



بررسی صنعت پالایشگاهی و پتروشیمی در ایران

تهیه شده در مدیریت تحقیقات اقتصادی بانک خاورمیانه



بانک خاورمیانه
Middle East Bank



عنوان گزارش:

بررسی صنعت پالایشگاهی و پتروشیمی در ایران

مدیریت تحقیقات اقتصادی بانک خاورمیانه

تهیه کننده: معصومه اسماعیلی

به روزرسانی: محمد کوثری

اردیبهشت ۱۴۰۰

فهرست مطالب

۱	پیشگفتار
۳	بخش اول: صنایع پالایشگاهی
۳	مقدمه
۳	صنعت پالایشگاهی در ایران و جهان
۵	تولید محصولات پالایشگاهی در ایران و جهان
۷	تجارت بین‌المللی محصولات پالایشگاهی در ایران
۱۱	پیچیدگی عملیات در پالایشگاه‌های ایران
۱۲	چالش‌های صنعت پالایشگاهی در ایران
۱۲	مسئله واگذاری و مالکیت
۱۴	مسئله قیمت‌گذاری
۱۹	بخش دوم: صنایع پتروشیمی
۱۹	مقدمه
۲۱	چشم‌انداز صنعت پتروشیمی در ایران و منطقه
۲۱	چشم‌انداز داخلی صنعت پتروشیمی
۲۳	چشم‌انداز صنعت پتروشیمی در کشورهای منطقه
۲۵	شاخص ریسک-پاداش در کشورهای منطقه خاورمیانه
۲۶	خوراک مجتمع‌های پتروشیمی
۲۷	معرفی صنعت پتروشیمی در ایران
۳۳	تولید و فروش محصولات پتروشیمی
۳۷	سرمایه‌گذاری در صنعت پتروشیمی
۳۸	تأمین مالی طرح‌های صنعت پتروشیمی
۳۹	چالش‌های صنعت پتروشیمی
۳۹	قیمت‌گذاری خوراک مجتمع‌های پتروشیمی
۴۱	مسئله واگذاری و خصوصی‌سازی
۴۴	وضعیت مالکیت در صنعت پتروشیمی
۴۹	جمع‌بندی
۵۰	پیوست یک: توضیح برخی مفاهیم مرتبط
۵۷	منابع

فهرست جداول

- جدول ۱- میزان تولید و مصرف نفت خام و گاز طبیعی ایران و جهان ۱
- جدول ۲- ظرفیت پالایش نفت ایران و جهان (هزار بشکه در روز) ۴
- جدول ۳- نام پالایشگاه‌های کشور و ظرفیت آن‌ها در سال ۲۰۱۹ ۵
- جدول ۴- تولید کل محصولات (فرآورده‌های اصلی نفتی) پالایشگاهی در ایران (هزار بشکه در روز) ۵
- جدول ۵- مالکان پالایشگاه‌ها و درصد مشارکت آن‌ها (درصد) ۱۳
- جدول ۶- رتبه‌بندی شاخص‌های مختلف RRI کشورهای منطقه خاورمیانه و شمال آفریقا* ۲۶
- جدول ۷- محصولات قابل تولید از هر نوع خوراک در صنعت پتروشیمی در مناطق مختلف جهان ۲۷
- جدول ۸- محل تأمین خوراک واحدهای پتروشیمی مستقر در منطقه ویژه اقتصادی انرژی پارس (عسلویه) ۳۰
- جدول ۹- خلاصه مجتمع‌های پتروشیمی در عسلویه، ماهشهر و سایر مناطق ایران ۳۲
- جدول ۱۰- آمار تولید محصولات منتخب پتروشیمی (هزار تن) ۳۴
- جدول ۱۱- مقدار و ارزش پنج گروه اصلی محصولات پتروشیمی صادراتی در سال ۱۳۹۶ ۳۴
- جدول ۱۲- بزرگ‌ترین مجتمع‌های پتروشیمی صادرکننده محصولات پتروشیمی در سال ۱۳۹۷ ۳۶
- جدول ۱۳- پیش‌بینی تولید برخی از محصولات پتروشیمی در ایران تا پایان سال ۲۰۲۲ ۳۸
- جدول ۱۴- توزیع بخشی منابع ارزی صندوق از محل قراردادهای عاملیت ارزی برای تأمین مالی طرح‌های فعال پتروشیمی از سال ۱۳۹۰ تا پایان ۱۳۹۸ ۳۹
- جدول ۱۵- مصرف حامل‌های هیدروکربوری صنایع پتروشیمی به تفکیک خوراک و سوخت در سال‌های ۱۳۸۹ تا ۱۳۹۵، میلیون بشکه معادل نفت خام ۳۹
- جدول ۱۶- شرکت‌های واگذار شده به طرح توزیع سهام عدالت ۴۳
- جدول ۱۷- میزان خوراک پالایشگاه‌ها طی سال‌های ۱۳۸۶ تا ۱۳۹۵ (میلیون بشکه معادل نفت خام) ۵۱

