۰۰
پالایشگاه پارس جنوبی فازهای ۴ و ۵	--	--	--	--	۱۰۳۶۰۰	•
مجتمع پالایشی گاز پارسیان	--	--	--	۷۱۲۰۰	۱۶۵۱۰۰	• ^(۱) ۲۱۷۰۰۰
جمع تولید میعانات گازی	۳۰۶۳۹۱۵	۴۴۰۷۵۷۵	۸۱۶۷۷۲۳	۹۳۴۲۹۳۱	۸۴۸۱۷۸۲	

(۱) معادل ۱۳۶۴۵۸۱ بشکه استاندارد می‌باشد.

• ارقام در دسترس نمی‌باشند.

جدول (۱۲-۳) : صادرات میعانات گازی طی سالهای ۸۴ - ۱۳۸۱ (هزار تن)

شرح / سال	۱۳۸۱	۱۳۸۲	۱۳۸۳	۱۳۸۴
تعداد محموله	۶۲	۶۶	۶۸	۶۲
وزن	۱۸۱۸/۲	۱۸۴۹/۹	۱۸۷۳/۵	۱۷۶۶/۷۴

در سال ۱۳۸۴ کل تولید میعانات گازی ۲۱۴/۷ هزار بشکه در روز بوده که از این میزان ۴/۱۶ هزار بشکه در روز به پالایشگاههای نفت و ۳۶/۶ هزار بشکه در روز به کارخانجات گاز و گاز مایع تحویل داده شده است. همچنین در این سال، از کل میعانات گازی تولیدی، ۱۷۳/۹ هزار بشکه در روز نیز صادر شده است.

گوگرد: گاز طبیعی بعضی چاهها حاوی مقادیر مهمی از گوگرد و دی اکسید کربن می باشد که به علت بوی زننده گوگرد محتوی آن، بیشتر «گاز ترش» نامیده می شود. گوگردی که در گاز طبیعی وجود دارد، به شکل سولفید هیدروژن (H_2S) است و معمولاً اگر میزان سولفید هیدروژن از ۵/۷ میلی گرم در هر مترمکعب گاز طبیعی بیشتر شود این گاز، گاز ترش نامیده می شود. گوگردی که در جریان گاز طبیعی وجود دارد، می تواند استخراج شود و به طور جداگانه وارد بازار شود. تولید گوگرد از این طریق می تواند حدود ۱۵ درصد از تولید کل گوگرد را در برگیرد. بایستی توجه داشت، هر چند گوگرد محصول با ارزش و گران قیمتی نیست، اما به دلایل زیست محیطی و با توجه به اینکه سوزاندن گوگرد باعث آسیب به محیط زیست می شود، ناگزیر از تولید آن هستیم.

جدول (۱۳-۳) : تولید گوگرد در پالایشگاههای کشور طی سالهای ۸۴-۱۳۷۹ (تین)

شرح / سال	۱۳۷۹	۱۳۸۰	۱۳۸۱	۱۳۸۲	۱۳۸۳	۱۳۸۴
پالایشگاه شهید هاشمی نژاد	۲۸۱۲۸۲	۲۷۴۵۲۰	۴۳۵۸۰۸	۴۲۷۸۰۷	۴۵۶۰۰۴	۴۹۰۵۷۶
مجتمع پالایش گاز پارس جنوبی (فاز ۱)	--	--	--	--	۲۰۸۲۸/۲	۲۹۷۲۸/۴
مجتمع پالایش گاز پارس جنوبی (فازهای ۳ و ۲)	--	--	--	۱۲۹۴۲۵/۸	۱۳۹۸۳۳/۰	۱۰۸۱۹۷/۵
مجتمع پالایش گاز پارس جنوبی (فازهای ۴ و ۵)	--	--	--	--	•	•
جمع تولید	۲۸۱۲۸۲	۲۷۴۵۲۰	۴۳۵۸۰۸	۵۵۷۲۳۲/۸	۶۱۶۶۵/۲	۶۲۸۵۰۱/۹

• ارقام در دسترس نمی باشند.

۳-۴-۳- تولید گاز سبک

گاز سبک از کارخانجات گاز و گاز مایع در حوزه عملیاتی مناطق نفت خیز شامل ۱۰۰ تا ۱۰۰۰ و کارخانه ۱۵۰۰ و ۱۶۰۰ به ترتیب در نواحی آغاچاری، مارون، اهواز، پازنان، کرنج و پارس و آغار و دالان و همچنین پالایشگاههای گازی شهید هاشمی نژاد و واحد نمزدایی گنبدلی در ناحیه سرخس، نمزدایی سراج در استان مرکزی، پالایشگاه سرخون و نمزدایی قشم در ناحیه جنوب شرقی (حوزه میادین سرخون و گورزین) و پالایشگاه ولیعصر میادین نار و کنگان تولید می گردد. گاز سبک همراه از کارخانجات گاز و گاز مایع ۱۰۰ تا ۸۰۰ و ۱۵۰۰، گاز سبک کلاhek از

کارخانجات ۹۰۰ و ۱۰۰۰ و گاز سبک میدان آغار و دالان در کارخانه ۱۶۰۰ آماده تحویل به نقاط مصرف می‌باشد. میزان تولید گاز سبک همراه از یک سو به میزان تولید و از سوی دیگر به جمع‌آوری گاز همراه و تحویل گاز غنی به کارخانجات گاز و گاز مایع بستگی دارد. تولید گاز سبک کلاهیک صرفاً برای تزریق گاز در میادین گچساران و مارون استفاده می‌شود. گاز سبک میادین مستقل از پالایشگاههای گازی و واحدهای نهمزدایی تولید می‌گردد. در سال ۱۳۸۴، جمعاً ۳۶۰/۸ میلیون مترمکعب در روز گاز سبک تولید شده که حدود ۸۰/۹ درصد از میادین مستقل، ۱۱/۰ درصد از منابع گاز همراه و ۸/۱ درصد آن از محل گازهای کلاهیک بدست آمده است. جدول (۱۴-۳)، تولید گاز سبک در پالایشگاههای کشور طی سالهای ۱۳۷۶ تا ۱۳۸۴ را نشان می‌دهد.

جدول (۱۴-۳) : تولید گاز سبک از منابع مختلف طی سالهای ۱۳۷۶-۸۴ (میلیون مترمکعب در روز)

سال	گاز همراه	گاز کلاهیک	گاز میادین مستقل	جمع
۱۳۷۶	۳۳/۴۷	۴۲/۲۵	۱۰۲/۸۱	۱۷۸/۵۳
۱۳۷۷	۳۴/۸۴	۳۹/۸۷	۱۲۱/۷۸	۱۹۶/۴۹
۱۳۷۸	۳۲/۹۶	۴۲/۹۰	۱۴۵/۵۷	۲۲۱/۴۳
۱۳۷۹	۳۴/۳۶	۴۱/۶۴	۱۵۸/۱۱	۲۳۴/۱۱
۱۳۸۰	۳۷/۰۰	۴۹/۰۰	۱۷۱/۰۰	۲۵۷/۰۰
۱۳۸۱	۴۷/۰۱	۳۹/۳۷	۲۰۱/۹۲	۲۸۸/۳۰
۱۳۸۲	۳۸/۰۰	۳۲/۰۰	۲۳۴/۰۰	۳۰۴/۰۰
۱۳۸۳	۴۰/۱۰	۳۳/۴۰	۲۷۱/۹۱	۳۴۵/۴۱
۱۳۸۴	۳۹/۷۹	۲۹/۰۵	۲۹۲/۰	۳۶۰/۸۴

۳-۴-۴- برداشت گاز طبیعی

مجموع برداشت داخلی گاز طبیعی در سال ۱۳۸۴، حدود ۱۰۶۳۷۲ میلیون مترمکعب بوده که نسبت به کل برداشت ۹۹۵۲۰ میلیون مترمکعبی سال گذشته حدود ۷/۰ درصد رشد داشته است. در این سال، میدان پارس جنوبی با پیشی گرفتن از کنگان، تولیدی معادل ۴۰ میلیارد مترمکعب داشته و به عبارت دیگر حدود ۳۸/۰ درصد از تأمین داخلی گاز طبیعی کشور را برعهده داشته است. میدان گازی کنگان نیز با ۳۳/۵ میلیارد مترمکعب و تأمین ۳۱/۵ درصد گاز مورد نیاز کشور، در مکان دوم قرار گرفته است. در سال ۱۳۸۴، این دو میدان در مجموع حدود ۷۰/۰ درصد تأمین داخلی گاز طبیعی را برعهده داشته‌اند. میادین خراسان و خوزستان با ۲۱ درصد سهم در تأمین داخلی گاز طبیعی، در جایگاه بعدی قرار دارند. نکته مهمی که بایستی به آن توجه داشت، عدم وجود گازهای برداشت نشده در سال ۱۳۸۴ می‌باشد.

در سال مذکور، بیشترین افزایش برداشت گاز نسبت به سال قبل، مربوط به میدان گازی دالان می‌باشد که حدوداً دو برابر شده است. البته میداین کنگان، خراسان و ۱۶۰۰ NGL نیز با کاهش برداشت مواجه بوده‌اند. جدول (۱۵-۳)، میانگین برداشت سالیانه گاز طبیعی را طی سالهای ۸۴-۱۳۷۹ به تفکیک میداین نشان می‌دهد.

جدول (۱۵-۳) : برداشت گاز طبیعی طی سالهای ۸۴-۱۳۷۹ (میلیون مترمکعب)

منطقه	۱۳۷۹	۱۳۸۰	۱۳۸۱	۱۳۸۲	۱۳۸۳	۱۳۸۴
خوزستان	۱۰۸۰۸	۹۹۹/۷	۱۰۳۹۵/۲	۹۶۷۷	۹۹۶۰	۱۰۰۸۴
کنگان	۳۴۴۲۳	۳۶۶۴۱/۹	۳۴۶۸۹/۶	۳۴۷۹۲	۳۵۵۹۰	۳۳۴۴۳
دالان	۳۸۰۸	۵۷۰۶/۲	۲۵۰۳/۹	۱۲۵۶	۲۸۵	۸۴۷
سراج	۱۲۸	۱۳۰/۹	۱۰۲/۲	۱۱۰	۱۳۳	۲۵۵
خراسان	۹۸۱۴	۱۰۲۸۶/۳	۱۳۰۰۱/۳	۱۳۲۸۹	۱۴۲۶۰	۱۲۵۰۶
پارس جنوبی	--	۹/۳	۱۰۶۷۹/۹	۱۹۴۵۸	۲۹۷۵۳	۴۰۱۵۸ ^(۱)
پارسیان	--	--	--	۷۱۲	۱۷۲۷	۲۰۱۰
هرمزگان	۳۱۹۱	۳۱۷۹/۱	۳۵۸۸/۰	۴۷۱۹	۵۳۴۵	۵۶۰۳
آغار (۱۶۰۰ NGL)	--	۱۲۲۶/۱	۱۶۰۶/۰	۲۱۶۱	۲۳۴۷	۱۴۶۶
گازهای برداشت نشده	۱۷۰/۸	۱۵۹/۸	۱۹۳/۵	۲۲۳	۱۲۰	--
جمع برداشت داخلی	۶۱۶۲۲/۸	۶۷۳۳۳/۳	۷۶۷۵۹/۶	۸۶۳۹۷	۹۹۵۲۰	۱۰۶۳۷۲

(۱) برداشت از فاز ۱، ۲ و ۳، ۴ و ۵ پارس جنوبی به ترتیب ۶۱۵۸، ۱۶۴۱۱ و ۱۷۵۸۹ میلیون مترمکعب می‌باشد.

۳-۴-۵- تزریق گاز به میداین نفتی

تزریق گاز به مخازن نفتی رکن اساسی در تولید صیانتی از میدان نفتی را دارد. هدف از تزریق گاز به میداین نفتی، جلوگیری از افت فشار، تثبیت و یا تقویت فشار مخزن برای بازیافت درصد بیشتری از نفت خام موجود در جای اولیه است. مقدار نفتی که از این راه به دست خواهد آمد، رابطه بسیار نزدیکی با مکانیسم تولید اولیه، طبیعت سنگ مخزن، گستردگی شکافها، زمان تزریق و نوع سیالات قابل تزریق دارد. گاز تزریقی به جداسازی سولفید هیدروژن احتیاج ندارد زیرا وجود این ترکیب در گاز به بازیافت نفت نیز کمک می‌کند.

بسیاری از میدانهای نفتی ایران نیمه دوم عمر خود را طی کرده و با افت شدید تولید روبرو شده‌اند که در این راستا، تزریق گاز یکی از بهترین گزینه‌ها برای افزایش ضریب بازیافت یا برداشت این میداین نفتی می‌باشد. اگر میدان گازی پارس جنوبی، گزینه اصلی تأمین حجم عظیم گاز تزریقی به میداین نفتی کشور باشد، قسمت عمده‌ای از سرمایه‌گذاری، از محل فروش میعانات گازی مستهلک خواهد شد. میزان تزریق گازی که توسط شرکت ملی نفت ایران در سال ۱۳۸۴

صورت گرفته، حدود ۴۷/۶ میلیون مترمکعب در روز بوده است. تزریق گاز به میزان کافی به میادین نفتی، تأمین کننده منافع ملی است، زیرا موجب می شود تا علاوه بر بازیافت میلیاردها بشکه از نفت در جا، چندین تریلیون مترمکعب گاز برای استفاده نسل های آینده ذخیره سازی شود. جدول (۱۶-۳)، میزان تزریق گاز به میادین نفتی کشور را طی دوره زمانی ۸۴-۱۳۷۶ نشان می دهد.

جدول (۱۶-۳) : تزریق گاز به میادین نفتی طی سالهای ۸۴ - ۱۳۷۶ (میلیون مترمکعب در روز)

شرح	۱۳۷۶	۱۳۷۷	۱۳۷۸	۱۳۷۹	۱۳۸۰	۱۳۸۱	۱۳۸۲	۱۳۸۳	۱۳۸۴
مقدار تزریق	۶۴/۳۰	۶۷/۴۹	۶۷/۷۵	۷۱/۱۴	۷۵/۴۰	۷۲/۳۵	۷۷/۸۹	۸۰/۰۵	۴۷/۶۴ ^(۱)

(۱) شامل تزریق گاز غنی و سبک به میزان ۳/۸۷ و ۴۳/۷۷ میلیون مترمکعب در روز توسط شرکت ملی نفت ایران می باشد.

تزریق گاز امتزاجی رامشیر: میدان نفتی رامشیر در فاصله ۱۴۵ کیلومتری جنوب شرقی اهواز و ۲۰ کیلومتری جاده امیدیه به ماهشهر واقع است. این میدان در مجاورت میدان های شادگان، رگ سفید و آغاچاری واقع شده است. وجود نفت در این میدان در سال ۱۳۴۱ اثبات و از سال ۱۳۴۵ تولید از آن آغاز شد. طرح تزریق گاز امتزاجی به لایه خامی میدان رامشیر، نخستین تجربه در ایران و دومین تجربه از این دسته طرح های تزریق گاز در جهان بوده و برای بازیافت اولیه ۳۳۰، ثانویه ۳۹۰ و نهایی ۵۲۰ میلیون بشکه نفت طراحی شده است. این طرح، به روش امتزاج یا ترکیب گاز و گاز مایع انجام شده و در آن، روزانه ۱/۸ میلیون مترمکعب (۶۵ میلیون فوت مکعب گاز) از خط ۳۲ اینچ آغار و دالان با فشار حدود ۸۵ تا ۹۵ bar، از طریق احداث ۱۰ کیلومتر خط لوله ۱۰ اینچ زیرزمینی، وارد واحد تزریق گاز شده و پس از عبور از دستگاه لخته گیری برای جداسازی مایعات همراه، به صورت کاملاً خشک وارد کمپرسورها شده و پس از فشرده شدن، وارد خط لوله شش اینچ می شود. از سوی دیگر، ۱۰ هزار بشکه در روز گاز مایع تأمین شده از طریق ۴/۶ کیلومتر خط لوله ۶ اینچ از مایل ۱۹ ماهشهر نیز، پس از عبور از فیلتر، در یک خط لوله با گاز (با درصد مشخصی) ترکیب می شود. سپس، با فشار افزایی و تراکم ترکیب گاز طبیعی و مایعات گازی تا ۲۸۴ bar، در نهایت این ماده ترکیبی به دو حلقه چاه نیمه فعال مخزن رامشیر تزریق می شود. این تزریق در لایه نفتی صورت گرفته و سبب بازیافت ثانویه نفت خام می گردد. تزریق امتزاجی سبب رقیق تر شدن نفت میدان رامشیر و در نهایت، افزایش خروجی و کیفیت نفت این میدان شده و در مجموع، موجب افزایش میزان بازیافت حجم نفت درجا می گردد. در این نوع تزریق اگر نسبت ترکیب گاز و گاز مایع را تغییر دهیم، میزان برداشت نفت نیز بیشتر می شود. این طرح در شرکت بهره برداری نفت و گاز آغاچاری که بزرگترین شرکت بهره برداری نفت و گاز مناطق نفت خیز جنوب کشور از نظر حوزه عملیاتی است قرار دارد.