فهرست اشکال

- شکل ۱- جریان نفت خام و تبدیل آن به فرآورده‌ها ۲
- شکل ۲- توزیع ارزش افزوده بخش ساخت مواد و محصولات شیمیایی ۲۸
- شکل ۳- منطقه ویژه اقتصادی پتروشیمی ماهشهر ۲۹
- شکل ۴- منطقه ویژه اقتصادی انرژی پارس (عسلویه) ۳۱
- شکل ۵- شرکت‌های تابعه وزارت رفاه، کار و تعاون اجتماعی ۴۵
- شکل ۶- شرکت‌های تابعه صنایع پتروشیمی خلیج فارس ۴۶
- شکل ۷- شرکت‌های تابعه وزارت نفت، گروه گسترش نفت و گاز پارسیان و وزارت دفاع و پشتیبانی از نیروهای مسلح ۴۷
- شکل ۸- شرکت‌های تابعه شرکت سرمایه‌گذاری نفت و گاز تأمین ۴۸
- شکل ۹- فرآیند تقطیر در برج اتمسفریک پالایشگاه و جداسازی محصولات ۵۲
- شکل ۱۰- محصولات پتروشیمی در یک نگاه ۵۳
- شکل ۱۱- محصولات پتروپالایشگاه در یک نگاه ۵۵

فهرست نمودارها

- نمودار ۱- سهم مناطق مختلف جهان در پالایش نفت خام (درصد) ۳
- نمودار ۲- توان عملیاتی پالایش نفت خام کشورهای منتخب در سال ۲۰۱۹ ۴
- نمودار ۳- روند تولید محصولات و فرآورده‌های اصلی نفتی ایران ۶
- نمودار ۴- سهم تولید فرآورده‌های نفتی در مناطق مختلف جهان در سال ۲۰۱۹ (درصد) ۶
- نمودار ۵- میزان تولید بزرگ‌ترین تولیدکنندگان فرآورده‌های نفتی جهان در سال ۲۰۱۹ ۷
- نمودار ۶- صادرات و واردات فرآورده‌های نفتی ایران طی سال‌های ۱۳۸۰ تا ۱۳۹۶ ۷
- نمودار ۷- واردات محصولات پالایشی طی سال‌های ۱۳۸۵ تا ۱۳۹۵ ۸
- نمودار ۸- صادرات محصولات پالایشی به تفکیک طی سال‌های ۱۳۸۵ تا ۱۳۹۵ ۹
- نمودار ۹- حجم و ارزش صادرات میعانات گازی طی سال‌های ۱۳۹۰ تا ۱۳۹۸ ۱۰
- نمودار ۱۰- سهم وارداتی کشورهای مختلف واردکننده میعانات گازی از ایران در سال ۱۳۹۷ (درصد) ۱۰
- نمودار ۱۱- ضریب پیچیدگی پالایشگاه‌های ایران بر اساس شاخص نلسون ۱۱
- نمودار ۱۲- میزان تولید نفت کوره (میلیون مترمکعب در سال)، نسبت نفت کوره از کل خوراک ورودی به تفکیک پالایشگاه و سهم نفت کوره پالایشگاه از کل نفت کوره تولیدی (درصد) در سال ۱۳۹۵ ۱۲
- نمودار ۱۳- سهم مالکیت پالایشگاه‌های ایران (درصد) ۱۴
- نمودار ۱۴- شکاف قیمت مصوب و فوب خلیج فارس برای بنزین موتور* ۱۶
- نمودار ۱۵- ارزش تولیدات محصولات شیمیایی در مناطق مختلف جهان (میلیارد دلار) ۱۹
- نمودار ۱۶- واردات و صادرات محصولات پتروشیمی در مناطق مختلف جهان در سال ۲۰۱۸ (میلیارد دلار) ۲۰
- نمودار ۱۷- مصرف داخلی محصولات پتروشیمی در مناطق مختلف جهان در سال ۲۰۱۸ (میلیارد دلار) ۲۰
- نمودار ۱۸- ظرفیت تولید سه محصول منتخب پتروشیمی در کشور و پیش‌بینی آن‌ها برای سال‌های ۲۰۲۰ تا ۲۰۲۳ ۲۲
- نمودار ۱۹- سهم انواع خوراک مصرفی صنعت پتروشیمی در جهان (درصد) ۲۶
- نمودار ۲۰- مقدار تولید، فروش داخلی و صادرات محصولات پتروشیمی ۲۷
- نمودار ۲۱- میزان تولید محصولات پتروشیمی طی سال‌های ۱۳۸۸ تا ۱۳۹۸ ۳۳
- نمودار ۲۲- سهم صنعت پتروشیمی از ارزش صادرات غیرنفتی و صادرات محصولات صنعتی کشور ۳۵
- نمودار ۲۳- ارزش صادرات محصولات پتروشیمی ۳۶
- نمودار ۲۴- حجم (هزار تن) و ارزش (میلیون دلار) واردات محصولات پتروشیمی طی سال‌های ۱۳۸۹ تا ۱۳۹۷ ۳۷
- نمودار ۲۵- سهم مناطق مختلف جهان از ذخایر اثبات‌شده نفت خام در انتهای ۲۰۱۹ (میلیارد بشکه) ۵۰
- نمودار ۲۶- روند تولید نفت خام جهان (محور چپ) و سهم ایران از تولید جهانی (محور راست) طی سال‌های ۲۰۰۵ تا ۲۰۱۸ ۵۱
- نمودار ۲۸- پیش‌بینی میزان تولید مواد اولیه کلیدی جهت فرآوری انواع پلیمرها، لاستیک‌ها و پلاستیک‌ها ۵۴
- نمودار ۲۸- روند تغییرات حجم گازهای سوزانده شده همراه نفت ۵۶