۳-۵- پالایش

گاز غنی تولیدی در کشور، پس از تولید توسط شرکت ملی نفت ایران، برای تصفیه به پالایشگاههای گازی کشور که زیر نظر مدیریت بهره‌برداری شرکت ملی گاز ایران فعالیت می‌کند، تحویل داده شده و پس از طی فرآیندهای مختلف تصفیه در پالایشگاههای گاز، به شبکه سراسری انتقال و توزیع گاز منتقل و یا به مصارف پروژه‌های تزریق می‌رسند. گاز تصفیه شده از پالایشگاهها برای تسهیل در بهره‌برداری، به عنوان گاز سبک شناخته می‌شود. ظرفیت پالایش گاز طبیعی کشور در سالهای ۸۴-۱۳۷۶ از روزانه ۱۴۲/۲ میلیون مترمکعب در سال ۱۳۷۶، بیش از ۲/۷ برابر شده و به روزانه ۳۸۳ میلیون مترمکعب افزایش یافته است که بیانگر رشد متوسط سالانه ۱۳/۲ درصدی پالایش و نم زدایی گاز طبیعی در این دوره می‌باشد. قسمت قابل توجه افزایش ظرفیت پالایش گاز طبیعی در چند سال اخیر، ناشی از افزایش ظرفیت برخی پالایشگاههای موجود (کنگان، خانگیران و سرخون) و نیز به چرخه تولید پیوستن پالایشگاههای جدید (پارس جنوبی، دالان و پارسین) بوده است. ساخت پالایشگاه پارسین با ظرفیت ۴۳ میلیون مترمکعب در روز، پالایشگاه بید بلند ۲ با ظرفیت روزانه ۵۷ میلیون مترمکعب، ایلام با ظرفیت ۶/۸ میلیون مترمکعب در روز، مسجد سلیمان با ظرفیت روزانه یک میلیون مترمکعب و همچنین پالایشگاه گشوی جنوبی با ظرفیت ۱۴ میلیون مترمکعب در روز، طرح‌های پالایشگاهی در دست اجرای شرکت ملی گاز هستند. با احداث پالایشگاههای مذکور میزان پالایش گاز در کشور به ۵۰۴/۸ میلیون مترمکعب در روز افزایش خواهد یافت.

جدول (۱۷-۳) : ظرفیت پالایش و نم‌زدایی پالایشگاههای گاز کشور طی سالهای ۸۴-۱۳۷۶

(میلیون مترمکعب در روز)

پالایشگاه / سال	۱۳۷۶	۱۳۷۷	۱۳۷۸	۱۳۷۹	۱۳۸۰	۱۳۸۱	۱۳۸۲	۱۳۸۳	۱۳۸۴
فجر (کنگان)	۷۹/۳	۹۰/۷	۱۰۵/۰	۱۱۰/۰	۱۱۰/۰	۱۱۰/۰	۱۱۰/۰	۱۱۰/۰	۱۱۰/۰
خانگیران (شهید هاشمی‌نژاد)	۲۶/۴	۲۷/۵	۲۷/۵	۲۷/۵	۴۴/۵	۴۴/۵	۴۴/۵	۴۴/۵	۴۴/۵
بید بلند ۱	۲۲/۵	۲۲/۵	۲۲/۵	۲۲/۵	۲۲/۵	۲۲/۵	۲۲/۵	۲۲/۵	۲۲/۵
سرخون	۷/۱	۷/۱	۷/۱	۷/۱	۷/۱	۱۴/۱	۱۴/۱	۱۴/۱	۱۴/۱
دالان	--	--	۲۰/۰	۲۰/۰	۲۰/۰	۲۰/۰	۲۰/۰	۲۰/۰	۲۰/۰
گورزین	۱/۷	۱/۷	۱/۷	۱/۷	۱/۷	۱/۷	۱/۷	۱/۷	۱/۷
پارس جنوبی (فازهای ۱ تا ۵)	--	--	--	--	--	۵۰/۰	۷۵/۰	۱۴۰/۰	۱۴۰/۰
پارسین	--	--	--	--	--	--	۲۵/۰	۲۵/۰	۲۵/۰
سایر ^(۱)	۵/۲	۵/۲	۵/۲	۵/۲	۵/۲	۵/۲	۵/۲	۵/۲	۵/۲
جمع	۱۴۲/۲	۱۵۴/۷	۱۸۹/۰	۱۹۴/۰	۲۱۱/۰	۲۶۸/۰	۳۱۸/۰	۳۸۳/۰	۳۸۳/۰

(۱) شامل واحدهای نم‌زدایی سراج، شورججه و گنبدلی می‌گردد.

عملکرد پالایشگاه شهید هاشمی نژاد (خانگیران): پالایشگاه گاز شهید هاشمی نژاد در ۳۵ کیلومتری جنوب شهر مرزی سرخس و ۱۶۵ کیلومتری شمال شرق مشهد قرار دارد. فاز اول این پالایشگاه، با ظرفیت تصفیه روزانه ۳۰ میلیون مترمکعب گاز ترش و شیرین در بهمن ماه سال ۱۳۶۲ به بهره‌برداری رسید. با افتتاح فاز دوم در سال ۱۳۸۰ در نهایت این پالایشگاه به ظرفیت پالایش گاز ۴۴/۵ میلیون مترمکعب در روز رسیده است. این پالایشگاه در حال حاضر، با پنج واحد تصفیه گاز ترش و سه واحد تصفیه (نم زدایی) گاز شیرین، توانایی جذب و تصفیه تمامی گازهای ترش و شیرین قابل برداشت از مخازن منطقه را دارد. این پالایشگاه در سال ۱۳۸۴، با تصفیه ۱۴/۰ میلیارد مترمکعب گاز ترش و شیرین دریافتی، حدود ۱۲/۰ میلیارد مترمکعب گاز سبک به خطوط انتقال سراسر کشور ارسال کرد.

جدول (۱۸-۳): عملکرد شرکت پالایش گاز شهید هاشمی نژاد طی سالهای ۸۴-۱۳۷۹^(۱) (هزار مترمکعب)

شرح / سال	۱۳۷۹	۱۳۸۰	۱۳۸۱	۱۳۸۲	۱۳۸۳	۱۳۸۴
کل دریافتی:						
- شیرین دریافتی از شوربچه	۱۰۶۳۱۶۷	۸۶۰۳۸۰	۷۷۷۰۴۰	۹۴۹۱۶۱	۱۳۲۹۷۰۶	۹۷۹۹۹۸
- شیرین دریافتی از گندلی	۱۵۱۸۵۱	۱۳۳۱۳۸	۲۳۰۷۳۳	۲۲۶۲۶۰	۱۹۹۱۷۰	۲۱۳۷۹۹
- ترش دریافتی	۸۶۳۱۱۷۵	۹۲۷۱۳۱۲	۱۱۹۹۶۵۶۸	۱۲۱۱۷۰۳۵	۱۲۷۳۲۷۵۸	۱۲۸۲۷۶۷۴
جمع دریافتی	۹۸۴۶۱۹۳	۱۰۲۹۱۸۳۰	۱۳۰۰۴۳۴۱	۱۳۲۹۲۴۵۶	۱۴۲۶۱۶۳۴	۱۴۰۲۱۴۷۱
کل ارسالی:						
- ارسالی به خط لوله ۱۶ اینچ	۷۴۴۹۳۷	۷۸۱۳۳۰	۷۷۱۸۵۶	۸۱۴۸۱۹	۷۵۱۸۹۹	۶۹۵۷۳۵
- ارسالی به خط لوله ۳۶ اینچ	۷۹۴۶۴۰۷	۸۰۰۹۰۲۲	۱۰۳۷۲۷۹۹	۱۰۵۹۳۹۸۱	۱۱۵۵۳۰۷۳	۱۱۲۶۰۰۴۱
جمع ارسالی	۸۶۹۱۳۴۴	۸۷۹۰۳۵۲	۱۱۱۴۴۶۵۵	۱۱۴۰۸۸۰۰	۱۲۳۰۴۹۷۲	۱۱۹۵۵۷۷۶
گاز سوخت مصرفی	۲۸۶۱۹۵	۳۸۴۹۵۵	۴۶۰۱۰۶	۴۶۶۹۳۷	۴۸۸۲۵۸	۴۹۶۷۲۵
جمع گاز تولیدی	۸۹۷۷۵۳۹	۹۱۷۵۳۰۷	۱۱۶۰۴۷۶۱	۱۱۸۷۵۷۳۷	۱۲۷۹۳۲۳۰	۱۲۴۵۲۵۰۱
گاز اسیدی	۸۶۳۲۷۹	۹۲۹۸۲۷	۱۱۹۹۶۴۰	۱۲۱۱۷۰۱	۱۲۷۳۲۷۵	(۲)۱۲۸۲۷۶۷
حجم ضایعات	۲۹۱۵۷۰	۱۸۶۶۹۶	۱۹۹۹۴۰	۲۰۵۰۱۸	۱۹۵۱۲۹	۲۸۶۲۰۳

(۱) سوخت مصرفی پالایشگاه و شرکت ملی نفت ایران از گاز ارسالی به خط ۳۶ اینچ تأمین می‌گردد که در رقم جمع کل ارسالی لحاظ شده است.

(۲) شامل ۳۵۰۳۷ هزار مترمکعب گازهای اسیدی سوزانده شده و ۱۲۴۷۷۳۰ هزار مترمکعب گاز اسیدی مورد استفاده برای تولید گوگرد می‌باشد.

عملکرد پالایشگاه گاز فجر (کنگان): این پالایشگاه، در استان بوشهر و در ۳۰۰ کیلومتری جنوب شرقی بندر بوشهر و ۲۰۰ کیلومتری جنوب شیراز قرار دارد. ظرفیت این پالایشگاه از ۷۹ میلیون مترمکعب در روز در سال ۱۳۷۶، با بهینه سازی و افزایش ظرفیت واحدهای موجود و استفاده از واحد یدک در قالب بهره‌گیری از تسهیلات بیع متقابل اول گازرسانی، به ۱۱۰ میلیون مترمکعب در روز در سال ۱۳۷۹ افزایش یافته است. در حال حاضر نیز این پالایشگاه با ۸ واحد پالایشی و ظرفیت عملیاتی ۱۳/۷۵ میلیون مترمکعب در روز برای هر واحد، دارای ظرفیت پالایشی ۱۱۰ میلیون

مترمکعب در روز بوده که حدود ۲۸/۷ درصد از کل ظرفیت پالایشگاهی کشور می‌باشد. گازهای میدان نار و برخی گازهای میدان کنگان در این پالایشگاه، پس از شیرین سازی، نم زدایی و کنترل نقطه شبنم و طی مراحل پالایشی به خط لوله دوم ۵۶ اینچ گاز کشور تزریق می‌گردد. جدول (۱۹-۳)، عملکرد شرکت پالایش گاز فجر طی سالهای ۱۳۷۹ الی ۱۳۸۴ را نشان می‌دهد.

جدول (۱۹-۳) : عملکرد شرکت پالایش گاز فجر طی سالهای ۸۴-۱۳۷۹ (میلیون متر مکعب)

شرح / سال	۱۳۷۹	۱۳۸۰	۱۳۸۱	۱۳۸۲	۱۳۸۳	۱۳۸۴
گاز خوراک	۳۴۵۱۴/۴	۳۶۶۴۷/۳	۳۴۶۷۵/۶	۳۴۷۹۰/۲	۳۵۹۴۳/۴	۳۳۹۸۹
ضایعات اسیدی سوزانده شده	۵۸۶/۷	۶۲۳/۰	۵۸۹/۵	۵۹۱/۴	۵۸۹/۶	۵۵۶/۵۵
افت گاز	•	•	•	•	•	۶۸۷/۵۸
گاز خشک ارسالی به خط ۵۶ اینچ	۳۳۷۹۳/۷	۳۵۹۷۹/۴	۳۴۰۶۳/۵	۳۳۷۷۶/۴	۳۴۶۸۰/۳	۳۲۷۴۴/۷۶
مصرف داخلی پالایشگاه	•	•	•	•	•	۲۹۷/۹۲

• ارقام در دسترس نمی‌باشند.

عملکرد پالایشگاه گاز بید بلند : پالایشگاه گاز بید بلند در ۱۷۵ کیلومتری شمال شرقی آبادان، ۳۲ کیلومتری غرب بهبهان و ۴۰ کیلومتری شمال آجاجاری در استان خوزستان واقع شده است. این پالایشگاه قدیمی‌ترین و یکی از مهمترین پالایشگاههای گاز ایران و نیز اولین پالایشگاه گاز در خاورمیانه می‌باشد که در سال ۱۳۵۰، با ۵ واحد تصفیه گاز به ظرفیت ۲۳ میلیون مترمکعب در روز برای هر واحد، بهره‌برداری از آن آغاز گردیده است. در ابتدا، هدف از احداث این پالایشگاه، تصفیه گازهای ترش در منطقه آجاجاری بود که بعد از کشف حوزه‌های نفتی مارون و اهواز، واحد نم زدایی برای تعدیل نقطه شبنم گازهای مارون و اهواز نیز به پالایشگاه اضافه شد. این واحد نیز با ظرفیت ۱۲۶۱ میلیون فوت مکعب در روز در سال ۱۳۵۴ مورد بهره‌برداری قرار گرفت. در حال حاضر، پالایشگاه مذکور قادر است روزانه ۲۲/۵ میلیون مترمکعب گاز را تصفیه کند و قرار است روزانه تصفیه ۵۷ میلیون مترمکعب گاز ترش دیگر نیز به ظرفیت آن افزوده شود.

جدول (۲۰-۳) : عملکرد شرکت پالایش گاز بید بلند طی سالهای ۸۴-۱۳۸۰ (میلیون متر مکعب)

شرح	۱۳۸۰	۱۳۸۱	۱۳۸۲	۱۳۸۳	۱۳۸۴
گاز ترش دریافتی	۲۲۵۶/۵۶	۳۰۴۲/۸	۳۱۳۵/۲	۳۳۷۹/۵	۲۵۰۰/۸
مصرف داخلی پالایشگاهها	۶۴/۳۷	۷۳/۴	۷۴/۴	۷۱/۱	۶۶/۵
گاز اسیدی سوزانده شده	۴۳/۴۹	۵۴/۴	۴۶/۱	۵۴/۲	۴۲/۸
سوخت مشعلها	۴۷/۷۶	۴۶/۳	۴۵/۰	۶۴/۴	۴۰/۲
گاز شیرین ارسالی به خط لوله ۴۲ اینچ	۲۱۰۰/۹۴	۲۸۶۸/۷	۲۹۶۹/۷	۳۲۰۷/۸	۲۳۵۱/۳

عملکرد پالایشگاه گاز سرخون و قشم: پالایشگاه گاز سرخون و قشم، فعالیتهای خود را در بخش تولید گاز طبیعی پالایش شده و مایعات گازی همراه از دو حوزه گازی سرخون و گورزین که به ترتیب در منطقه بندرعباس و جزیره قشم واقع شده‌اند، از سال ۱۳۵۷ آغاز نمود. این پالایشگاه و خطوط لوله گاز استانه‌های زیر پوشش آن (هرمزگان و کرمان)، به سیستم شبکه گازرسانی کل کشور متصل نمی‌باشد. در سال ۱۳۸۴، بیش از ۵۶۲۲/۵ میلیون مترمکعب گاز از میدان‌های سرخون و قشم (گورزین) برداشت شده که به ترتیب ۵۰۴۵/۸ میلیون مترمکعب آن از میدان گازی سرخون و ۵۷۶/۷ میلیون مترمکعب آن نیز از میدان گورزین بوده است. از طرف دیگر، در این سال ۵۵۰۲/۳ میلیون مترمکعب گاز تصفیه شده، ۵۹۱/۸ هزار مترمکعب میعانات گازی و ۵۲/۸ هزار متر مکعب گاز مایع در این پالایشگاه تولید شده است. در سال ۱۳۸۴، علاوه بر ارسال بیش از ۳۳۶/۱ هزار مترمکعب میعانات گازی به پالایشگاه نفت بندرعباس، ۲۲/۲ هزار مترمکعب میعانات گورزین نیز به خارج از کشور صادر شده است. در جدول (۲۱-۳)، عملکرد شرکت پالایش گاز سرخون و قشم طی سالهای ۸۴-۱۳۸۰ ارائه شده است.

جدول (۲۱-۳): عملکرد شرکت پالایش گاز سرخون و قشم طی سالهای ۸۴-۱۳۸۰

شرح	واحد	۱۳۸۰	۱۳۸۱	۱۳۸۲	۱۳۸۳	۱۳۸۴
تولید گاز سرخون	هزار مترمکعب	۲۷۲۴۳۹۰	۳۱۰۳۲۷۱	۴۱۲۳۵۸۰	۴۸۳۴۴۷۶	۴۹۳۲۳۹۱
تولید گاز گورزین	هزار مترمکعب	۴۶۳۹۳۶	۴۷۷۸۴۹	۵۹۴۳۱۰	۵۱۴۰۲۵	۵۶۹۸۸۹
جمع	هزار مترمکعب	۳۱۸۸۳۲۶	۳۵۸۱۱۲۰	۴۷۱۷۸۹۰	۵۳۴۸۵۰۱	۵۵۰۲۲۸۰
حجم گاز اسیدی سوزانده شده	هزار مترمکعب	●	●	●	●	۲۰۲۱۷/۹
تولید میعانات گازی سرخون	مترمکعب	۳۹۲۳۵۲	۴۱۷۱۹۷	۵۳۰۱۱۰	۵۸۲۷۳۰	۵۶۴۱۰۸
تولید میعانات گورزین	مترمکعب	۲۳۲۲۴	۲۴۸۸۰	۲۹۲۱۴	۲۶۲۴۰	۲۷۷۳۴
ارسال میعانات به پالایشگاه نفت	مترمکعب	۳۸۷۴۴۰	۴۱۵۹۷۹	۵۲۳۵۲۶	۵۹۰۷۷۹	۳۳۶۱۴۸
صادرات میعانات گورزین	مترمکعب	۲۳۰۸۷	۲۷۲۵۶	۲۳۲۰۷	۳۰۰۵۳	۲۲۱۷۷/۲
میعانات تحویلی به مشتری	مترمکعب	●	●	●	●	۱۰۳۳۳۰
سایر ^(۱)	مترمکعب	●	●	●	●	۱۳۰۱۸۶/۸
تولید گازمایع	مترمکعب	●	۳۹۳۶۴	۴۸۰۵۰	۵۳۶۰۷	۵۲۸۳۸

● ارقام در دسترس نمی‌باشند.