پیشگفتار

انرژی‌های اولیه شامل نفت، گاز طبیعی، ذغال‌سنگ، انرژی هسته‌ای، برق آبی و سایر انرژی‌های تجدیدپذیر در سال ۲۰۱۹ حدود ۷۵/۷ گیگاژول به ازای هر نفر در دنیا مصرف شده‌اند. البته این سرانه مصرف در مناطق مختلف دنیا تفاوت بسیار چشمگیری دارد، به طوری که بالاترین آن در امریکای شمالی با سرانه ۲۳۶/۰ گیگاژول و پایین‌ترین آن در افریقا با سرانه ۱۵/۲ گیگاژول بوده است. سهم مصرف ایران در این میان ۱۴۸/۹ گیگاژول از انرژی‌های اولیه به ازای هر نفر بوده است. به نسبت سال ۲۰۱۸، مصرف این انرژی‌ها در جهان ۰/۲ درصد، در خاورمیانه ۱/۴ درصد و در ایران ۲/۹ درصد افزایش داشته است. در ایران، مصرف انرژی‌های اولیه به تفکیک شامل ۳۰ درصد نفت خام، ۶۷/۸ درصد گاز طبیعی، ۰/۵ درصد ذغال‌سنگ، ۰/۵ درصد انرژی هسته‌ای، ۰/۸ درصد برق آبی و ۰/۳ درصد نیز انرژی‌های تجدیدپذیر است. بنابراین، عمده انرژی کشور از طریق نفت و گاز طبیعی تأمین می‌شود. طبق آخرین برآوردها، مجموع ذخایر نفت ایران حدوداً ۱۵۵/۶ میلیارد بشکه است که پس از ونزوئلا، عربستان سعودی و کانادا در رتبه چهارم جهان قرار گرفته و تقریباً ۸/۹ درصد کل ذخایر دنیا را در اختیار دارد. ذخایر گاز ایران نیز ۳۱/۹ هزار میلیارد مترمکعب تخمین خورده که ۱۶/۲ درصد از کل ذخایر جهان را شامل می‌شود و از این لحاظ پس از روسیه با ۳۵ هزار میلیارد مترمکعب در جایگاه دوم جهان قرار دارد.^۱ چنانکه در جدول ۱ مشاهده می‌شود، میزان تولید نفت خام در جهان در سال ۲۰۱۹ تفاوت چندانی نسبت به سال پیش از آن نداشته و رقم ۴/۵ میلیارد تن را به ثبت رسانده است. این میزان برای ایران حدود ۱۶۱ میلیون تن بوده است که ۲۸ درصد افت نسبت به سال ۲۰۱۸ نشان می‌دهد. در همین سال، میزان تولید جهانی گاز طبیعی نیز تقریباً بدون تغییر نسبت به سال قبل آن بوده و به حدود ۴/۰ هزار میلیارد مترمکعب رسیده که حدود ۶ درصد از آن متعلق به ایران بوده است. تولید گاز طبیعی در ایران نسبت به سال ۲۰۱۸ اندکی افزایش نشان می‌دهد. مجموع مصرف جهانی گاز طبیعی نیز ۳،۹۲۹ میلیارد مترمکعب و در ایران ۲۲۴ میلیارد مترمکعب برآورد شده که نسبت به سال ۲۰۱۸ تقریباً بدون تغییر بوده است.

جدول ۱- میزان تولید و مصرف نفت خام و گاز طبیعی ایران و جهان

گاز طبیعی (میلیارد مترمکعب)		نفت خام (میلیون تن)					
		ایران		جهان		ایران	
۲۰۱۹	۲۰۱۸	۲۰۱۹	۲۰۱۸	۲۰۱۹	۲۰۱۸	۲۰۱۹	۲۰۱۸
۳،۹۸۹/۳	۳،۸۵۷/۵	۲۴۴/۲	۲۳۸/۳	۴،۴۸۴/۵	۴،۴۹۹/۵	۱۶۰/۸	۲۲۴/۷
۳،۹۲۹/۲	۳،۸۵۱/۷	۲۲۳/۶	۲۲۴/۱	-	۴،۶۰۷/۰	-	۸۶/۲

مأخذ: British Petroleum Statistical Review of World Energy, ۲۰۲۰

براساس آخرین گزارش در دسترس عموم از ترازنامه هیدروکربوری کشور^۲، در سال ۱۳۹۵ حدود ۳۵ درصد مصرف انرژی در ایران به بخش خانگی و تجاری اختصاص یافته که معادل ۴۷۵/۵ میلیون بشکه معادل نفت خام بوده است. سایر بخش‌ها شامل، خوراک مجتمع‌های پتروشیمی ۱۶۴/۲ میلیون بشکه معادل نفت خام با سهم ۱۲ درصد، حمل‌ونقل ۳۱۹/۷ میلیون بشکه معادل نفت خام با

^۱ کلیه آمار و ارقام این پاراگراف از گزارش British Petroleum Statistical Review of World Energy سال ۲۰۲۰ استخراج شده است.