(۱) ارقام سایر، محاسباتی می‌باشند.

عملکرد شرکت پالایش گاز پارس جنوبی (فازهای ۱ تا ۵): تولید و فرآوری گاز فازهای ۱۰ گانه پارس جنوبی در ۵ پالایشگاه مستقل در مجاورت یکدیگر در دو کیلومتری ساحل خلیج فارس در منطقه ویژه اقتصادی انرژی پارس در بندر عسلویه و در فاصله ۲۷۰ کیلومتری شرق بوشهر صورت می‌گیرد. پالایشگاه فاز یک پارس جنوبی برای تولید روزانه ۲۵ میلیون مترمکعب گاز تصفیه شده، ۴۰ هزار بشکه میعانات گازی و ۲۰۰ تن گوگرد دانه بندی طراحی شده

است. این طرح در سال ۱۳۸۲ مورد بهره‌برداری قرار گرفت. تأسیسات این پالایشگاه، در کل به دو قسمت خشکی و دریا تقسیم می‌شود. طراحی تأسیسات فاز ۱ طوری صورت گرفته است که در بخش دریایی و در سکوی بهره‌برداری، به وسیله سیستم نم زدایی گلیکول با حلال تری اتیلن گلیکول (TEG)، عملیات جداسازی آب از گاز ترش، با افزودن گلیکول به مخلوط گاز و آب صورت می‌گیرد. سپس گاز دو فازی پس از ورود به تأسیسات ساحلی، چون به صورت لخته‌های مایع درون گاز است، وارد سیستم لخته‌گیر می‌شود تا این لخته‌ها از جریان ورودی جدا شوند. لخته‌گیر، شامل تجهیزاتی است که در آن، در اثر اختلاف وزن گاز با میعانات گازی، عمل جدا سازی صورت می‌گیرد. گاز پس از جداسازی از مایع، وارد دو خط ورودی به واحدهای فرآیندی می‌شود. در واحدهای فرآیندی، فعالیت‌های مختلفی از جمله شیرین سازی، حذف سولفید هیدروژن، دی اکسید کربن و حذف مرکاپتان‌ها صورت می‌پذیرد. سپس گاز شیرین شده توسط یک خط لوله ۵۶ اینچی به خط لوله سوم سراسری منتقل می‌شود. مایعات و میعانات گازی نیز که از گاز جدا شده است، پس از انجام فرآیندهای لازم و ذخیره سازی در مخازن، برای صادرات به سمت اسکله بارگیری دریا هدایت می‌شود.

جدول (۲۲-۳) : عملکرد شرکت پالایش گاز پارس جنوبی (فاز ۱) در سال‌های ۱۳۸۳ و ۱۳۸۴

(میلیون مترمکعب)

شرح	۱۳۸۳	۱۳۸۴
گاز ترش دریافتی	۴۰۲۲/۷	۶۸۴۰/۱
مصرف داخلی پالایشگاه	۴۳/۰	۲۲۲/۰
گازهای اسیدی سوزانده شده	•	۱۴/۱
گاز ارسالی به مشعل	•	۳/۶
میزان گاز ارسالی به خط لوله	۴۷۵۳/۸	۶۰۲۲/۱

• ارقام در دسترس نمی‌باشند.

همچنین کلیه واحدهای پالایشگاههای گازی فازهای ۲ و ۳ پارس جنوبی، در شهریور سال ۱۳۸۱ به طور کامل راه اندازی گردیده و در ۲۶ بهمن همان سال افتتاح گردید. ظرفیت طراحی این پالایشگاه روزانه ۵۰ میلیون مترمکعب گاز تصفیه شده، ۸۰ هزار بشکه میعانات گازی و ۴۰۰ تن گوگرد دانه بندی شده می‌باشد. البته، با اجرای برنامه افزایش ظرفیت پالایشگاههای در حال بهره‌برداری طرح توسعه پارس جنوبی، با ایجاد ۱۴ درصد ظرفیت اضافی در پالایشگاه فازهای ۲ و ۳، ظرفیت طراحی پالایش ۵۰ میلیون مترمکعب گاز در روز این پالایشگاه، هم اکنون به حدود ۵۷ میلیون مترمکعب رسیده است.

جدول (۲۳-۳) : عملکرد شرکت پالایش گاز پارس جنوبی (فازهای ۲ و ۳) طی سالهای ۸۴-۱۳۸۲

(میلیون مترمکعب)

۱۳۸۴	۱۳۸۳	۱۳۸۲	شرح
۱۷۱۵۰/۲	۲۱۳۰۱/۲	۲۰۷۵۶/۹	گاز ترش دریافتی
۴۸۸/۴	۵۶۷/۳	۵۷۵/۳	مصرف داخلی پالایشگاه
۱۰/۲	۸/۶	۲۴/۸۷	گازهای اسیدی سوزانده شده
۱۲۸/۹	۱۶۳/۵	۱۲۵/۹	گاز ارسالی به مشعل
۱۴۹۳۶/۰	۱۹۲۶۴/۱	۱۸۴۱۰/۳	میزان گاز ارسالی به خط لوله

در نهایت، کلیه واحدهای پالایشگاه فازهای ۴ و ۵ پارس جنوبی نیز در سال ۱۳۸۳ بطور کامل راهاندازی و در فروردین ۱۳۸۴ افتتاح گردید. عملیات احداث پالایشگاه خشکی فازهای ۴ و ۵، با ظرفیت ۵۸ میلیون مترمکعب در روز را کنسرسیومی از شرکت‌های هیوندایی کره، تهران جنوب، ماشین سازی اراک، گاما، دوریز و آی جی سی از ایران برعهده داشته است. ظرفیت طراحی تأسیسات دریا و خشکی آن مشابه طرح فازهای ۲ و ۳ به اضافه تولید سالانه یک میلیون تن اتان و یک میلیون تن گاز مایع LPG می‌باشد. لازم به ذکر است، در فازهای ۴ و ۵، روزانه ۵۸ میلیون متر مکعب گاز ترش وارد پالایشگاه شده و طی مراحل مختلف و پیچیده، تبدیل به اتان، متان، پروپان، بوتان، میعانات گازی و گوگرد می‌شود. متان به همراه ۱۵ درصد اتان، به شبکه گاز مصرفی کشور تزریق شده و بقیه اتان تولیدی به پتروشیمی فرستاده می‌شود. پروپان و بوتان نیز، مایع شده و به عنوان LPG صادر می‌شود. در ضمن میعانات گازی و گوگرد نیز صادر می‌شود.

عملکرد شرکت پالایش گاز پارسین: پالایشگاه گاز پارسین، در سه فاز و با هدف تفکیک مایعات گازی از گاز و همچنین اصلاح مشخصات نقطه شبنم گاز خروجی، در حوزه گازی فارس در جنوب استان فارس در وسط چهار میدان گاز شیرین تابناک، شانول، وراوی و هما احداث گردیده است. فاز اول این پالایشگاه، با ظرفیت اسمی تولید روزانه ۲۵ میلیون مترمکعب گاز طبیعی در شهریور ۱۳۸۲ به بهره‌برداری رسید. گاز مورد نیاز این فاز پالایشگاه از ۳۰ حلقه چاه میدان گازی تابناک تأمین می‌شود. فاز دوم این پالایشگاه نیز روزانه ۲۰ میلیون مترمکعب گاز طبیعی تولید می‌کند. گاز این فاز از گاز شیرین حوزه تابناک تأمین می‌شود. مراحل توسعه این فاز توسط شرکت ملی گاز ایران اجرا شده و پیشرفت فیزیکی آن در بخش‌های مهندسی، تدارکات و ساخت در پایان سال ۱۳۸۴ به ترتیب ۹۷، ۷۷ و ۱۴ درصد بوده است. گاز فاز سوم این پالایشگاه نیز از سه حوزه شانول، وراوی و تابناک تأمین خواهد شد. با وارد شدن فاز سوم این پالایشگاه به مدار تولید، از این فاز روزانه ۳۷ میلیون مترمکعب گاز طبیعی تولید خواهد شد. توسعه این فاز توسط شرکت ملی نفت ایران در دست

اجرا می‌باشد. میعانات این سه فاز، مرغوبترین میعانات گازی در خلیج فارس هستند، زیرا مرکابتان و گازهای ترش آنها به مقدار بسیار ناچیزی است. جدول (۳-۲۴)، عملکرد شرکت پالایش گاز پارسیان را طی سالهای ۸۴-۱۳۸۲ نشان می‌دهد.

جدول (۳-۲۴) : عملکرد شرکت پالایش گاز پارسیان طی سالهای ۸۴-۱۳۸۲

(میلیون مترمکعب)			شرح
۱۳۸۴	۱۳۸۳	۱۳۸۲	
۲۰۴۶/۷	(۱)	(۱)	گاز مرطوب دریافتی
۲/۹	۸/۲	۵/۱	مصرف داخلی پالایشگاهها
--	--	--	گاز اسیدی سوزانده شده
۳۰/۸	--	۸/۱	سوخت مشعلها
۲۰۱۳/۰	۱۷۲۲/۵	۹۹۰/۵	گاز خشک ارسالی

(۱) فلومتر مربوطه نصب نشده است.

۳-۵-۱- پروژه‌های پالایشگاهی در حال ساخت کشور

پالایشگاه گاز مسجد سلیمان: عملیات اجرایی پالایشگاه گاز مسجد سلیمان به منظور جمع‌آوری گازهای ترش و تبدیل آن به گاز شیرین، در منطقه تنبی مسجد سلیمان از دی ماه ۱۳۸۱ شروع شد. این پالایشگاه برای پالایش روزانه یک میلیون مترمکعب گاز طراحی شده که تا ۱/۵ میلیون مترمکعب قابل افزایش است. این پالایشگاه، از دو ردیف واحدهای شیرین سازی گاز ترش و اصلاح نقطه شبنم گاز با استفاده از سیکل تبرید پروپان و کلیه تأسیسات جانبی تشکیل شده است. بنابر این، علاوه بر گاز پالایش شده و استاندارد، محصول دیگر پالایشگاه مایعات گازی است که مقدار آن بالغ بر ۱۰۰ بشکه در روز می‌باشد. این مایعات با یک خط لوله ۴ اینچ به طول ۱۲ کیلومتر، به واحد بهره‌برداری نفت خام شماره ۹ مسجد سلیمان منتقل و جذب نفت خام صادراتی منطقه خواهد شد. خوراک این پالایشگاه، گاز ترش همراه مخزن نفت سفید واقع در ۲۵ کیلومتری «تنبی» خوزستان است که به وسیله یک خط لوله انتقال گاز ترش نیز به قطر ۱۲ اینچ به طول ۲۵ کیلومتر تأمین خواهد شد. پیش‌بینی می‌شود این پالایشگاه در سال ۱۳۸۵ به بهره‌برداری کامل برسد.

پالایشگاه گاز بیدبلند ۲: تأسیسات پالایشگاه گاز بید بلند ۲ به منظور شیرین سازی و فرآورش روزانه ۲۰۰۰ فوت مکعب (۵۷ میلیون مترمکعب) گاز طبیعی و استحصال اتان و هیدروکربورهای سنگین‌تر، در دشت آبکنار و ۱۴ کیلومتری جنوب شرقی (به سمت بهبهان) پالایشگاه گاز بیدبلند فعلی احداث می‌گردد. اقدامات مقدماتی طرح مذکور از سال ۱۳۸۳ شروع گردیده و پیش‌بینی می‌شود اواخر سال ۱۳۸۸ به بهره‌برداری برسد. منابع تأمین کننده خوراک پالایشگاه،

مقدار ۱۷۰۰ میلیون فوت مکعب در روز گاز ترش از کارخانجات گاز مایع ۹۰۰ و ۱۰۰۰ پازنان و ۳۰۰ میلیون فوت مکعب در روز گاز شیرین از کارخانجات گاز و گاز مایع ۱۲۰۰ و ۱۳۰۰ بوده و محصولات پالایشگاه نیز سالانه ۱۵ میلیارد مترمکعب گاز شیرین، ۱/۴۸ میلیون تن اتان (برای تأمین خوراک واحد اولفین هشتم)، ۱/۵۱ میلیون تن پروپان و بوتان (LPG) و ۰/۸۶ میلیون تن بنزین طبیعی می‌باشد.

پالایشگاه گاز ایلام: پالایشگاه گاز ایلام، در منطقه تنگ بیجار واقع در ۲۵ کیلومتری شمال غرب شهرستان ایلام و در ۱۲ کیلومتری غرب شهر چوار و به منظور شیرین سازی گاز میدین تنگ بیجار و کمان کوه و پالایش روزانه ۶/۸ میلیون متر مکعب گاز، از سال ۱۳۷۹ در حال احداث می‌باشد. گاز پالایش شده در این پالایشگاه برای گاز رسانی به شهرهای استان ایلام و سایر مناطق غربی کشور از طریق خطوط سراسری گاز و نیز استحصال اتان و سایر هیدروکربنهای سنگین شامل C_3^+ و C_5^+ جهت تأمین خوراک واحد الفین پتروشیمی ایلام بکار گرفته خواهد شد. راهاندازی آزمایشی و بهره‌برداری فاز اول برای نیمه دوم سال ۱۳۸۵ برنامه‌ریزی شده است و پیش‌بینی می‌شود تا در سال ۱۳۸۶، پالایشگاه گاز ایلام به صورت کامل آماده بهره‌برداری شود.

۳-۶- انتقال گاز طبیعی

وقتی گاز طبیعی به طور کامل پردازش شد و برای مصرف آماده شد، باید از مناطق تولید و پردازش به مناطق مورد نیاز منتقل شود. در این فرآیند، ابتدا گاز غنی تولید شده از میدین نفت و گاز در مناطق دریایی و خشکی به کارخانجات گاز و گاز مایع انتقال داده شده و بعد از تفکیک میعانات گازی، گاز حاصل به پالایشگاههای گاز منتقل می‌گردد. در مرحله بعدی، گاز پالایش شده از طریق خطوط لوله انتقال گاز فشار قوی، به شهرها و مراکز مصرف انتقال می‌یابد. در ایران نیز، گسترش شبکه خطوط گاز، از آنجایی که ظرف سالهای آینده دارای منابع عظیم گاز خواهد بود، در دستور کار مسئولان کشور قرار گرفته است. طی دوره ۸۴-۱۳۷۶، سالانه به طور متوسط ۱۲۹۷ کیلومتر و در مجموع ۱۱۶۷۳ کیلومتر خط لوله انتقال گاز (فشار قوی) احداث شده است. ضمناً مجموع خطوط انتقال گاز تا پایان سال ۱۳۸۴ به ۲۲ هزار کیلومتر رسیده است. جدول (۲۵-۳)، عملکرد احداث خطوط لوله انتقال گاز طبیعی کشور را در دوره زمانی ۸۴-۱۳۷۶ نشان می‌دهد.

جدول (۲۵-۳) : احداث خطوط لوله انتقال گاز طبیعی طی سالهای ۸۴-۱۳۷۶ (کیلومتر در سال)

شرح / سال	۱۳۷۶	۱۳۷۷	۱۳۷۸	۱۳۷۹	۱۳۸۰	۱۳۸۱	۱۳۸۲	۱۳۸۳	۱۳۸۴
طول	۸۶۳	۷۱۸	۹۳۳	۱۱۵۴	۱۳۰۰	۱۱۰۰	۱۱۸۳	۲۱۷۳	۲۲۴۹

عملکرد امور خطوط لوله گاز خوزستان: میزان گازهای دریافتی در این زیر بخش، با ۱۵/۹ درصد رشد از ۱۲/۳ میلیارد مترمکعب در سال ۱۳۸۳ به ۱۴/۲ میلیارد مترمکعب در سال ۱۳۸۴ رسیده است. همچنین در این سال، میزان مصارف منطقه با ۸/۳ درصد رشد به ۱۰/۷ میلیارد مترمکعب رسیده است. در این سال، میزان گاز تحویلی به خط لوله اول، برخلاف روند کاهشی سالهای قبل، با افزایش روبرو بوده و به ۲/۸ میلیارد مترمکعب رسید و در مقابل، میزان گاز تحویل داده شده به پالایشگاه بید بلند با ۲۵/۸ درصد کاهش نسبت به سال ۱۳۸۳، به ۲/۵ میلیارد مترمکعب رسید.