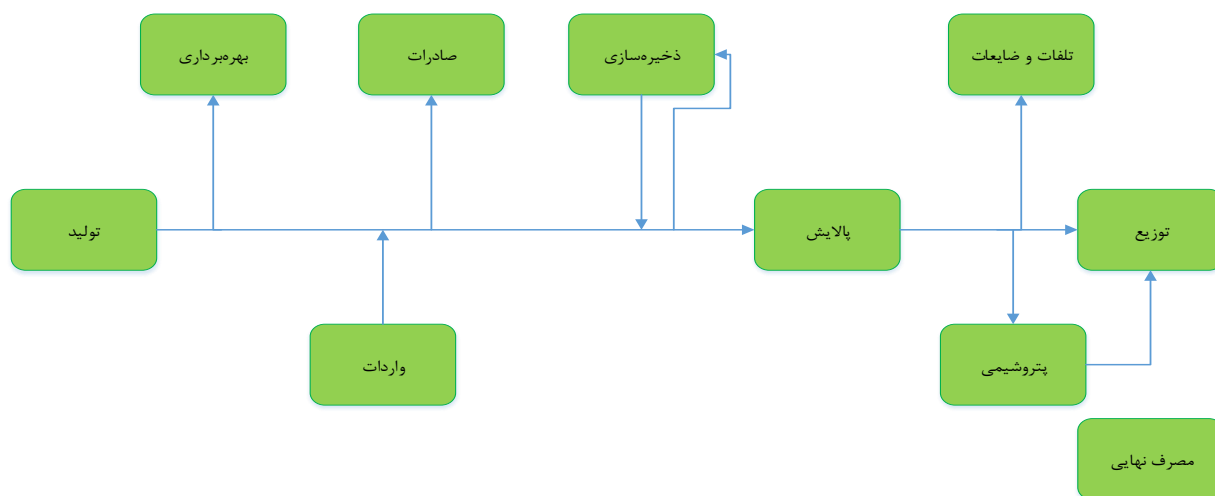
^۲ در زمان تهیه این گزارش، درخواست رسمی از مؤسسه مطالعات انرژی برای تهیه ترازنامه هیدروکربوری سال‌های ۱۳۹۶ و ۱۳۹۷، به دلیل محرمانه تلقی شدن آمار موجود در آنها با موافقت روبه‌رو نشد.

سهم ۲۴ درصد، بخش صنعت ۳۳۱/۲ میلیون بشکه معادل نفت خام با سهم ۲۴ درصد و بخش کشاورزی ۵۳/۲ میلیون بشکه معادل نفت خام با سهم ۴ درصد بوده‌اند.

وجود منابع عظیم هیدروکربوری و دسترسی به آب‌های آزاد از مزیت‌های رقابتی کشور در صنایع پالایشی و پتروشیمی محسوب می‌شوند. شناخت صنعت نفت، پالایش و پتروشیمی و استفاده دقیق از فرصت‌های پیش‌رو در جهت رشد اقتصاد کشور در اثربخشی تخصیص منابع محدود و به دنبال آن توسعه سایر صنایع مؤثر است. با رشد صادرات محصولات پالایشی و پتروشیمی و کسب سهم بیشتر از بازار جهانی می‌توان انتظار افزایش درآمد ملی، بکارگیری تکنولوژی‌های به‌روز و توسعه روزافزون این صنایع را داشت.

به طور کلی صنایع وابسته به نفت مثل صنایع پالایشگاهی و پتروشیمی را می‌توان به دو بخش بالادستی و پایین‌دستی تقسیم کرد. هرگونه عملیات مربوط به اکتشاف، مخازن، حفاری، تولید، بهره‌برداری و حمل‌ونقل نفت خام یا گاز به این صنایع جزء بخش بالادستی تلقی می‌شوند و فعالیت‌های پایین‌دستی شامل عملیات مختلف در پالایش نفت خام و همچنین تبدیل مشتقات مختلف آن در پتروشیمی‌ها است. نفت خام از میداین خشکی یا دریایی استحصال می‌شود و معمولاً توأم با گاز و سایر املاح است. گازهای حل‌شده (متان، اتان، پروپان، بوتان) به دلیل فرار بودن جداسازی می‌شوند و بخش عمده آن‌ها به ناچار سوزانده شده و از بین می‌رود. در مرحله بعد جداسازی املاح، آب و سایر مواد از نفت خام صورت می‌گیرد و سپس نفت خام و گازهای همراه آن برای تبدیل به فرآورده‌های نفتی به پالایشگاه‌ها و پتروشیمی‌ها وارد می‌شوند. شکل ۱ جریان نفت خام و تبدیل آن به فرآورده‌ها را نشان می‌دهد.

شکل ۱- جریان نفت خام و تبدیل آن به فرآورده‌ها



مأخذ: ترازنامه هیدروکربوری کشور، سال ۱۳۹۵



بخش اول: صنایع پالایشگاهی

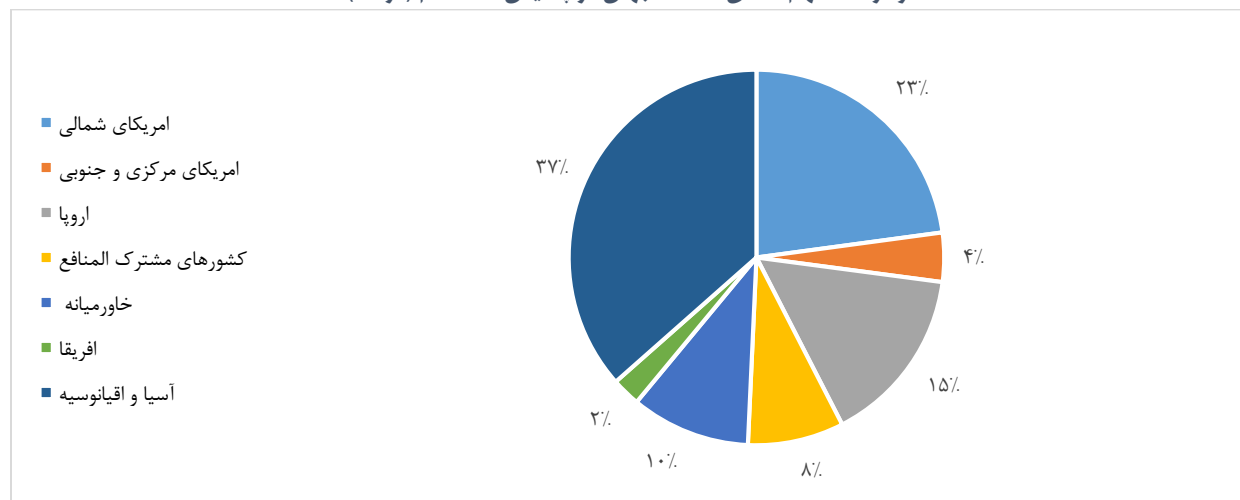
مقدمه

پالایشگاه نفت مجموعه‌ای از واحدهای صنعتی پیچیده‌ای است که نفت خام و میعانات گازی را به عنوان خوراک ورودی دریافت و آن را به مواد بارزش تر نظیر بنزین، نفت سفید، گاز مایع، نفت کوره و قیر تبدیل می‌کند. ایران فعالیت پالایش نفت خام را در سال ۱۲۹۱ با تأسیس پالایشگاه آبادان آغاز نمود و به مرور این صنعت در کشور گسترش یافت. تا جایی که در سال ۲۰۱۹ ظرفیت پالایش نفت خام در سطح کشور ۲/۴ میلیون بشکه در روز برآورد شده است که حدود ۲ درصد نفت پالایش شده در جهان به شمار می‌رود. با وجود گسترش صنعت پالایشگاهی در ایران، این صنعت با چالش‌های قابل توجهی روبه‌رو بوده و هست. عدم وجود تکنولوژی به‌روز، مالکیت و حکمرانی غیر صحیح شرکت‌ها و مجتمع‌ها، نحوه نامناسب واگذاری آن‌ها به بخش به اصطلاح خصوصی و مسئله قیمت‌گذاری محصولات و نهاده‌ها از جمله مهمترین چالش‌های این صنعت در ایران به شمار می‌روند. عوامل مختلفی از درون و بیرون این صنعت باعث شده که مسیر کارا و مؤثری برای رشد و ایجاد ارزش افزوده در این صنعت طی نشود که این امر کاهش انگیزه سرمایه‌گذاران برای سرمایه‌گذاری را به همراه داشته است.

صنعت پالایشگاهی در ایران و جهان

سهم مناطق مختلف جهان در پالایش نفت خام در نمودار ۱ نشان داده شده است. کل توان عملیاتی پالایش نفت خام در جهان در سال ۲۰۱۹ حدود ۸۳ میلیون بشکه در روز بوده است. آسیا و اقیانوسیه با ۳۷ درصد بیشترین سهم و آفریقا با تنها ۲ درصد کمترین سهم را در پالایش نفت خام جهان به خود اختصاص داده‌اند. سهم کشورهای خاورمیانه نیز در این سال ۱۰ درصد بوده که نسبت به سال قبل تفاوت چندانی نداشته است.

نمودار ۱- سهم مناطق مختلف جهان در پالایش نفت خام (درصد)

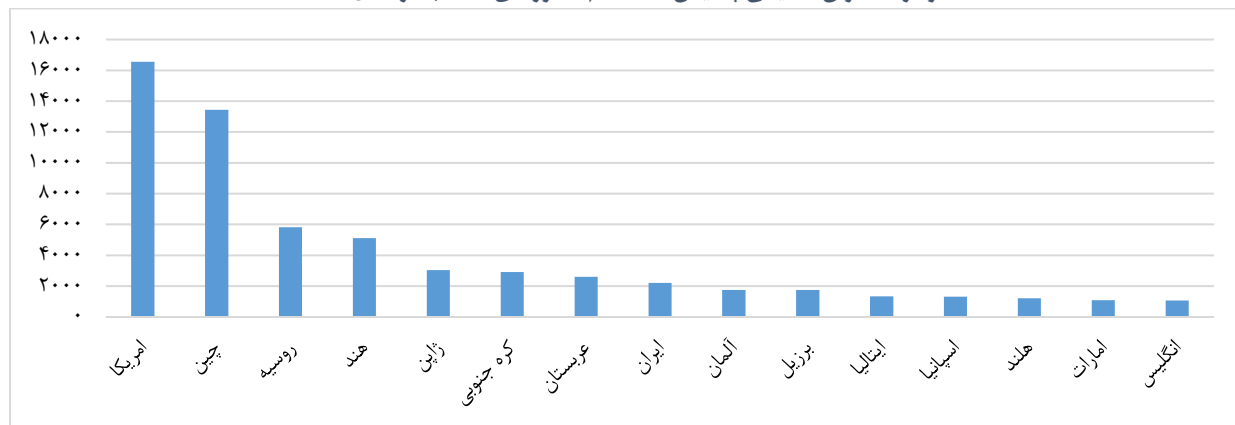


مأخذ: British Petroleum Statistical Review of World Energy, ۲۰۲۰

نمودار ۲ پانزده کشور با بیشترین توان عملیاتی پالایش نفت خام در جهان در سال ۲۰۱۹ را نشان می‌دهد. همانطور که مشخص است ایالات متحده آمریکا و چین به ترتیب با ۱۶/۵ و ۱۳/۵ میلیون بشکه در روز با اختلاف در رده‌های اول و دوم دنیا قرار دارند و

ایران با ۲/۲ میلیون بشکه در روز هشتم دنیا و دوم منطقه است. ایران در سال ۲۰۱۸ در رتبه نهم دنیا قرار داشته و سال ۲۰۱۹ یک پله در این رده بندی بالاتر آمده است.