جدول (۲۶-۳) : عملکرد امور خطوط لوله گاز خوزستان طی سالهای ۸۴-۱۳۷۹ (هزار متر مکعب)

۱۳۸۴	۱۳۸۳	۱۳۸۲	۱۳۸۱	۱۳۸۰	۱۳۷۹	شرح / سال
۱۴۲۲۹۴۱۷	۱۲۲۷۸۱۶۸	۱۱۸۵۱۲۰۶	۱۱۹۹۱۲۲۲	۱۱۲۲۵۸۶۹	۱۲۱۵۰۳۴۴	گازهای دریافتی:
۳۷۵۳۲۷۶	۳۶۲۸۳۶۰	۳۹۳۰۱۳۴	۳۸۹۶۳۱۹	۳۹۳۵۲۷۴	۳۹۵۸۲۲۶	- ۶۰۰ NGL
۳۳۴۶۱۲۶	۳۶۲۸۱۱۰	۳۳۳۹۷۷۴	۳۷۰۱۸۵۴	۲۹۶۰۳۱۱	۳۹۸۶۷۹۷	- ۴۰۰ NGL دو مرحله‌ای
۱۰۸۷۵۸۱	۱۰۹۰۵۲۰	۱۰۴۵۷۶۷	۱۴۵۹۰۸۷	۱۴۲۰۴۸۲	۱۵۴۰۹۶۷	- ۳۰۰ و ۲۰۰ و ۱۰۰ NGL
۱۷۰۵۷۹۳	۱۴۰۵۶۳۴	۱۳۷۲۵۳۳	۱۳۲۸۳۲۰	۱۳۵۲۹۸۶	۱۳۴۳۶۳۰	- ۸۰۰ و ۷۰۰ NGL
--	۲۳۴۸۴۳۴	--	--	۴۴۸۵۱۲	۲۵۶۰۰	- ۵۰۰ NGL
۱۴۶۶۱۷۱	۱۷۷۱۱۰	۲۱۶۲۹۹۸	۱۶۰۵۶۴۲	۱۱۰۸۳۰۴	۱۲۸۲۶۱۵	- ۱۶۰۰ NGL آگار و دالان
--	--	--	--	--	۱۲۵۰۹	- NGL اهواز
۲۸۷۰۴۷۰	--	--	--	--	--	- گاز دریافتی از خط سراسری مصارف منطقه
۱۰۷۳۸۶۱۵	۹۹۱۳۴۴۹	۸۸۹۸۷۳۴	۸۱۷۳۹۹۷	۷۲۴۸۰۴۸	۶۹۶۸۹۷۶	مصارف منطقه:
۴۰۷۴۷۷۹	۳۶۶۵۱۸۶	۳۹۲۱۶۶۱	۳۸۸۰۹۷۵	۳۸۸۳۱۳۰	۳۹۲۱۷۲۷	- اهواز، زرگان، صنایع فولاد، ۳۰ اینچ غرب کارون
۶۴۷۰۰۵۲	۶۰۰۹۷۴۸	۴۷۵۳۲۱۶	۴۰۵۳۱۰۸	۳۱۷۱۶۹۵	۲۸۳۵۰۷۲	- پتروشیمی بندر امام، شیمیایی رازی، پالایشگاه آبادان
--	--	--	--	--	--	- مشعل
۱۱۷۱۱۹	۱۳۶۱۰۸	۱۳۰۲۹۲	۱۴۷۹۷۲	۱۲۴۹۲۲	۱۴۷۵۰۰	- سوخت و تخلیه ایستگاهها
۷۶۶۶۵	۱۰۲۴۰۷	۹۳۵۶۵	۹۱۹۴۲	۶۸۳۰۱	۶۴۶۷۷	- گازهای اسیدی
۲۵۳۴۴۶	۱۱۹۳۹۳	۱۲۸	۸۸۳	-۴۳۷	-۳۹۹	ذخیره خط لوله ^(۱)
۲۷۹۶۵۶۷	۲۵۲۳۲۰۴	۲۹۵۲۶۰۰	۳۴۴۲۵۰۲	۳۹۷۷۳۸۴	۵۱۸۱۷۶۷	ارسالی به خط لوله اول (با کرنج پارسی)
۳۱۶۵۷۷۱	۲۶۵۰۹۶۵	۱۸۲۵۷۲۴	۲۴۷۳۷۷۹	۳۴۸۵۱۴۶	۱۰۶۴۷۶۲	گاز تحویلی به کرنج پارسی
۴۷۲۱۷۷	۷۹۲۴۶۹	۶۹۲۵۱۷	۶۳۵۸۲۹	●	●	گاز تحویلی به کوپال
۲۵۵۳۷۵۲	۳۴۳۸۹۵۳	۳۲۰۸۷۶۵	۳۰۶۴۷۲۹	۲۲۷۶۷۳۶	۱۸۵۸	گاز تحویلی به پالایشگاه بید بلند

(۱) ذخیره خطوط لوله، بیانگر اختلاف مصارف و ارسالی با دریافتی است. افزایش ذخیره خطوط لوله، با ارقام مثبت و کاهش آن، با ارقام

منفی منظور شده است. ● ارقام در دسترس نمی‌باشند.

۳-۶-۱- پروژه‌های خطوط انتقال گاز سراسری کشور^۱

- خط چهارم سراسری انتقال گاز: خط چهارم سراسری انتقال گاز، با ظرفیت روزانه ۱۱۰ میلیون مترمکعب گاز و با طول تقریبی حدود ۱۰۳۳ کیلومتر و قطر ۵۶ اینچ از میدان گازی پارس جنوبی شروع شده و با گذر از پالایشگاه پارسیان و شهرهای خنج، جهرم و سروستان به نیروگاه شهید منتظری اصفهان رسیده، سپس به طرف نیزار قم ادامه مسیر می‌دهد. این خط لوله، با عبور از نیزار قم و رسیدن به ورودی خطوط انتقال گاز تهران، به سمت ساوه و از آنجا نیز احتمالاً برای اتصال به خطوط صادراتی گاز غرب کشور در آستارا، به طرف قزوین ادامه مسیر خواهد داد. این طرح در سه فاز اجرا می‌شود و تا کنون دو فاز آن، از پارس جنوبی تا پل کله، با مجموع ۷۹۸ کیلومتر به بهره‌برداری رسیده است. فاز نخست این طرح، از میدان گازی پارس جنوبی در عسلویه تا سروستان در استان فارس، در مرداد سال ۱۳۸۲ تزریق گاز شد. فاز دوم خط چهارم تا پل کله نیز در دی ماه سال ۱۳۸۳ مورد بهره‌برداری قرار گرفت. به منظور جلوگیری از افت فشار و بهره‌برداری از حداکثر ظرفیت خط لوله اصلی، تعداد ۱۰ ایستگاه تقویت فشار بر روی مسیر در نظر گرفته شده است که با احداث ایستگاههای مربوطه، فشار گاز تا ۱۳۰۵ Psi افزایش خواهد یافت.

- خط پنجم سراسری انتقال گاز: خط پنجم سراسری انتقال گاز با هدف تزریق گاز ترش خشک در مخازن نفتی جنوب کشور اجرا می‌شود و از تأسیسات فازهای ۶، ۷ و ۸ میدان گازی پارس جنوبی در عسلویه شروع و در پایان به تأسیسات تزریق گاز در آغاچاری منتهی خواهد شد. حجم گاز قابل انتقال از این خط لوله در مرحله اول حدود ۷۵ میلیون مترمکعب است که در مرحله بعدی ۳۰ درصد به ظرفیت انتقال مذکور افزوده خواهد شد. این خط لوله با قطر ۵۶ اینچ، حدود ۵۰۵ کیلومتر طول دارد که در سه قطعه ۱۵۳، ۱۹۵ و ۱۵۶ کیلومتری در دست اجرا می‌باشد. در اجرای این خط لوله، احداث ۵ ایستگاه تقویت فشار گاز، شامل ۲ ایستگاه در پارس جنوبی و ۳ ایستگاه در خورموج، آب پخش و سردشت در نظر گرفته شده است. با توجه به آماده شدن بخشی از تولیدات فازهای ۶ تا ۸ در اواسط سال ۱۳۸۵، مقرر گردیده است که حدود ۱۵ میلیون مترمکعب در روز گاز ترش این فازها در پالایشگاه فجر جم تصفیه و به خطوط سراسری تزریق گردد. به همین منظور، خط لوله‌ای به طول ۷۰ کیلومتر با قطرهای ۴۲ و ۵۶ اینچ جهت انتقال گاز ترش به پالایشگاه فجر جم در حال اجرا می‌باشد.

- خط ششم سراسری انتقال گاز: احداث خط لوله سراسری ششم، جهت تأمین گاز استانهای بوشهر و خوزستان، صادرات گاز به کشور کویت و تزریق به مخازن نفتی جنوبی کشور در نظر گرفته شده است. در این راستا، ۳۰ شهر استان

(۱) مأخذ مطالب این بخش گزارش سال ۱۳۸۴ شرکت ملی گاز ایران می‌باشد.

بوشهر و کمبود گاز استان خوزستان تأمین خواهد شد. مسیر عمومی این خط لوله ۵۶ اینچی با طول ۴۹۲ کیلومتر، به موازات خط لوله پنجم سراسری بوده و روزانه ۱۰۰ میلیون مترمکعب گاز را با فشار ۱۳۰۵ psi، از حوزه گازی پارس جنوبی به بید بلند انتقال می‌دهد. در این طرح، براساس پیش‌بینی‌های قبلی، ۲ ایستگاه تقویت فشار در طول مسیر و یک ایستگاه تقویت فشار جهت تزریق گازهای جمع‌آوری شده از حوزه خارک به این خط لوله احداث خواهد شد. تاریخ شروع مقدماتی طرح سال ۱۳۸۳ بوده و پیش‌بینی می‌شود این طرح در سال ۱۳۸۸ به بهره‌برداری برسد.

- **خط هفتم سراسری انتقال گاز:** خط هفتم سراسری انتقال گاز، از خروجی فاز دهم میدان گازی پارس جنوبی شروع شده و با گذر از شهرهای گاوبندی و بستک به پالایشگاه سرخون در شمال بندرعباس رسیده و در ادامه، پس از عبور از شهرهای رودان و کهنوج، در نهایت به ایرانشهر در استان سیستان و بلوچستان ختم می‌شود و در ادامه، به طول ۲۵۰ کیلومتر به مرز پاکستان امتداد می‌یابد. این خط انتقال گاز، با قطر ۵۶ اینچ و طول حدود ۹۰۰ کیلومتر، و نیز ظرفیت انتقال روزانه ۱۱۰ میلیون مترمکعب گاز با فشار ۱۳۰۵ psi و دارای ۸ ایستگاه تقویت فشار با قدرت ۱۲۰۰ هزار اسب بخار، جهت تأمین گاز مورد نیاز استان سیستان و بلوچستان و بخشی از استان هرمزگان و همچنین تقویت شبکه فشار قوی شرق کشور و در نهایت صادرات گاز به کشورهای پاکستان و هند احداث می‌گردد. تعداد شهرهای مشمول طرح مذکور، ۴۸ شهر بوده و شامل ۱۷ شهر در مناطق شرقی هرمزگان و جنوب استان کرمان و ۳۱ شهر در استان سیستان خواهد بود. بایستی توجه داشت، این خط لوله دروازه‌ای برای صدور گاز به بازارهای مصرف در شبه قاره هند خواهد بود. خط مزبور در مراحل اولیه اجرایی قرار داشته و در صورت تأمین اعتبار پیش‌بینی می‌شود بخشهایی از آن در سال ۱۳۸۸ به بهره‌برداری برسد.

- **خط هشتم سراسری انتقال گاز:** با توجه به برآورد افزایش احتیاجات گاز کشور، مطالعه خط لوله سراسری هشتم در قالب بررسی ملزومات سیستم جامع انتقال گاز کشور طی سالهای ۸۸-۱۳۸۴ برنامه‌ریزی گردیده است. بر همین اساس، در سال ۱۳۸۶ جهت انتقال تولید فازهای جدید حوزه پارس جنوبی و تولید گاز پالایشگاه پارسین، علاوه بر ضرورت بهره‌برداری کامل از خط لوله سراسری چهارم، نیاز به بهره‌برداری بخشی از خط لوله سراسری هشتم (با اولویت در فاصله پارسین - نائین) نیز خواهد بود. عملیات اجرایی خط لوله هشتم سراسری گاز که ۱۰۴۷ کیلومتر طول و ۵۶ اینچ قطر دارد، از عسلویه شروع شده و با گذر از شهرستان آباد در استان فارس، به موازات خط چهارم سراسری گاز، به سمت نائین و کاشان در استان اصفهان تغییر مسیر داده، سپس به سمت تهران ادامه می‌یابد. این خط لوله در مسیر پارسین، صفاشهر، نائین تا اتصال به خط پنجم تهران خواهد بود. ظرفیت انتقال گاز از طریق این خط لوله، روزانه ۱۱۰ میلیون مترمکعب بوده و در مسیر آن، ۱۱ ایستگاه تقویت فشار با توان کل ۱۵۷۱ اسب بخار نصب می‌شود. در چارچوب

مطالعات انجام شده، خط مزبور تا سال ۱۳۸۷ با اتصال به خط لوله پنجم تهران اجرا و به بهره‌برداری خواهد رسید و ایستگاههای تقویت فشار آن به تدریج تا سال ۱۳۸۸ تکمیل می‌گردد.

- طرح خط لوله سراسری (خط لوپ): در این طرح، خطوط تقویتی بر روی خط لوله دوم سراسری، از کنگان تا پتاهو، به طول ۴۲۰ کیلومتر به قطر ۵۶ اینچ و با ظرفیت ۷۰ میلیون مترمکعب در روز و به منظور بالا بردن فشار درون خطوط لوله، به ویژه بعد از ایستگاه تقویت فشار پل کله و جلوگیری از افت فشار در زمانهای پیک مصرف در شهرهای انتهایی مسیر و نیز انتقال تولیدات پالایشگاه فجر به خطوط لوله سراسری، طراحی و اجرا خواهند شد. همچنین در این طرح، خط لوله دوم شمال و شمال شرق کشور با ۷۹۰ کیلومتر خط لوله ۴۸ اینچ و ۹۶ کیلومتر خط لوله ۴۲ اینچ با ظرفیت کلی ۶۰ میلیون مترمکعب در روز به همراه ۶ ایستگاه تقویت فشار و به منظور تأمین احتیاجات آبی گاز استان سمنان و کمبودهای گاز در منطقه شمال شرق کشور به ویژه جنوب خراسان، با رفع کمبودهای گاز تا سال ۱۴۰۰ از طریق خط لوله پنجم تهران در محور پارچین، شاهرود، علی آباد و سنگ بست، طراحی و اجرا خواهد شد. گازرسانی به کنگان - دیر با خط لوله ۲۰ اینچی به طول ۵۲ کیلومتر نیز از پروژه‌های دیگر این طرح است که در دست اجرا می‌باشد.

- سایر خطوط اصلی انتقال گاز: اجرای پروژه‌های خطوط انتقال ساوه، همدان و میانداوب (خط لوله سوم شمال شرق) و خط لوله ۳۰ اینچ سنندج و نیز خط لوله ۳۰ اینچ میانداوب، نرده و ارومیه به طول ۹۵۰ کیلومتر در قطرهای ۳۰ تا ۴۸ اینچ و با ظرفیت ۷۰ میلیون مترمکعب در روز به همراه ۵ ایستگاه تقویت فشار در دستور کار قرار دارد. همچنین اجرای پروژه‌های خط انتقال تبریز، ارمستان و ایستگاههای تقویت فشار ساوه و ارومیه نیز در مراحل مطالعات مقدماتی بوده و اقدامات آن از سال ۱۳۸۴ شروع شده است. در نهایت، احداث خطوط انتقال گاز اهواز، آبادان، خرمشهر، شمال اهواز، بیجار، تکاب، شاهین دژ، میانداوب، کنگان و بندر طاهری، با مجموع بالغ بر ۱۲۲۸۶ اینچ کیلومتر، در دستور کار اجرایی شرکت ملی گاز ایران قرار گرفته است.

۷-۳- ذخیره سازی گاز طبیعی در مخازن زیرزمینی

با گسترش شبکه گازرسانی و افزایش مصرف، استفاده از منابع ذخیره سازی گاز طبیعی، برای استمرار تأمین به موقع و کافی گاز در شرایط حداکثر مصرف سالانه، به خصوص در نقاط دور از منابع تولید، جلوگیری از بروز اختلالات ناشی از عملیات بهره‌برداری و نیز صرفه‌جویی در سرمایه‌گذاری‌های انجام گرفته، غیرقابل اجتناب است. در اغلب کشورهای جهان که گاز طبیعی نقش قابل توجهی در تأمین انرژی دارد، آن را در میادین و یا ساختمانهای زیرزمینی

مناسب، همچون مخازن تخلیه شده نفت، لایه‌های آبدار عمیق و نیز حفره‌های نمکی ذخیره می‌نمایند. همچنین، در برخی از کشورها از معادن برداشت شده و متروکه زغالسنگ و یا سنگ‌های نشت ناپذیر مانند گرانیات که اغلب به شکل مجموعه‌هایی ایجاد گردیده، برای ذخیره سازی گاز تحت فشار استفاده می‌کنند.

طرح ذخیره‌سازی گاز طبیعی در ایران، به منظور جلوگیری از افت فشار در لوله‌های گاز و تضمین روند تأمین مستمر جریان گاز، به ویژه در زمان اوج مصرف در ماههای سرد سال هدف گذاری شده است. در مجموع، با توجه به میزان تولید و مصرف گاز طبیعی در کشور و اختلاف قابل توجه بین مصارف زمستانی و تابستانی که ناشی از شرایط اقلیمی و تفاوت چشمگیر دمای هوا در فصول سرد و گرم است، به ذخیره‌ای با ظرفیت نهایی حداقل ۱۰ میلیارد مترمکعب نیاز است. در حال حاضر، شرکت ملی گاز ایران دو طرح ذخیره سازی یورتشای ورامین و سراجه قم را در دست اجرا دارد که با به ثمر رسیدن آنها انتظار می‌رود تا سه سال دیگر به حداقل سه میلیارد مترمکعب ظرفیت ذخیره سازی در این مناطق دست یافت. به جز این دو میدان، مطالعات امکان سنجی ذخیره سازی گاز طبیعی در طاق‌دیس آبدار «تلخه» گرمسار، پرندهک، مره کوه، سیاه کوه و ابر دژنو در سال ۱۳۸۴ آغاز گردیده است.

طاق‌دیس یورتشای ورامین : مخزن یورتشای، در منطقه یورتشای در ۳۰ کیلومتری جنوب شهرستان ورامین و در مدخل ورودی کویر قرار دارد. با اجرای لرزه نگاری دو بعدی بر روی این مخزن، مشخص گردید که در یورتشای، طاق‌دیس آبدار و حاوی آب شور وجود دارد که می‌توان در آن، روزانه تا ۱۳/۶ میلیون مترمکعب گاز طبیعی را ذخیره سازی کرد. طبق برنامه، عملیات حفاری و توسعه و تبدیل این میدان آبدار به مخزن گاز طبیعی ظرف حدود سه سال اجرا و بهره‌برداری از آن در سال ۱۳۸۶ آغاز خواهد شد. در حال حاضر، این طرح با همکاری شرکت ایرانی حفاری و اکتشاف انرژی گستر پارس (پدکس) و شرکت سوپرفری گس فرانسه، در دست اجرا می‌باشد.