نمودار ۲- توان عملیاتی پالایش نفت خام کشورهای منتخب در سال ۲۰۱۹



مأخذ: ۲۰۲۰، British Petroleum Statistical Review of World Energy

جدول ۲ توان عملیاتی و ظرفیت پالایش نفت خام در ایران و جهان را نشان می دهد. همانطور که ملاحظه می شود، از سال ۲۰۱۰ تا سال ۲۰۱۹ ظرفیت پالایش نفت خام در ایران در مجموع حدود ۲۹ درصد و در جهان حدود ۹ درصد رشد داشته است. البته باید توجه داشت که رقم مربوط به جهان کشورهایی که مزیت یا شرایط دارا بودن پالایشگاه را ندارند را هم شامل می شود و لذا مقایسه متوسط جهان با ایران چندان معنادار نیست. برای مثال، این رشد در قطر ۵۲ درصد و در امارات ۸۶ درصد بوده اما در برخی کشورها هیچ رشدی به ثبت نرسیده است.

جدول ۲- ظرفیت پالایش نفت ایران و جهان (هزار بشکه در روز)

سال	۲۰۱۹	۲۰۱۸	۲۰۱۷	۲۰۱۶	۲۰۱۵	۲۰۱۴	۲۰۱۳	۲۰۱۲	۲۰۱۱	۲۰۱۰	
ایران	۲,۲۰۸	۲,۰۲۲	۱,۹۵۹	۱,۸۷۵	۱,۸۶۸	۱,۹۴۱	۲,۰۰۰	۱,۹۳۳	۱,۸۷۴	۱,۸۳۰	توان عملیاتی
جهان	۸۲,۹۸۹	۸۲,۹۶۱	۸۲,۰۴۰	۸۰,۴۱۹	۷۹,۹۶۹	۷۷,۹۱۰	۷۷,۰۲۱	۷۶,۶۱۲	۷۵,۵۵۷	۷۵,۲۲۲	
ایران	۲,۴۰۵	۲,۲۴۰	۲,۱۳۰	۱,۹۸۵	۱,۹۸۵	۱,۹۸۵	۱,۹۸۵	۱,۹۵۲	۱,۸۶۰	۱,۸۶۰	ظرفیت
جهان	۱۰۱,۳۴۰	۹۹,۸۱۴	۹۸,۴۱۶	۹۷,۹۳۷	۹۷,۴۱۶	۹۶,۹۸۰	۹۵,۸۳۱	۹۴,۸۸۲	۹۴,۴۶۲	۹۳,۲۲۵	

مأخذ: ۲۰۲۰، British Petroleum Statistical Review of World Energy

چنانچه اشاره شد، صنعت پالایشگاهی در ایران از خط لوله مسجد سلیمان- آبادان که در سال ۱۲۹۰ احداث شد، کلید خورده است. یک سال پس از احداث این خط لوله پالایشگاه آبادان به عنوان اولین پالایشگاه ایران با ظرفیت روزانه ۲,۵۰۰ بشکه در روز آغاز به کار کرد. جدول ۳ نام و ظرفیت فعلی مهمترین پالایشگاه های ایران را نشان می دهد. همانطور که مشاهده می شود، پالایشگاه آبادان با نزدیک به ۴۰۰ هزار بشکه در روز، بالاترین ظرفیت را در بین پالایشگاه های کشور دارد و پس از آن پالایشگاه های اصفهان و بندرعباس قرار دارند.



جدول ۳- نام پالایشگاه‌های کشور و ظرفیت آن‌ها در سال ۲۰۱۹

ظرفیت* (هزار بشکه در روز)	پالایشگاه
۳۹۹	آبادان
۳۷۵	اصفهان
۲۴۵	تهران
۲۴۲	اراک
۳۴۴	بندرعباس
۲۴۰	ستاره خلیج فارس
۱۲۰	پالایشگاه قشم
۱۱۰	تبریز
۵۶	شیراز
۴۸	لاوان
۲۲	کرمانشاه
۲,۲۰۱	جمع