جدول (۲۷-۳) : مشخصات مخزن ذخیره گاز طبیعی یورتشای ورامین

واحد	مقدار	شرح
ماه در سال	۷	مدت زمان تزریق
میلیون مترمکعب در روز	۳/۲	میزان تزریق جهت ذخیره سازی
میلیون مترمکعب	۶۵۰	حجم ذخیره سازی در هر سال
ماه در سال	۲	مدت زمان تولید
میلیون مترمکعب در روز	۱۱	میانگین تولید
میلیون مترمکعب در روز	۱۳/۶	حداکثر قابلیت تولید

مخزن سراجیه قم: مخزن سراجیه که یک مخزن گاز و مایعات گازی با فشار ۴۵۰۰ psi می‌باشد، در ناحیه‌ای در ۴۰ کیلومتری شرق شهرستان قم واقع گردیده است. این مخزن گازی که بیش از ۴۰ سال پیش کشف گردیده و هم اکنون گاز تولیدی بسیار محدود آن به مصرف استان قم می‌رسد، به سبب موقعیت جغرافیایی و ابعاد مناسب، برای تبدیل به یک مخزن ذخیره سازی گاز طبیعی، مورد توجه قرار گرفته است. میزان ذخیره سازی در این مخزن، ۱/۵ الی ۲ میلیارد مترمکعب در سال و حداکثر برداشت روزانه از آن ۱۸ میلیون مترمکعب خواهد بود. برای این امر، ابتدا لازم است مخزن سراجیه از گاز درجای موجود در آن تا فشار مناسب جهت ذخیره سازی تخلیه گردد. بنابر این، مرحله اول پروژه، تخلیه گاز اصلی با انجام لرزه نگاری سه بُعدی و تعمیر چاههای موجود، ضمن تبدیل برخی از آنها از عمودی به افقی آغاز شده است. تخلیه مخزن از گاز اصلی، به شرکت نفت مناطق مرکزی واگذار گردیده است. اجرای این پروژه تا مرحله بهره‌برداری به عنوان مخزن زیر زمینی گاز طبیعی، حدود ۳ سال به طول می‌انجامد.

جدول (۲۸-۳) : مشخصات مخزن ذخیره گاز طبیعی سراجیه قم

واحد	مقدار	شرح
ماه در سال	۶-۷	مدت زمان تزریق
میلیون مترمکعب در روز	۷/۶	میزان تزریق جهت ذخیره سازی
میلیارد مترمکعب	۱/۵-۲	حجم ذخیره سازی در هر سال
ماه در سال	۳-۴	مدت زمان تولید
میلیون مترمکعب در روز	۱۵	میانگین تولید
میلیون مترمکعب در روز	۱۸	حداکثر قابلیت تولید

طاقدیس آبدار تلخه: این مخزن که حاوی آب شور و مقادیر ناچیزی از هیدروکربورهای سبک و سنگین می‌باشد، در ۷۰ کیلومتری جنوب گرمسار واقع گردیده است. لرزه نگاری دو بُعدی اولیه از این میدان نشان داده است که مخزن این میدان توانایی ذخیره سازی سالانه ۳/۵ الی ۴/۰ میلیارد مترمکعب گاز را دارد. این پروژه در دو مرحله، به روش BOT و با هدف جذب سرمایه‌گذاری خارجی انجام می‌شود. مرحله اول، فعالیت‌های اکتشافی و تعریف مشخصات مخزن و مرحله دوم نیز، شامل توسعه و تبدیل به مخزن زیر زمینی گاز طبیعی است.

۳-۸- صادرات و واردات گاز طبیعی

صادرات گاز طبیعی ایران که پس از انقلاب به کلی قطع شده بود، در سال ۱۳۶۹ با صادرات حدود ۲ میلیارد مترمکعب در سال به جمهوری‌های شوروی سابق از سر گرفته شد که حداکثر حجم آن در سال ۱۳۷۰ با ۲/۸ میلیارد

مترمکعب در سال به وقوع پیوست و در نهایت، در سال ۱۳۷۴ صادرات گاز ایران مجدداً قطع گردید. در سال ۱۳۷۵، قرارداد صادرات گاز طبیعی به ترکیه با حداکثر حجم سالانه ۱۰ میلیارد مترمکعب با شرکت بوتاش ترکیه به امضا رسید. به منظور عملی کردن این قرارداد، خط لوله‌ای به طول ۲۵۳ کیلومتر و با قطر ۴۰ اینچ در مسیر تبریز تا مرز بازرگان احداث گردید و صادرات گاز ایران از آذر ماه سال ۱۳۸۰ عملاً آغاز شد که تا پایان این سال، حجم صادرات به ۳۵۷/۷ میلیون مترمکعب رسید. حجم صادرات گاز ایران به ترکیه در سال ۱۳۸۴ به ۴/۷ میلیارد مترمکعب رسید و قرار است تا ۳ سال آینده (۱۳۸۷) به سقف قرارداد معادل ۱۰ میلیارد مترمکعب در سال برسد. در این سال، ایران علاوه بر صادرات گاز به ترکیه، به نخجوان نیز از آذر ماه ۱۳۸۴ گاز صادر نموده است. همچنین ۴/۹۵ میلیون مترمکعب گاز نیز طی ۴ روز به گرجستان صادر شده است.

از طرفی، با توجه به عدم تکافوی تولید داخلی و پوشش تقاضا به ویژه در زمان اوج مصرف و جلوگیری از انجام هزینه انتقال گاز به مناطق شمالی و شمال شرقی کشور، در سال ۱۳۷۴ قرارداد واردات گاز طبیعی از ترکمنستان با حجم سالانه حداکثر ۸ میلیارد مترمکعب به امضا رسید. بدین منظور، خط لوله‌ای به طول ۶۰ کیلومتر و به قطر ۴۰ اینچ از مرز ایران و ترکمنستان تا کردکوی احداث گردید و همچنین خط لوله ۳۰ اینچی از کردکوی تا نیروگاه نکاء احداث شد. در نهایت، واردات از این کشور از سال ۱۳۷۶ با حجم روزانه‌ای معادل ۳۹۴/۶ میلیون مترمکعب آغاز و در سال ۱۳۸۴ به ۵/۲ میلیارد مترمکعب رسیده است. طی دوره ۸۴-۱۳۷۶، مجموع کل واردات گاز از ترکمنستان ۳۴/۲ میلیارد مترمکعب بوده است.

جدول (۲۹-۳): واردات و صادرات گاز طبیعی طی سالهای ۸۴ - ۱۳۷۶ (میلیارد مترمکعب)

شرح / سال	۱۳۷۶	۱۳۷۷	۱۳۷۸	۱۳۷۹	۱۳۸۰	۱۳۸۱	۱۳۸۲	۱۳۸۳	۱۳۸۴
واردات	۰/۳۹۵	۱/۸۶۳	۲/۱۰۹	۳/۲۷۸	۴/۵۱۵	۵/۲۷۸	۵/۷۳۱	۵/۸۵۶	۵/۱۷۲
صادرات	--	--	--	--	۰/۳۵۸	۱/۲۷۴	۳/۴۱۳	۳/۵۰۰	۴/۷۳۵

۳-۸-۱- پروژه‌های صادرات گاز به صورت خط لوله

محدوده جنوب: شرکت ملی صادرات گاز ایران، طراحی خط لوله‌ای برای اجرای عملیات صادرات گاز به کشورهای حوزه خلیج فارس را آغاز کرده است. طبق برنامه‌ریزی انجام شده قرار است این خط لوله از میدان مشترک پارس جنوبی به بندر عباس کشیده شده و سپس از آنجا به مقاصد صادراتی خود منتقل شود. در این راستا، در کشورهای حوزه خلیج فارس نیز، امارات، کویت و عمان، کشورهایی هستند که با آنها مذاکراتی برای صدور گاز انجام شده و برخی نیز به

مراحل نهایی خود رسیده است. ایران طرح صادرات گاز کرسنت، دوساپ، مبادله، رأس الخیمه را با امارات و طرح‌های کویت و عمان را با دو کشور مذکور دارد.

محدوده شرق: پروژه پاکستان - هندوستان از مسیر خشکی خط لوله ایران - هند، ۲۸۰۰ کیلومتر طول دارد که حدود یک چهارم آن بایستی از پاکستان عبور کند. این تنها فاز اول از این خط لوله مزبور بوده و در فازهای بعدی، کشورهای میانمار، بنگلادش، تایلند، سنگاپور و در مرحله نهایی، ویتنام و کامبوج را نیز شامل می‌شود. ظرف ۱۰ تا ۱۵ سال آینده، فازهای بعدی این پروژه نیز به بهره‌برداری خواهد رسید که از این طریق، آسیای جنوب شرقی از گاز ایران بهره‌مند خواهد شد. امتداد این خط لوله برای ایران می‌تواند بسیار حائز اهمیت باشد، چرا که امکان اتصال گاز ایران به شبه قاره هند و آسیای مرکزی و در نتیجه کل این قاره را فراهم می‌نماید.

محدوده شمال و شمال غربی: این محدوده شامل کشورهای اتریش (صدور گاز طبیعی به اروپا)، سوئیس، اوکراین، ترکیه، آذربایجان و ارمنستان است. یکی از راههای دستیابی ایران به بازار گاز اروپا، ترانزیت گاز با خط لوله از خاک ترکیه می‌باشد. اما در این مورد یک مشکل اساسی وجود دارد و آن جلوگیری ترکیه از عبور گاز از خاک این کشور است. مذاکرات با کشورهای اروپایی برای صدور گاز به آنها از طریق خط لوله ادامه دارد، اما این مذاکرات به دلیل محدودیت مذکور کند بوده و برای حل این مساله نمی‌توان زمان خاصی را قائل شد. یکی دیگر از راههای صادرات گاز ایران به اروپا، عبور خط لوله از اوکراین است. اوکراین اعلام کرده که طرح احداث خط لوله‌هایی که گاز طبیعی ایران و ترکمنستان را از طریق عبور از خاک اوکراین به اروپای غربی منتقل می‌کند، با همکاری چند کشور اروپای غربی در دست تهیه است. جدول (۳-۳۰)، طرحهای صادرات گاز طبیعی ایران از طریق خط لوله را نشان می‌دهد.

جدول (۳-۳۰): وضعیت طرحها و پروژه‌های خطوط لوله گاز کشور

وضعیت	مقدار گاز (میلیارد مترمکعب در سال)	سال شروع طرح	نام پروژه
خاتمه یافته - در حال کار می‌باشد.	۳ تا ۱۰	۲۰۰۱	ترکیه
امضاء شده و خط لوله تحت ساخت می‌باشد.	۱ تا ۲/۳	۲۰۰۷	ارمنستان
خاتمه یافته - در حال کار می‌باشد.	۰/۳۵	۲۰۰۵	نخجوان
به صورت بخشی به نتیجه رسیده است.	۲۰ تا ۲۵	۲۰۰۵-۷	امارات متحده عربی
سند مفاد پروژه امضاء شده است.	۳/۱	۲۰۰۸	کویت
در حال مذاکره می‌باشد.	۱۵ تا ۲۵	۲۰۰۸	عمان
در حال مذاکره می‌باشد.	۵/۱ تا ۲۱/۹	۲۰۱۰-۱۲	ایران - اروپا
در حال مذاکره می‌باشد.	۳۱/۵ تا ۵۲/۵	۲۰۱۱	ایران - پاکستان - هندوستان

مأخذ: سایت شرکت ملی صادرات گاز ایران

۳-۸-۲- صادرات گاز به صورت گاز طبیعی مایع شده (LNG)^۱

طرح‌های تولید گاز طبیعی مایع شده ایران، در قالب سه پروژه LNG شرکت ملی نفت ایران^۲، LNG پارس^۳ و پرشین LNG^۴ بوده و پیش‌بینی می‌شود LNG تولیدی این طرح‌ها تا سال ۱۳۹۱ مجموعاً به وزن ۳۶ میلیون تن در سال بالغ گردد. گاز مصرفی این طرح‌ها از مراحل ۱۱، ۱۲ و ۱۳ میدان گازی پارس جنوبی تأمین می‌گردد. پروژه‌های اول و دوم هر کدام شامل دو خط تولید هر یک با ظرفیت اسمی ۵ میلیون تن گاز طبیعی مایع شده در سال است که در مجموع ۳۹۴۰ میلیون فوت مکعب در روز گاز مصرف خواهند کرد. اما هر یک از دو خط تولید در پروژه سوم، دارای ظرفیت اسمی سالانه ۸ میلیون تن بوده و حجم گاز مصرفی پروژه نیز روزانه ۲۸۰۰ میلیون فوت مکعب برآورد شده است. در حال حاضر مطالعات امکان‌سنجی در هر سه پروژه به اتمام رسیده است. در پروژه اول مرحله مطالعه پایه مهندسی و طراحی به پایان رسیده و مرحله بعد که احداث کارخانه، مخازن ذخیره‌سازی، اسکله و موج شکن می‌باشد، آغاز گردیده است. در پروژه دوم در سال ۲۰۰۵ مطالعه پایه مهندسی و طراحی آغاز گردیده و در پروژه سوم مقدمات مطالعه پایه طراحی و مهندسی به پایان رسیده و در ژوئن ۲۰۰۶ مطالعه پایه طراحی و مهندسی آغاز گردیده است. بازارهای هدف سه طرح مزبور عمدتاً اروپا، آسیا و کشورهای خاور دور می‌باشند.

۳-۹- گاز رسانی

گاز پالایش شده از طریق خطوط لوله انتقال گاز فشار قوی، به شهرها و مراکز مصرف منتقل می‌شود. این گاز با فشار حداکثر ۷۰۰ تا ۱۰۰۰ psi و فشار حداقل ۳۰۰ تا ۳۵۰ psi وارد ایستگاه اصلی گاز شهرها گردیده و پس از تقلیل فشار به ۲۵۰ psi، گاز توسط خطوط اصلی شبکه تغذیه و یا حلقه کم‌بندی وارد ایستگاه‌های تقلیل فشار گردیده و پس از تقلیل فشار به ۶۰ psi، وارد خطوط شبکه توزیع که به صورت حلقه‌ای و بعضاً شاخه‌ای طراحی شده‌اند، شده و از طریق خطوط انشعاب، گاز مصرف‌کنندگان پس از تقلیل فشار توسط رگلاتور، برحسب نوع و میزان مصرف تأمین می‌گردد. مصرف‌کنندگان ویژه و تجاری عمده گاز داخل محدوده شهرها، از طریق خطوط شبکه تغذیه ۲۵۰ psi،

(۱) مأخذ اطلاعات این بخش، سایت شرکت ملی صادرات گاز ایران می‌باشد.

۲) NIOC LNG

۳) PARS LNG

۴) PERSIAN LNG

خطوط شبکه اصلی توزیع ۶۰ psi و یا خطوط لوله شاخه‌ای تغذیه می‌شوند و گاز مورد نیازشان با نصب یک ایستگاه تقلیل فشار در محل، براساس میزان مصرف حداکثر ساعتی در حد اشباع و فشار مورد نیاز که معمولاً ۲، ۱۵ یا ۳۰ پوند بر اینچ مربع می‌باشد، تأمین می‌گردد.

بایستی توجه داشت که گاز رسانی به بسیاری از مناطق روستایی و نیز صنایع کوچک موجود در کشور از طریق شبکه خطوط لوله گاز، توجیه فنی و اقتصادی لازم را دارا نیست. بهترین روش برای حل این مشکل، گازرسانی به روش ایستگاههای مادر و دختر با استفاده از تریلرهای مخصوص حمل گاز طبیعی فشرده (CNG) می‌باشد. بدین منظور، سازمان بهینه سازی مصرف سوخت کشور در ابتدا طرح CNG روستایی را به صورت پایلوت برای روستاهای استان چهار محال و بختیاری اجرا نموده است. به موجب این طرح، با احداث یک ایستگاه مادر، چهار ایستگاه دختر و بکارگیری ۸ تریلر رابط بین ایستگاهها، ۴۵۰ خانوار از طریق ایستگاه دختر شماره یک، ۳۵۰ خانوار از طریق ایستگاه دختر شماره دو، ۳۵۰ خانوار از طریق ایستگاه دختر شماره سه و ۶۰۰ خانوار از طریق ایستگاه دختر شماره چهار، جمعاً تعداد ۱۷۵۰ خانوار تحت پوشش طرح قرار می‌گیرند. میزان صرفه‌جویی فرآورده‌های نفتی طی ۱۰ سال در این طرح حدود ۱۶ میلیون دلار برآورد شده است.

۳-۹-۱- شبکه‌گذاری گاز طبیعی

از آغاز فعالیت شرکتهای گاز استانی تا پایان سال ۱۳۸۴، حدود ۱۱۸۱۹۱ کیلومتر شبکه گاز در سراسر کشور اجرا شده است. در میان این شرکتهای، شرکت گاز استان تهران با اجرای ۱۷۴۷۲ کیلومتر شبکه در رده نخست قرار دارد و شرکت گاز اصفهان نیز با ۱۲۵۷۸ کیلومتر، رده دوم را از نظر اجرای شبکه به خود اختصاص داده است. کمترین میزان اجرای شبکه گاز کشور نیز ۱۰/۸ کیلومتر است که مربوط به استان خراسان جنوبی می‌شود. همچنین در سال ۱۳۸۴، نزدیک به ۱۳۵۵۷ کیلومتر شبکه گاز در سراسر کشور اجرا شده است که نسبت به سال قبل ۳/۱۵ درصد رشد نشان می‌دهد. در این سال، شرکت گاز مازندران با اجرای ۱۴۲۷ کیلومتر شبکه گذاری و شرکت گاز خراسان جنوبی با ۱۰/۸ کیلومتر شبکه‌گذاری به ترتیب با ۱۰/۵۲ و ۰/۱ درصد کل شبکه‌گذاری اجرا شده در سال مذکور در سطح استانها، بیشترین و کمترین میزان را به خود اختصاص داده‌اند. حجم شبکه‌گذاری انجام شده توسط شرکتهای گاز استانی تا پایان سال ۱۳۸۴ در جدول (۳-۳۱) نشان داده شده است.