مأخذ: OPEC Annual Statistical Bulletin, ۲۰۲۰

*بیشترین میزان ورودی به برج تقطیر اتمسفریک در طول شبانه‌روز

تولید محصولات پالایشگاهی در ایران و جهان

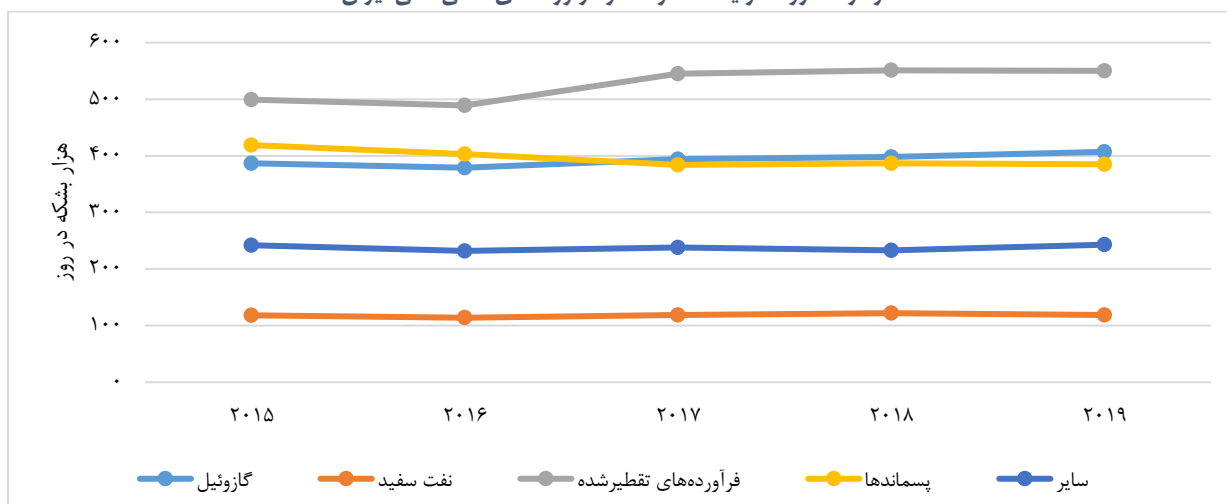
روند تولید مجموع محصولات پالایشگاهی ایران از سال ۲۰۱۰ تا سال ۲۰۱۹ در جدول ۴ نشان داده شده است. بر مبنای گزارش اوپک، مجموع فرآورده‌های تولیدی پالایشگاه‌های کشور در سال ۲۰۱۹ حدود ۱/۷ میلیون بشکه در روز بوده که نسبت به سال قبل از آن تقریباً یک درصد افزایش داشته است. نمودار ۳ روند تولید فرآورده‌های اصلی نفتی را طی سال‌های ۲۰۱۵ تا ۲۰۱۹ به تفکیک محصولات اصلی نشان می‌دهد. همانطور که ملاحظه می‌شود، فرآورده‌های تقطیرشده بیشترین سهم را در این بین داشته‌اند و تولید آنها از ۵۰۰ هزار بشکه در روز در سال ۲۰۱۰ به ۵۵۰ هزار بشکه در روز در سال ۲۰۱۹ افزایش یافته است. تولید گازوئیل در طول این پنج سال حول ۴۰۰ هزار بشکه در روز نوسان داشته و تولید نفت سفید نیز طی این پنج سال تغییر چندانی نداشته و در حدود روزانه ۱۱۵ هزار بشکه بوده است.

جدول ۴- تولید کل محصولات (فرآورده‌های اصلی نفتی) پالایشگاهی در ایران (هزار بشکه در روز)

۲۰۱۹	۲۰۱۸	۲۰۱۷	۲۰۱۶	۲۰۱۵	۲۰۱۴	۲۰۱۳	۲۰۱۲	۲۰۱۱	۲۰۱۰
۱,۷۰۵	۱,۶۹۱	۱,۶۸۰	۱,۶۱۸	۱,۶۶۴	۱,۶۵۸	۱,۹۱۸	۱,۸۱۲	۱,۷۴۹	۱,۷۴۳

مأخذ: OPEC Annual Statistical Bulletin ۲۰۱۵ and ۲۰۲۰

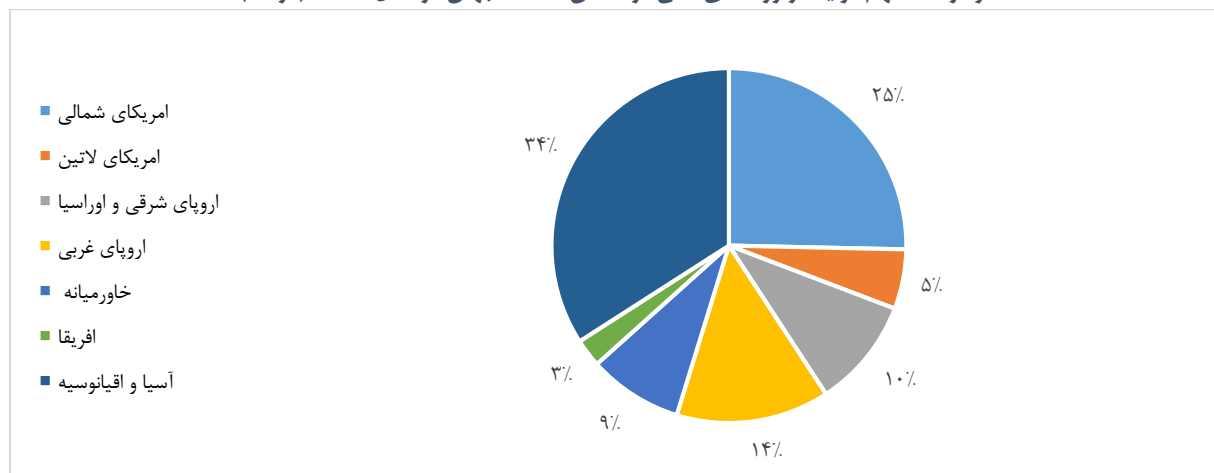
نمودار ۳- روند تولید محصولات و فرآورده‌های اصلی نفتی ایران



مأخذ: OPEC Annual Statistical Bulletin, ۲۰۲۰

از نظر جغرافیایی بیشترین تولید فرآورده‌های نفتی در سال ۲۰۱۹ به منطقه آسیا و اقیانوسیه اختصاص داشته که با تولید نزدیک به ۳۱ میلیون بشکه فرآورده‌های نفتی در روز، سهم ۳۴ درصدی در تولید جهانی داشته است. پس از آن آمریکای شمالی با سهم ۲۵ درصدی و اروپای غربی با سهم ۱۴ درصدی قرار دارند. منطقه خاورمیانه نیز با در اختیار داشتن سهم ۹ درصدی، روزانه ۷/۷ میلیون بشکه فرآورده‌های نفتی تولید کرده است. نمودار ۴ سهم مناطق مختلف دنیا از تولید فرآورده‌های نفتی را نشان می‌دهد.