جدول (۳-۳۱) : مقدار شبکه‌گذاری انجام شده توسط شرکت‌های گازرسانی استانی

(کیلومتر)

رتبه استان در سال ۱۳۸۴	درصد تمرکز در سال ۱۳۸۴	شبکه‌گذاری در سال ۱۳۸۴	شبکه‌گذاری تا پایان سال ۱۳۸۴	شرکت گازرسانی استانی
۳	۹/۸۴	۱۳۳۴/۰۸۰	۸۰۶۳/۵۹۰	آذربایجان شرقی
۹	۳/۸۸	۵۲۵/۷۶۱	۳۹۱۴/۶۵۷	آذربایجان غربی
۱۴	۲/۹۲	۳۹۶/۴۲۵	۲۴۵۳/۲۰۱	اردبیل
۵	۶/۹۵	۹۴۱/۸۶۰	۱۲۵۷۸/۴۵۲	اصفهان
۴	۹/۴۵	۱۲۸۰/۸۰۷	۱۷۴۷۱/۷۷۴	تهران
۱۶	۲/۰۴	۲۷۶/۸۷۳	۲۵۲۲/۴۵۶	چهارمحال و بختیاری
۷	۵/۰۷	۶۸۶/۹۰۰	۸۳۵۵/۸۰۰	خراسان رضوی
۲۴	۰/۸۷	۱۱۷/۴۰۰	۱۲۰۸/۴۰۰	خراسان شمالی
۲۶	۰/۰۸	۱۰/۸۰۰	۱۰/۸۰۰	خراسان جنوبی
۸	۴/۳۳	۵۸۶/۶۰۰	۴۶۲۶/۶۰۸	خوزستان
۲۰	۱/۳۳	۱۷۹/۷۸۰	۱۴۳۹/۸۲۳	زنجان
۱۹	۱/۴۹	۲۰۲/۰۲۸	۲۱۳۲/۳۱۵	سمنان
۲	۱۰/۳۷	۱۴۰۶/۱۰۳	۸۷۶۰/۴۷۰	فارس
۲۱	۱/۲۱	۱۶۳/۸۹۲	۲۱۰۱/۴۷۶	قزوین
۲۵	۰/۳۶	۴۸/۵۶۵	۱۷۶۵/۸۷۷	قم
۲۲	۱/۱۸	۱۶۰/۳۴۰	۱۶۴۲/۷۹۵	کردستان
۱۳	۳/۶۵	۴۹۵/۵۰۰	۴۶۸۷/۲۰۰	کرمان
۱۰	۳/۸۶	۵۲۳/۰۰۰	۲۵۰۹/۶۰۰	کرمانشاه
۲۳	۱/۰۸	۱۴۷/۰۱۵	۱۱۳۰/۲۱۹	کهگیلویه و بویراحمد
۱۵	۲/۸۹	۳۹۲/۰۳۹	۳۵۳۰/۴۳۴	گلستان
۶	۵/۹۳	۸۰۴/۰۳۴	۶۴۹۳/۱۲۷	گیلان
۱۷	۱/۵۹	۲۱۶/۱۵۶	۲۱۸۸/۸۳۷	لرستان
۱	۱۰/۵۲	۱۴۲۶/۶۷۸	۸۴۵۸/۷۷۴	مازندران
۱۲	۳/۷۴	۵۰۷/۳۱۹	۳۳۵۷/۴۸۸	مرکزی
۱۱	۳/۸۴	۵۲۰/۵۴۰	۳۶۴۳/۰۵۰	همدان
۱۸	۱/۵۲	۲۰۶/۱۴۱	۳۱۴۳/۴۸۸	یزد
--	۱۰۰/۰۰	۱۳۵۵۶/۶۳۶	۱۱۸۱۹۰/۷۱۱	جمع

قابل ذکر است که تا سالهای اولیه دهه هفتاد هجری شمسی، عمده شبکه‌های توزیع گاز طبیعی به صورت لوله‌های فولادی بوده که دارای فشاری بالغ بر ۲۵۰-۶۰ پوند بر اینچ مربع می‌باشند. تجارب موفق بکارگیری لوله‌های پلی‌اتیلن با فشار زیاد موجب شده که اخیراً بخش قابل توجهی از شبکه‌گذاری گاز با استفاده از لوله‌های پلی‌اتیلن انجام گیرد.

جدول (۳-۳۲) : شبکه‌گذاری و انشعابات پلی‌اتیلینی نصب شده تا پایان سال ۱۳۸۴

انشعابات نصب شده (تعداد)		شبکه‌گذاری (متر)		شرکت گازرسانی استانی
تا پایان سال ۱۳۸۴	در سال ۱۳۸۴	تا پایان سال ۱۳۸۴	در سال ۱۳۸۴	
۵۲۵۰۵	۲۵۱۲۶	۲۰۶۵۹۴۴	۶۱۹۰۹۵	آذربایجان شرقی
۳۴۴۵۴	۹۵۶۳	۱۱۰۵۹۱۵	۲۶۲۶۶۳	آذربایجان غربی
۳۳۴۴۷	۴۸۴۹	۱۱۴۸۴۵۸	۲۸۴۷۷۶	اردبیل
۱۰۷۸۰۵	۲۵۲۰۳	۳۱۷۶۶۷۹	۶۲۲۴۷۶	اصفهان
۳۱۰۲۹۰	۵۰۵۲۱	۵۶۱۴۷۴۷	۱۰۰۵۶۷۲	تهران
۳۵۰۲۷	۶۰۴۶	۹۹۱۲۸۶	۱۸۴۰۴۸	چهار محال و بختیاری
۹۰۰۰۹	۲۴۲۵۲	۲۵۸۸۲۰۰	۴۹۹۴۰۰	خراسان رضوی
۱۳۰۹۷	۲۴۱۷	۳۸۹۴۰۰	۹۳۲۰۰	خراسان شمالی
۱۵۳۷۶	۳۳۱۳	۳۸۰۰۴۳	۹۵۰۸۶	زنجان
۱۶۳۲۱	۱۹۳۶	۵۹۷۷۸۲	۳۹۰۷۲	سمنان
۵۷۸۴۰	۱۳۷۳۷	۳۲۲۲۱۱۵	۱۰۸۸۲۹۹	فارس
۳۷۷۴۹	۶۰۵۹	۷۸۸۷۶۰	۹۷۱۳۶	قزوین
۸۶۴۸	۱۸۹	۱۹۳۷۱۱	۲۲۰	قم
۴۹۲۵۷	۸۱۲۲	۸۷۲۳۷۱	۹۳۱۷۹	کردستان
۱۱۲۱۲۸	۱۵۵۸۹	۳۷۹۱۶۱۷	۴۱۴۰۸۰	کرمان
۲۵۶۶۸	۳۲۶۹	۱۰۲۶۹۶۳	۳۴۵۰۰۷	کرمانشاه
۲۶۴۵	۱۵۰۲	۲۲۳۶۹۱	۱۰۵۹۰۳	کهگیلویه و بویراحمد
۳۵۸۲۷	۱۱۲۰۹	۱۱۵۲۴۵۲	۳۰۸۱۰۲	گلستان
۴۰۴۰۰	۹۴۷۵	۱۵۵۳۹۶۰	۳۷۸۸۴۹	گیلان
۵۹۴۲۰	۱۲۶۱۳	۱۲۹۹۲۶۸	۱۹۸۶۳۱	لرستان
۱۳۱۳۲۳	۳۹۶۰۲	۲۹۴۱۲۵۷	۷۷۲۴۱۲	مازندران
۴۴۵۱۹	۶۴۰۱	۱۴۴۶۷۶۵	۳۵۳۴۹۱	مرکزی
۵۱۶۷۲	۲۰۱۷۵	۱۹۱۷	۳۴۴۷۸۹	همدان
۱۱۱۲۴۲	۱۶۹۶۷	۲۹۲۷۳۸۵	۱۸۳۸۶۷	یزد
۱۴۷۶۶۶۹	۳۱۸۱۳۵	۳۹۵۰۰۶۸۶	۸۳۸۹۴۵۳	جمع

۳-۹-۲- انشعابات و مصرف کنندگان گاز طبیعی

شرکت‌های گاز استانی تا پایان سال ۱۳۸۴، ۵۷۰۶/۶ هزار انشعاب برای مشترکان خود در بخش‌های مختلف خانگی، تجاری و صنعتی نصب کرده‌اند. تعداد انشعاب‌های نصب شده در سال ۱۳۸۴ نیز ۴۶۲/۶ هزار مورد اعلام شده است. این میزان، حدود ۸/۱ درصد مجموع انشعابات اجرا شده تا پایان سال ۱۳۸۴ است. در این سال، شرکت گاز رسانی استان تهران با ۵۷۴۶۰ انشعاب در سطح کشور، بالاترین عملکرد را به خود اختصاص داده است. بعد از آن نیز، استان

مازندران قرار دارد. کمترین عملکرد نیز مربوط به شرکت‌های گاز رسانی قم، خراسان شمالی و سمنان گزارش شده است. جدول (۳-۳۳) تعداد انشعابات نصب شده و نیز تعداد مصرف کنندگان به تفکیک شرکت‌های گاز رسانی استانی را نشان می‌دهد.

جدول (۳-۳۳) : تعداد انشعابات نصب شده و تعداد مصرف کنندگان شرکت‌های گاز رسانی تا پایان سال ۱۳۸۴

تعداد مصرف کنندگان		تعداد انشعابات		شرکت گازرسانی استانی
تا پایان سال ۱۳۸۴	در سال ۱۳۸۴	تا پایان سال ۱۳۸۴	در سال ۱۳۸۴	
۶۴۲۸۶۲	۷۷۱۴۵	۳۶۹۸۲۰	۳۵۲۵۲	آذربایجان شرقی
۲۷۴۴۹۰	۵۲۸۳۱	۱۶۵۴۷۳	۲۲۱۳۹	آذربایجان غربی
۱۵۸۰۵۸	۱۴۹۶۱	۹۷۲۹۴	۷۳۵۷	اردبیل
۸۵۸۶۲۰	۷۰۵۷۵	۶۷۲۹۹۱	۳۹۶۴۴	اصفهان
۱۶۲۳۴۱۱	۱۴۵۱۸۲	۱۱۲۷۷۰۳	۵۷۴۶۰	تهران
۱۲۳۴۸۰	۱۴۹۲۳	۹۶۰۹۳	۷۲۷۲	چهار محال و بختیاری
۸۵۴۲۳۴	۹۵۷۹۶	۴۴۲۸۰۷	۳۲۷۷۴	خراسان رضوی
۹۱۴۴۵	۹۲۷۴	۵۵۵۲۶	۳۴۸۰	خراسان شمالی
--	--	--	--	خراسان جنوبی
۳۱۹۳۴۸	۳۸۶۰۰	۲۶۸۵۶۱	۲۹۳۹۱	خوزستان
۱۱۱۰۳۹	۷۱۲۵	۷۸۶۹۸	۴۵۶۴	زنجان
۱۱۶۲۵۳	۱۱۲۵۹	۷۳۹۳۲	۳۵۶۷	سمنان
۴۷۷۴۴۱	۵۷۶۹۶	۳۵۳۹۸۲	۲۴۵۷۵	فارس
۱۴۶۲۵۰	۱۵۱۴۴	۱۰۰۲۷۳	۷۴۵۱	قزوین
۱۹۶۱۲۰	۹۳۰۲	۱۲۶۲۶۵	۲۳۳۷	قم
۱۳۹۴۹۷	۱۴۵۶۱	۹۰۲۳۸	۹۰۹۷	کردستان
۱۹۴۲۰۱	۲۲۴۶۷	۱۳۶۹۱۸	۱۵۷۴۶	کرمان
۱۸۲۷۶۲	۲۳۲۳۰	۱۱۲۸۴۲	۱۰۴۱۰	کرمانشاه
۵۱۶۴۳	۴۳۵۸	۳۹۶۰۹	۴۳۴۶	کهگیلویه و بویراحمد
۲۰۸۳۹۹	۲۲۴۲۷	۱۴۶۹۶۰	۱۴۵۷۹	گلستان
۳۶۱۲۷۰	۳۲۷۲۱	۲۴۹۹۷۶	۱۸۲۴۹	گیلان
۱۷۷۵۷۴	۳۰۰۷۲	۱۰۹۱۳۷	۱۳۱۹۱	لرستان
۴۹۰۳۹۶	۶۸۹۷۴	۳۵۸۴۴۴	۵۴۰۴۶	مازندران
۲۱۶۵۷۰	۲۰۴۸۳	۱۴۳۵۹۴	۷۱۳۱	مرکزی
۲۴۰۱۰۶	۲۷۲۵۷	۱۷۸۲۲۸	۲۱۵۸۱	همدان
۱۴۸۹۸۷	۳۲۷۳۴	۱۱۱۲۴۲	۱۶۹۶۷	یزد
۸۴۰۴۴۵۶	۹۱۹۰۹۷	۵۷۰۶۶۰۶	۴۶۲۶۰۶	جمع

به ازاء هر انشعاب نصب شده گازطبیعی در کشور تا پایان سال ۱۳۸۴، حدود ۱/۴۷ مصرف کننده وجود داشت، به طوری که از ۵۷۰۶/۶ هزار انشعاب، معادل ۸۴۰۴/۵ هزار مصرف کننده استفاده می‌کردند. در سال ۱۳۸۴ نیز در کل، ۹۱۹/۱ هزار مصرف کننده از شبکه گاز کشور بهره‌مند شدند. در این سال، استان تهران با ۱۴۵/۲ هزار مصرف کننده، همچنان بالاترین نرخ بهره‌مندی از سوخت پاک گازطبیعی را به خود اختصاص داده است. بعد از آن، استان‌های خراسان رضوی و آذربایجان شرقی قرار داشته‌اند. کمترین میزان بهره‌مندی از گاز طبیعی نیز مربوط به شرکت گازرسانی کهگیلویه و بویراحمد بوده است.

۳-۱۰- مصرف گاز طبیعی

گازطبیعی امروزه سهم زیادی در تأمین انرژی بخشهای مختلف مصرف را به عهده دارد. در کشور ما حجم ذخایر عظیم گازطبیعی، قیمت پائین و مزایای زیست محیطی آن موجب مصرف روز افزون آن در بخشهای تولید برق و مصارف خانگی و صنعتی گردیده است. همچنین روند مصرف گازطبیعی در بخش حمل و نقل نیز شتاب زیادی داشته است. از سوی دیگر هزینه‌های انتقال این حامل انرژی استفاده از آن را برای بسیاری از مناطق با مشکل مواجه کرده است. جدول (۳-۳۴) سهم گازطبیعی را در تأمین انرژی مصرفی بخشهای مختلف مصرف نشان می‌دهد.

جدول (۳-۳۴) : سهم گازطبیعی در تأمین انرژی مصرفی بخشها طی سالهای ۸۴-۱۳۷۹ (درصد)

شرح	۱۳۷۹	۱۳۸۰	۱۳۸۱	۱۳۸۲	۱۳۸۳	۱۳۸۴
خانگی و تجاری و عمومی	۵۱/۰	۵۲/۳	۵۵/۴	۵۸/۵	۶۲/۵	۵۹/۵
صنعت ^(۱)	۴۵/۸	۴۳/۳	۴۳/۸	۴۶/۶	۵۰/۱	۵۲/۱
حمل و نقل	۰/۰۱	۰/۰۱	۰/۰۲	۰/۰۲	۰/۲	۰/۸
نیروگاهها	۷۰/۸	۶۹/۷	۷۱/۳	۷۴/۲	۷۳/۲	۷۲/۲
پالایشگاهها ^(۲)	۶۶/۵	۷۴/۶	۸۱/۵	۸۳/۶	۸۷/۷	۹۱/۶

(۱) شامل سوخت پتروشیمی نیز می‌باشد.

(۲) شامل سوخت پالایشگاههای نفت، گاز و ایستگاههای تقویت فشار می‌گردد.

گازطبیعی دارای مصارف متعددی می‌باشد که در سه بخش عمده مصارف نهایی، مصارف بخش انرژی و ضایعات مورد بررسی قرار می‌گیرد. مصارف نهایی گازطبیعی خود به دو بخش مصارف نهایی انرژی و غیرانرژی تقسیم بندی می‌شود. در مصارف نهایی انرژی از گازطبیعی برای تأمین انرژی مورد نیاز زیر بخشهای خانگی، تجاری و عمومی، سوخت پتروشیمی، صنعت و حمل و نقل استفاده می‌شود.

در مصارف غیر انرژی، از گازطبیعی به عنوان خوراک برای تولید کالاهایی که ماهیت انرژی ندارند استفاده می‌گردد.

مصرف گاز طبیعی به عنوان خوراک پتروشیمی و تولید گوگرد در این بخش جای می‌گیرد.

مصارف بخش انرژی گاز طبیعی شامل سوخت پالایشگاههای نفت و گاز، ایستگاههای تقویت فشار و نیروگاهها می‌باشد. در این بخش گاز طبیعی به مصرف مراکز تولید کننده حاملهای انرژی می‌رسد. در بخش ضایعات نیز میزان گازهای سوزانده شده، تخلیه شده و همچنین سوختههای مشعل در پالایشگاههای گاز مورد بررسی قرار می‌گیرد.

جدول (۳-۳۵): مصرف گاز طبیعی در بخشهای مختلف به تفکیک نوع مصرف طی سالهای ۸۴-۱۳۷۹

(میلیون مترمکعب)

						شرح / سال		مصارف نهایی گاز طبیعی
۱۳۸۴	۱۳۸۳	۱۳۸۲	۱۳۸۱	۱۳۸۰	۱۳۷۹			
۳۵۷۹۴/۰	۳۳۹۸۹/۰	۲۹۱۵۲/۰	۲۷۱۸۲/۰	۲۳۰۱۱/۰	۲۱۹۲۱/۰	مصارف نهایی انرژی	خانگی، تجاری و عمومی	مصارف نهایی انرژی
۳۵۳۱/۳	۳۵۲۶/۴	۳۰۲۵/۹	۲۳۹۳/۰	۲۴۷۹/۰	۲۵۰۶/۱		سوخت پتروشیمی ^(۱)	
۱۲۰۳۳/۷	۹۸۸۶/۰	۸۶۱۰/۶	۷۵۸۵/۰	۶۹۷۸/۹	۷۴۱۰/۳		صنعت	
۳۰۴/۵	۸۴/۰	۷/۳	۵/۲	۴/۵	۲/۱	حمل و نقل		
۳۶۵۰/۸	۳۵۷۸/۰	۳۴۴۹/۰	۳۲۸۳/۰	۳۴۱۰/۰	۲۸۱۶/۰	مصارف غیرانرژی	خوراک پتروشیمی ^(۱)	مصارف غیرانرژی
۳۰۷۱/۵ ^(۳)	۳۱۹۸/۶	۱۴۸۹/۷	۱۳۴۷/۷	۷۴۷/۹	۸۱۰/۶		گازهای اسیدی ^(۲)	
۵۸۳۸۵/۸	۵۴۲۶۲/۰	۴۵۷۳۴/۵	۴۱۷۹۵/۹	۳۶۶۳۱/۳	۳۵۴۶۶/۱	جمع		
۵۴۷۹/۷	۴۱۵۱/۷	۴۱۱۸/۴	۳۸۸۱/۲	۳۳۲۹/۹	۲۵۷۷/۳	مصرف بخش انرژی	پالایشگاههای نفت	مصرف بخش انرژی
۳۲۱۹/۳	۴۱۳۹/۵	۲۸۷۶/۲	۲۰۱۸/۵	۱۷۳۰/۱	۱۹۷۶/۴		سوخت پالایشگاههای گاز و ایستگاههای تقویت فشار	
۳۵۰۵۲/۴	۳۲۶۸۱/۵	۳۰۲۶۸/۴	۲۷۵۹۸/۰	۲۵۰۰۱/۱	۲۳۸۴۲/۷		نیروگاهها ^(۴)	
۲۰۹۴۰/۰	۳۲۶۰۶/۹	۳۰۹۴۱/۰	۲۹۴۹۵/۷	۳۱۰۲۱/۳	۲۷۱۰۹/۶		تزریق به مخازن جنوب ^(۵)	
۶۴۶۹۱/۴	۷۳۵۷۹/۶	۶۸۲۰۴/۰	۶۲۹۹۳/۴	۶۱۰۸۲/۴	۵۵۵۰۶/۰		جمع	
۷۵۵/۶	۸۰۵/۰	۳۳۳/۳	۲۶۵/۹	۳۱۶/۹	۱۸۰/۱	ضایعات	گازهای اسیدی سوزانده شده ^(۶)	ضایعات
۱۶۶۶۵/۰	۱۵۱۲۶/۵	۱۵۱۹۳/۵	۱۱۹۶۷/۰	۱۲۸۰۲/۲	۱۳۸۷۵/۶		تخلیه و ضایعات ^(۷)	
۱۷۴۲۰/۶	۱۵۹۳۱/۵	۱۵۵۲۶/۸	۱۲۲۳۲/۹	۱۳۱۱۹/۱	۱۴۰۵۵/۷		جمع	
۴۷۳۵/۴	۳۵۰۹/۹	۳۴۱۲/۸	۱۲۷۳/۹	۳۵۶/۸	--	صادرات		
۱۴۵۲۳۳/۲	۱۴۷۲۸۳/۰	۱۳۲۸۷۸/۱	۱۱۸۲۹۶/۱	۱۱۱۱۸۹/۶	۱۰۵۰۲۷/۸	جمع کل		

(۱) سوخت پتروشیمی و خوراک پتروشیمی ارقام مناطق دریایی و گازهای ژوراسیک مسجد سلیمان را نیز دربرمی‌گیرد.

(۲) مصارف غیرانرژی گازهای اسیدی مربوط به میزان گازهای اسیدی می‌باشد که جهت تولید گوگرد استفاده شده‌اند.

(۳) حاصل جمع گازهای اسیدی پالایشگاههای پارس جنوبی فاز ۱ و ۲ و شهید هاشمی نژاد و پتروشیمی رازی می‌باشد که فقط رقم مربوط به پالایشگاه پارس جنوبی با توجه به میزان تولید گوگرد آن محاسبه شده است.

(۴) سوخت نیروگاهها، شامل نیروگاههای وزارت نیرو و صنایع بزرگ می‌گردد.

(۵) کل تزریق گاز غنی و سبک که توسط شرکت ملی نفت ایران و شرکت ملی گاز ایران صورت می‌گیرد را شامل می‌گردد.

(۶) گازهای اسیدی که غالب آنرا سولفید هیدروژن (H_2S) تشکیل می‌دهد برای تولید گوگرد کاربرد دارند، ولیکن با توجه به عدم وجود واحدهای گوگردزایی در برخی از پالایشگاهها این گازها که دارای خاصیت سمی می‌باشند سوزانده می‌شوند. گازهای تخلیه و ضایعات شامل گازهایی می‌باشد که در هنگام تعمیر سیستمهای انتقال و پالایش باید از سیستم تخلیه گردند. این رقم شامل گازهای اسیدی سوزانده شده در خط لوله خوزستان نیز می‌گردد.

(۷) شامل تخلیه و ضایعات، سوخت مشعل و گازهای سوزانده شده شرکت ملی نفت ایران می‌گردد.

جدول (۳-۳۶): ترکیب مصرف گاز طبیعی در بخشهای مختلف به تفکیک نوع مصرف طی سالهای ۸۴-۱۳۷۹

(درصد)

						شرح / سال		
۱۳۸۴	۱۳۸۳	۱۳۸۲	۱۳۸۱	۱۳۸۰	۱۳۷۹	مصارف نهایی گاز طبیعی	مصارف نهایی انرژی	
۶۱/۳	۶۲/۶	۶۳/۷	۶۵/۰	۶۲/۸	۶۱/۸			خانگی، تجاری و عمومی
۶/۰	۶/۵	۶/۶	۵/۷	۶/۸	۷/۱			سوخت پتروشیمی ^(۱)
۲۰/۶	۱۸/۲	۱۸/۸	۱۸/۱	۱۹/۱	۲۰/۹			صنعت
۰/۵	۰/۱۵	۰/۰۲	۰/۰۱	۰/۰۱	۰/۰۱	حمل و نقل		
۶/۳	۶/۶	۷/۵	۷/۹	۹/۳	۷/۹	مصارف غیرانرژی	خوراک پتروشیمی ^(۱) گازهای اسیدی ^(۲)	
۵/۳	۵/۹	۳/۳	۳/۲	۲/۰	۲/۳			
۱۰۰/۰	۱۰۰/۰	۱۰۰/۰	۱۰۰/۰	۱۰۰/۰	۱۰۰/۰	جمع		
۸/۵	۵/۶	۶/۰	۶/۲	۵/۵	۴/۶	مصرف بخش انرژی	پالایشگاههای نفت سوخت پالایشگاههای گاز و ایستگاههای تقویت فشار نیروگاهها ^(۴) تزیق به مخازن جنوب ^(۵)	
۵/۰	۵/۶	۴/۲	۳/۲	۲/۸	۳/۶			
۵۴/۲	۴۴/۴	۴۴/۴	۴۳/۸	۴۰/۹	۴۳/۰			
۳۲/۴	۴۴/۳	۴۵/۴	۴۶/۸	۵۰/۸	۴۸/۸			
۱۰۰/۰	۱۰۰/۰	۱۰۰/۰	۱۰۰/۰	۱۰۰/۰	۱۰۰/۰	جمع		
۴/۳	۵/۱	۲/۱	۲/۲	۲/۴	۱/۳	ضایعات	گازهای اسیدی سوزانده شده ^(۶) تخلیه و ضایعات ^(۷)	
۹۵/۷	۹۴/۹	۹۷/۹	۹۷/۸	۹۷/۶	۹۸/۷			
۱۰۰/۰	۱۰۰/۰	۱۰۰/۰	۱۰۰/۰	۱۰۰/۰	۱۰۰/۰	جمع		
۳/۳	۲/۴	۲/۶	۱/۱	۰/۳	--	صادرات		
۱۰۰/۰	۱۰۰/۰	۱۰۰/۰	۱۰۰/۰	۱۰۰/۰	۱۰۰/۰	جمع کل		

۱، ۲، ۳، ۴، ۵، ۶ و ۷) به زیر نویس جدول (۳-۳۶) مراجعه شود.

بخش خانگی، تجاری و عمومی: در سال ۱۳۸۴ کل مصرف گاز طبیعی در بخشهای خانگی، تجاری و عمومی بالغ بر ۳۵۷۹۴ میلیون مترمکعب بوده که در حدود ۶۱/۳ درصد از مصارف نهایی گاز طبیعی را به خود اختصاص داده است. مصرف گاز طبیعی در این بخش نسبت به سال گذشته با رشدی معادل ۵/۳ درصد مواجه بوده است. این بخش شامل زیربخشهای خانگی، تجاری عادی (کسب و خدمات)، تجاری ویژه (نانوائیها و گرمابهها)، ورزشی، آموزشی، مذهبی و خیریه و همچنین عمومی (اماکن و تأسیسات دولتی) می‌گردد. بیشترین سهم مصرف گاز طبیعی در این بخش به زیر بخش خانگی تعلق دارد که با ۸۸ درصد مصرف این بخش در حدود ۳۱۴۹۹/۸ میلیون مترمکعب گاز را به مصرف رسانده است. بخش تجاری به دو گروه واحدهای کسب و خدمات و تجاری ویژه (شامل نانوائیها و گرمابهها) تقسیم می‌شود. در این سال مصرف واحدهای تجاری کسب و خدمات در حدود ۱۲۴۶/۴ و مصرف واحدهای تجاری ویژه در حدود ۱۰۱۹/۳ میلیون مترمکعب بوده است. بخشهای آموزشی و ورزشی نیز به ترتیب ۸۳۷/۴ و ۱۰۶/۶ میلیون مترمکعب گاز طبیعی را به مصرف رسانده‌اند. اماکن و تأسیسات دولتی در قالب بخش عمومی جای گرفته‌اند؛ مصرف گاز

طبیعی در این بخش بالغ بر ۸۶۰/۱ میلیون مترمکعب محاسبه گردیده است. مصرف گاز طبیعی در مساجد، حسینیه‌ها و تکایا و همچنین ساختمانهایی که به امور خیریه می‌پردازند به ترتیب در حدود ۱۶۸/۰ و ۵۶/۴ میلیون مترمکعب بوده است. بخش صنعت: قیمت پائین گاز طبیعی نسبت به حاملهای دیگر انرژی و مزایای زیست محیطی آن همچنین دسترسی آسان و کم هزینه در مناطق برخوردار از شبکه گاز سراسری، موجب مصرف روز افزون این حامل انرژی در بخش صنعت گردیده است. اکثر گاز مصرفی این بخش جهت تأمین انرژی مورد نیاز کوره‌ها و بویلرها مورد مصرف قرار می‌گیرد. در سال ۱۳۸۴ بخش صنعت با مصرف ۱۲۰۳۳/۷ میلیون مترمکعب گاز طبیعی در حدود ۲۰/۶ درصد از کل مصارف نهایی گاز را به خود اختصاص داده است. این میزان نسبت به سال گذشته در حدود ۲۱/۷ درصد رشد داشته است.

بخش حمل و نقل: نیاز روز افزون حمل و نقل در کشور و وجود تقاضای بالای استفاده از خودروهای شخصی برای حمل و نقل و نیز پایین بودن قیمت انواع سوخت، موجب مصرف بی‌رویه حامل‌های انرژی مورد نیاز در این بخش گردیده است. از سوی دیگر آلودگیهای بیش از حد شهرهای بزرگ، جایگزینی گاز طبیعی را به عنوان سوخت خودروها در کشور اجتناب ناپذیر کرده است. با فراهم آمدن زمینه مصرف گاز طبیعی به عنوان سوخت خودروها، علاوه بر جلوگیری از خروج ارز می‌توان با بوجود آوردن بازار مصرف جدیدی برای گاز طبیعی عواید بیشتری را نصیب کشور نمود. معذالک در این خصوص مشکلات عدیده‌ای از جهت ساخت ایستگاههای سوختگیری CNG و همچنین دو گانه سوز نمودن خودروها وجود دارد. با این حال مصرف گاز طبیعی در بخش حمل و نقل در سال ۱۳۸۴ بالغ بر ۳۰۴ میلیون مترمکعب گردید که نسبت به سال قبل از آن بیش از ۳/۵ برابر شده است. در این سال گاز طبیعی مورد استفاده در بخش حمل و نقل تنها ۰/۵ درصد از کل مصارف نهایی گاز طبیعی را به خود اختصاص داده است.

در سال ۱۳۸۴ تعداد ۷۵۴۰۰ دستگاه خودرو به صورت دو گانه سوز درآمده‌اند و تا پایان این سال کل تعداد خودروهای دو گانه سوز کشور به ۱۰۸۱۷۶ دستگاه بالغ گردیده است. شهرهای تهران با ۲۵۶۵۴ دستگاه، مشهد با ۱۳۲۵۳ دستگاه و تبریز با ۶۸۱۵ دستگاه خودرو دوگانه سوز به ترتیب دارای بیشترین تعداد مصرف کنندگان CNG در بخش حمل و نقل می‌باشند.

بخش پالایشگاهی: در سال ۱۳۸۴ پالایشگاههای نفت در حدود ۵۴۷۹/۷ میلیون مترمکعب گاز طبیعی را به مصرف رسانده‌اند که نسبت به سال گذشته از نرخ رشد ۳۱/۹ درصدی برخوردار بوده است.

بخش نیروگاهی: گاز طبیعی به عنوان سوخت در نیروگاههای بخاری، گازی و چرخه ترکیبی مورد استفاده قرار می‌گیرد. در سال ۱۳۸۴ مصرف گاز طبیعی در نیروگاههای کشور به ۳۵۰۵۲/۴ میلیون مترمکعب بالغ گردید که نسبت به سال ما قبل آن دارای نرخ رشد ۷/۲ درصد بوده است. در این سال علاوه بر نیروگاههای تحت پوشش وزارت نیرو، نیروگاههای صنایع بزرگ شامل مس سرچشمه، ذوب آهن اصفهان، فولاد مبارکه و پتروشیمی فجر با مصرف ۱۵۵۴/۶ میلیون مترمکعب و همچنین نیروگاههای بخش خصوصی شامل نیروگاه زرگان در استان خوزستان و چهلستون در

استان اصفهان، با مصرف ۶۶۶/۳ میلیون مترمکعب گاز طبیعی به امر تولید برق پرداخته‌اند. بخش پتروشیمی: در سال ۱۳۸۴ کل گاز مصرفی در صنایع پتروشیمی بالغ بر ۷۱۸۲/۱ میلیون مترمکعب گردید که نسبت به سال ماقبل آن رشد قابل توجهی نداشته است. گاز طبیعی در صنایع پتروشیمی هم به عنوان خوراک یا ماده اولیه برای تولید انواع محصولات شیمیایی و هم به عنوان سوخت برای تأمین انرژی حرارتی مورد نیاز این صنعت مورد مصرف قرار می‌گیرد در این سال از کل گاز مصرفی در این صنعت در حدود ۳۶۵۰/۸ میلیون مترمکعب به عنوان خوراک و مابقی نیز که در حدود ۳۵۳۱/۳ میلیون مترمکعب می‌باشد به مصرف سوخت صنایع پتروشیمی رسیده است. لازم به ذکر است که گاز طبیعی مورد نیاز مجتمع‌های پتروشیمی خارک و رازی، همچنین قسمتی از سوخت مصرفی پتروشیمی بندر امام به طور مستقیم از شرکت ملی نفت ایران تأمین می‌گردد.

جدول (۳-۳۷) : خوراک و سوخت مجتمع‌های پتروشیمی در سال ۱۳۸۴ (میلیون مترمکعب)

منبع و استان تأمین کننده		گاز طبیعی سوخت (شیرین)	گاز طبیعی خوراک		نام مجتمع پتروشیمی
			شیرین	ترش	
مرکزی	شرکت ملی گاز	۳۲۶/۶	۰/۰۱	--	اراک
اصفهان	پالایشگاه اصفهان	۶۷/۸۸	--	--	اصفهان
--	--	--	--	--	ارومیه
آذربایجان شرقی و تهران	پالایشگاههای تبریز و تهران، و شرکت ملی گاز	۱۳۵	--	--	تبریز
خوزستان	مناطق نفت خیز، پالایشگاه آبادان، شرکت ملی گاز	۷۹۹	--	--	بندر امام
بوشهر	پالایشگاه فلات قاره	۱۷۵	--	۱۱۳۱	خارک
خراسان	پالایشگاه خانگیران	۲۶۰	۲۸۷	--	خراسان
فارس	پالایشگاه کنگان - شرکت ملی گاز	۵۵۳	۳۳۰	--	شیراز
خوزستان	چاههای مسجد سلیمان	۲۲۶	--	۱۴۷۳	رازی
خوزستان	شرکت ملی گاز	--	--	--	امیرکبیر
خوزستان	شرکت ملی گاز	--	--	--	بوعلی سینا
خوزستان	شرکت ملی گاز	۱۸۳	۴۲۷	--	فن آوران
خوزستان	شرکت ملی گاز	۷۳۰	--	--	فجر
خوزستان	پتروشیمی رازی	۱۱/۲	--	--	فارابی
خوزستان	پالایشگاه آبادان	۶۴/۱	--	--	آبادان
کرمانشاه	شرکت ملی گاز	۰/۵۷	۲/۸۰	--	بیستون
		۳۵۳۱/۳۵	۱۰۴۶/۸۱	۲۶۰۴	جمع

۳-۱۰-۱- مصرف استانی گاز طبیعی

در خصوص مصرف استانی گاز طبیعی سعی بر آن بوده است که اطلاعات جامعی از مصرف بخشهای مختلف گاز طبیعی در استانهای کشور ارائه گردد؛ از این رو آمار بخشهای مصرف نهایی و انرژی گاز طبیعی به صورت کامل گردآوری شده است. تا پایان سال ۱۳۸۴ چهار استان ایلام، بوشهر، سیستان و بلوچستان و هرمزگان هنوز از مصرف گاز طبیعی در بخشهای

خانگی، تجاری و عمومی محروم بوده‌اند. مصرف گاز در استان بوشهر منحصر به صنایع پتروشیمی، پالایشگاهی و نیروگاهی می‌شود. همچنین مصرف گاز طبیعی استان هرمزگان تنها متعلق به بخش نیروگاهی است. در این سال استان تهران با مصرف ۱۷۷۸۶/۲ میلیون مترمکعب گاز طبیعی بیشترین میزان مصرف را به خود اختصاص داده است. استانهای اصفهان با مصرف ۱۲۹۸۸/۷ و خوزستان با مصرف ۱۲۳۴۹/۵ میلیون مترمکعب در رتبه‌های بعدی قرار دارند. جمعیت بالا و تمرکز صنایع مختلف و مراکز پالایشگاهی و نیروگاهی در این استانها موجب بالا بودن مصرف گاز طبیعی در آنها گردیده است. استان اصفهان با مصرف ۴۱۴۷/۰ میلیون مترمکعب گاز طبیعی در بخش صنعت رتبه اول مصرف گاز طبیعی در صنایع را دارا می‌باشد. وجود صنایع انرژی بر مانند ذوب آهن و فولاد موجب بالا بودن مصرف در بخش صنعت این استان گردیده است.

جدول (۳-۳۸): مصرف نهایی گاز طبیعی در بخشهای مختلف به تفکیک استان و نوع مصرف در سال ۱۳۸۴

(میلیون مترمکعب)

جمع	مصارف غیر انرژی		مصارف انرژی			استان / شرح	
	خوراک گازهای اسیدی	پتروشیمی	حمل و نقل	صنعت	سوخت پتروشیمی		خانگی، تجاری و عمومی
۲۷۳۳/۱	--	--	۱۴/۳	۳۰۳/۴	۱۳۵/۰	۲۲۸۰/۴	آذربایجان شرقی
۱۲۳۳/۸	--	--	--	۸۱/۶	--	۱۱۵۲/۲	آذربایجان غربی
۷۰۴/۴	--	--	--	۷۸/۰	--	۶۲۶/۴	اردبیل
۱۲۸۴۷/۳	--	--	۱۴۱/۲	۱۵۳۸/۸	--	۱۱۱۶۷/۳	تهران
۷۷۵۰/۵	--	--	۴۳/۶	۴۱۴۷/۰	۶۷/۹	۳۴۹۲/۱	اصفهان
۱۶۵۶/۸	۳۵۰/۸	۱۱۳۱/۰	--	--	۱۷۵/۰	--	بوشهر
۶۶۱/۸	--	--	۵/۰	۶۸/۳	--	۵۸۸/۶	چهارمحل و بختیاری
۶۰۵۶/۱	۱۲۴۷/۷	۲۸۷/۰	۳۹/۰	۸۰۵/۴	۲۶۰/۰	۳۴۱۷/۰	خراسان
۷۴۹۵/۶	۱۴۷۳/۰	۱۹۰۰/۰	--	۱۶۹۷/۰	۲۰۱۳/۳	۴۱۲/۳	خوزستان
۶۰۵/۴	--	--	۸/۷	۶۷/۷	--	۵۲۹/۰	زنجان
۶۱۸/۲	--	--	۰/۱	۱۹۸/۱	--	۴۲۰/۰	سمنان
۲۶۹۸/۲	--	۳۳۰/۰	۱۲/۴	۴۰۷/۵	۵۵۳/۰	۱۳۹۵/۳	فارس
۱۰۸۸/۰	--	--	۱۳/۴	۳۸۸/۱	--	۶۸۶/۴	قزوین
۷۲۴/۸	--	--	۱۷/۰	۵۷/۳	--	۶۵۰/۵	قم
۷۷۹/۶	--	--	--	۷۳/۳	--	۷۰۶/۲	کردستان
۷۸۴/۵	--	--	۱/۰	۲۵۸/۲	--	۵۲۵/۴	کرمان
۶۷۸/۲	--	۲/۸	--	۷۰/۵	۰/۶	۶۰۴/۴	کرمانشاه
۱۶۲/۵	--	--	--	۳/۷	--	۱۵۸/۸	کهگیلویه و بویراحمد
۸۳۶/۰	--	--	۱/۳	۸۰/۴	--	۷۵۴/۲	گلستان
۱۵۵۸/۶	--	--	۱/۵	۲۰۶/۳	--	۱۳۵۰/۸	گیلان
۷۵۷/۸	--	--	--	۱۲۲/۴	--	۶۳۵/۴	لرستان
۲۱۳۷/۴	--	--	--	۲۲۹/۱	--	۱۹۰۸/۲	مازندران
۲۱۲۰/۱	--	--	۶/۱	۸۸۸/۳	۳۲۶/۶	۸۹۹/۰	مرکزی
--	--	--	--	--	--	--	هرمزگان
۱۲۰۶/۰	--	--	--	۱۱۴/۲	--	۱۰۹۱/۸	همدان
۴۹۱/۶	--	--	--	۱۴۹/۲	--	۳۴۲/۴	یزد
۵۸۳۸۵/۹	۳۰۷۱/۵	۳۶۵۰/۸	۳۰۴/۵	۱۲۰۳۳/۷	۳۵۳۱/۳	۳۵۷۹۴/۰	جمع

جدول (۳-۳۹) : مصرف گاز طبیعی در بخش انرژی به تفکیک استان در سال ۱۳۸۴

(میلیون مترمکعب)

جمع مصرف نهایی و مصرف بخش انرژی	مصرف بخش انرژی			استان / شرح	
	جمع	نیروگاه	پالایشگاههای گاز پالایشگاههای نفت ^(۱)		
۴۱۷۳/۹	۱۴۴۰/۸	۱۱۲۷/۳	--	۳۱۳/۵	آذربایجان شرقی
۱۵۳۳/۲	۲۹۹/۴	۲۹۹/۴	--	--	آذربایجان غربی
۷۰۴/۴	--	--	--	--	اردبیل
۱۷۷۸۶/۲	۴۹۳۸/۸	۴۳۹۹/۳	--	۵۳۹/۵	تهران
۱۲۹۸۸/۷	۵۲۳۸/۲	۴۳۱۷/۳	--	۹۲۱/۰	اصفهان
۲۹۷۶/۵	۱۳۱۹/۷	۳۱۱/۴	۱۰۰۸/۳	--	بوشهر
۷۷۷/۵	۱۱۵/۷	--	--	۱۱۵/۷	چهارمحال و بختیاری
۱۰۰۵۴/۹	۳۹۹۸/۸	۳۴۹۷/۵	۴۹۶/۷	۴/۶	خراسان
۱۲۳۴۹/۵	۴۸۵۴/۰	۳۶۸۴/۷	۶۶/۵	۱۱۰۲/۷	خوزستان
۶۳۳/۸	۲۸/۴	--	--	۲۸/۴	زنجان
۶۲۹/۱	۱۱/۰	۴/۶	--	۶/۴	سمنان
۶۴۶۰/۱	۳۷۶۱/۹	۲۶۰۰/۳	۲/۹	۱۱۵۸/۷	فارس
۳۲۳۱/۸	۲۱۴۳/۸	۲۱۴۳/۸	--	--	قزوین
۱۵۶۹/۰	۸۴۴/۳	۸۳۲/۱	--	۱۲/۲	قم
۷۷۹/۶	--	--	--	--	کردستان
۲۹۰۱/۶	۲۱۱۷/۱	۱۳۱۲/۲	--	۸۰۴/۹	کرمان
۱۴۸۳/۵	۸۰۵/۳	۷۹۲/۴	--	۱۲/۹	کرمانشاه
۱۶۲/۵	--	--	--	--	کهگیلویه و بویراحمد
۸۳۶/۰	--	--	--	--	گلستان
۳۴۹۰/۶	۱۹۳۲/۰	۱۹۳۲/۰	--	--	گیلان
۷۸۶/۹	۲۹/۲	۵/۷	--	۲۳/۵	لرستان
۴۸۶۷/۱	۲۷۲۹/۸	۲۷۲۹/۵	--	۰/۳	مازندران
۳۸۹۱/۵	۱۷۷۱/۴	۱۳۳۵/۹	--	۴۳۵/۵	مرکزی
۲۲۱۸/۲	۲۲۱۸/۲	۲۱۶۴/۷	۵۳/۵	--	هرمزگان
۲۲۹۱/۲	۱۰۸۵/۲	۱۰۸۵/۲	--	--	همدان
۹۶۸/۷	۴۷۷/۱	۴۷۷/۱	--	--	یزد
۱۰۲۱۳۷/۳	۴۳۷۵۱/۴	۳۵۰۵۲/۴	۳۲۱۹/۳ ^(۲)	۵۴۷۹/۷	جمع

(۲) شامل سوخت ایستگاهها نیز می‌گردد.

(۱) شامل تلمبه خانه‌ها نیز می‌گردد.

۳-۱۱- قیمت گاز طبیعی

برای تعرفه‌گذاری گاز طبیعی بخشهای مختلف، مصارف به سه بخش عمده خانگی، عمومی و صنعتی تقسیم بندی شده‌اند. بخش خانگی شامل واحدهای مسکونی می‌شود. بخش عمومی شامل چهار گروه ۱- اماکن و تأسیسات

دولتی و واحدهای تجاری کسب و خدمات، ۲- خیریه و اماکن مذهبی، بهزیستی، آموزشی، ورزشی و مدارس علوم دینی، ۳- مساجد و حسینیه‌ها و ۴- نانوائی‌ها و گرمابه‌ها (تجاری ویژه) می‌باشد که هر کدام تعرفه جداگانه‌ای دارند. بخش صنعتی نیز شامل چهار گروه می‌باشد که به ترتیب عبارتند از: ۱- واحدهای صنعتی، کشاورزی، دامپروری، هتل‌ها و مسافرخانه‌ها، ۲- پالایشگاهها و تلمبه‌خانه‌های در مالکیت وزارت نفت و گاز مصرفی برای خوراک پتروشیمی و سوخت آن، ۳- نیروگاههای وزارت نیرو، ۴- سوخت ارائه شده در ایستگاههای CNG برای حمل و نقل.

با توجه به سیاست دولت مبنی بر تثبیت قیمتها، تعرفه‌های گاز طبیعی در سال ۱۳۸۴ نسبت به سال قبل از آن تغییری نداشته است. در جدول (۳-۴۰) قیمت متوسط فروش در بخشهای مختلف مصرف آورده شده است.

جدول (۳-۴۰) : قیمت متوسط فروش گاز طبیعی در سالهای ۸۴-۱۳۷۹ (ریال بر مترمکعب)

نوع مصرف	۱۳۷۹	۱۳۸۰	۱۳۸۱	۱۳۸۲	(^۱)۱۳۸۳	(^۱)۱۳۸۴	نرخ رشد ۱۳۸۴ به ۱۳۸۳ (درصد)
آموزشی	۷۳/۷	۸۱	۸۶/۶	۸۸/۴	۷۰/۱	۷۰	-۰/۱۴
پالایشگاه و تلمبه‌خانه‌های نفت	۲۰	۲۲	۲۴/۹	۲۸/۸	۳۵/۶	۳۵	-۱/۶۹
مجتمع‌های پتروشیمی	۶۰/۶	۶۶/۶۶	۴۵/۵	۵۰	۹۰/۵	۹۰	-۰/۵۵
عمومی	۱۲۱	۱۳۳	۱۵۴/۶	۱۷۴/۵	۱۹۸/۷	۲۰۰	۰/۶۵
تجاری	۱۲۱	۱۳۳	۱۵۳/۳	۱۷۴/۵	۱۹۹/۴	۲۰۰	۰/۳۰
ویژه تجاری	۱۶/۵	۱۸	۱۹/۸	۳۰	۲۵	۲۵	--
حمل و نقل	۵۵	۶۰/۵	۸۶/۳	۶۰	۶۰	۶۰	--
خانگی (متوسط)	۵۵	۶۰/۵	۶۷/۸	۷۵	۸۰	۸۰	--
خیریه	۵	۵	۷/۱۲	۸۸/۱	۷۰	۷۰	--
صنعتی	۱۰۴/۵	۱۱۵	۱۲۱/۷	۱۳۱	۱۳۹/۸	۱۳۸/۵	-۰/۹۳
خوراک مجتمع‌های پتروشیمی تولید کود اوره	۲۰	۲۲	۲۶/۹	۳۵	۴۰	۴۰	--
ویژه مذهبی	۵	۵	۲۴/۶	۳۰/۲	۳۵/۱	۳۵	-۰/۲۸
نیروگاه	۲۰	۲۲	۲۲/۴	۲۷	۲۹/۴	۲۹/۳	-۰/۳۴
ورزشی	۷۳/۷	۸۱	۸۵/۷	۸۸/۵	۷۰	۷۰	--

(۱) قیمت‌های فروش گاز در سال ۱۳۸۴ نسبت به سال قبل از آن تغییری نداشته است. تفاوت قیمت‌های مربوط به سالهای ۱۳۸۳ و ۱۳۸۴ در متن جدول، از اینرو است که قیمت‌های سال ۱۳۸۳ با استفاده از محاسبات بدست آمده بوده در حالیکه قیمت‌های سال ۱۳۸۴ بر مبنای تعرفه می‌باشد.

۱۲-۳- گاز کک و گاز کوره بلند

گازهای کوره بلند گازی هستند که در زمان احتراق کک در کوره‌های بلند در صنعت آهن و فولاد تولید و بازیافت می‌گردند و به عنوان سوخت در داخل کارخانه، در واحدهای نیروگاهی و یا در دیگر بخشهای صنعت فولاد سوزانده

می‌شوند. این گازها شامل گازهای اکسیژنی که در زمان ترک کوره‌های اکسیژن به عنوان محصول جانبی تولید فولاد بازیافت می‌شود نیز می‌گردند. گازهای اکسیژن کوره‌های فولاد به عنوان گازهای تبدیلی نیز شناخته می‌شوند.

گازهای کک نیز گازهایی می‌باشند که در واحدهای کک سازی کارخانه‌های تولید کننده آهن و فولاد به عنوان یک محصول جانبی بدست می‌آیند.

در ایران نیز این دو نوع گاز در کارخانه ذوب آهن اصفهان بدست می‌آیند. جدول (۳-۴۱) تولید و مصرف گاز کک و کوره را طی سالهای ۸۴-۱۳۶۵ نشان می‌دهد.

جدول (۳-۴۱) : تولید و مصرف گاز کک و گاز کوره بلند در ذوب آهن اصفهان طی سالهای ۸۴-۱۳۶۵

(میلیون مترمکعب)

گاز کوره بلند		گاز کک		سال
تولید	مصرف	تولید	مصرف	
۲۵۲/۹	۲۷۸/۵	۲۷۸/۵	۲۵۲/۹	۱۳۶۵
۲۵۳/۸	۲۸۷/۶	۲۸۷/۶	۲۵۳/۸	۱۳۶۶
•	•	•	•	۱۳۶۷
۳۰۹/۷	۳۴۰/۰	۳۴۰/۰	۳۰۹/۷	۱۳۶۸
۳۲۶/۰	۳۵۹/۲	۳۵۹/۲	۳۲۶/۰	۱۳۶۹
•	•	•	•	۱۳۷۰
۳۸۶/۰	۴۰۰/۰	۴۰۰/۰	۳۸۶/۰	۱۳۷۱
۳۵۵/۰	۳۷۱/۶	۳۷۱/۶	۳۵۵/۰	۱۳۷۲
۴۰۶/۶	۴۴۲/۹	۴۴۲/۹	۴۰۶/۶	۱۳۷۳
۳۷۸/۸	۴۴۱/۷	۴۴۱/۷	۳۷۸/۸	۱۳۷۴
۳۷۹/۹	۴۲۲/۷	۴۲۲/۷	۳۷۹/۹	۱۳۷۵
۳۸۹/۳	۴۲۲/۲	۴۲۲/۲	۳۸۹/۳	۱۳۷۶
۴۰۲/۹	۴۹۱/۹	۴۹۱/۹	۴۰۲/۹	۱۳۷۷
۴۳۳/۴	۵۲۳/۷	۵۲۳/۷	۴۳۳/۴	۱۳۷۸
۴۶۵/۰	۵۳۸/۷	۵۳۸/۷	۴۶۵/۰	۱۳۷۹
۴۶۹/۳	۵۳۲/۱	۵۳۲/۱	۴۶۹/۳	۱۳۸۰
۴۶۸/۴	۴۹۹/۴	۴۹۹/۴	۴۶۸/۴	۱۳۸۱
۴۱۶/۱	۴۶۳/۸	۴۶۳/۸	۴۱۶/۱	۱۳۸۲
۴۲۱/۱	۴۷۳/۴	۴۷۳/۴	۴۲۱/۱	۱۳۸۳
۳۹۱/۸	۴۱۹/۴	۴۱۹/۴	۳۹۱/۸	۱۳۸۴

• ارقام در دسترس نمی‌باشند.