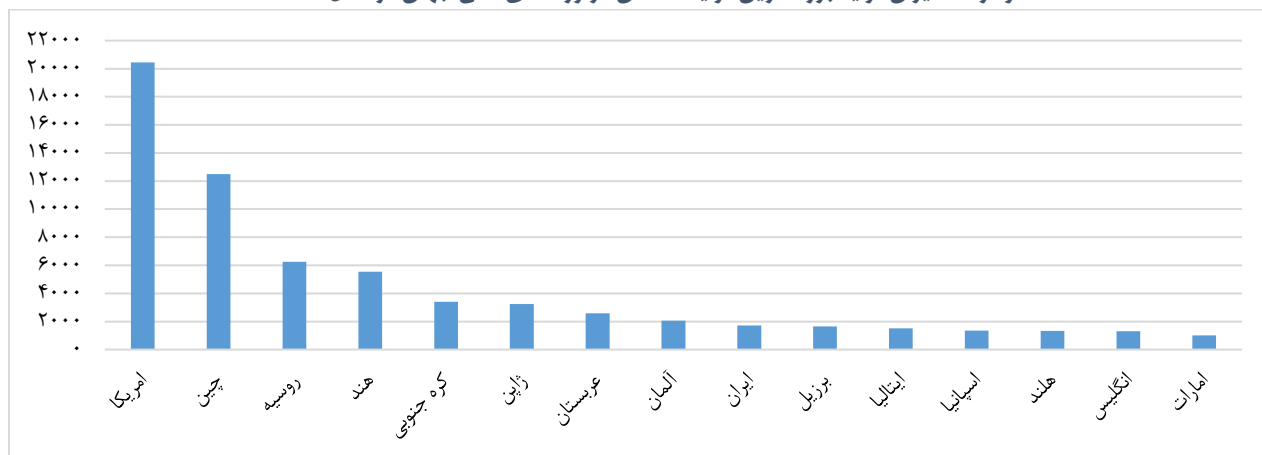
نمودار ۴- سهم تولید فرآورده‌های نفتی در مناطق مختلف جهان در سال ۲۰۱۹ (درصد)



مأخذ: OPEC Annual Statistical Bulletin, ۲۰۲۰

در میان کشورها نیز، ایالات متحده آمریکا با تولید بیش از ۲۰ میلیون بشکه در روز در جایگاه نخست جهان قرار دارد و چین و روسیه به ترتیب با تولید روزانه بیش از ۱۲ میلیون بشکه و ۶ میلیون بشکه در روز در جایگاه دوم و سوم هستند. ایران نیز با تولید نزدیک به ۲ میلیون بشکه در روز رتبه ۱۱ جهان است. نمودار ۵ میزان تولید بزرگ‌ترین تولیدکننده‌های فرآورده‌های نفتی در جهان را در سال ۲۰۱۹ نشان می‌دهد.

نمودار ۵- میزان تولید بزرگترین تولیدکنندگان فرآورده‌های نفتی جهان در سال ۲۰۱۹

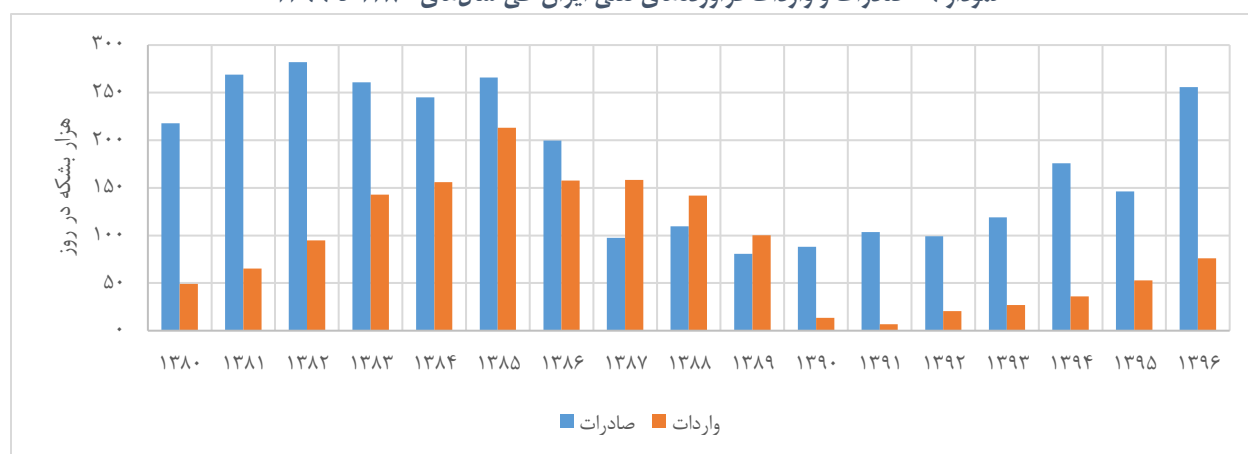


مأخذ: OPEC Annual Statistical Bulletin, ۲۰۲۰

تجارت بین‌المللی محصولات پالایشگاهی در ایران

صادرات محصولات پالایشی (شامل نفت گاز، نفت کوره، نفت سفید، گازمایع و سایر فرآورده های نفتی) در سال ۱۳۹۶ برابر با ۲۵۶ هزار بشکه در روز بوده که نسبت به سال قبل از آن ۷۴ درصد رشد داشته و واردات آن نیز در سال ۱۳۹۶ با رشد ۴۴ درصدی به ۷۶ هزار بشکه در روز رسیده است.^۳ بخشی از کاهش واردات فرآورده‌های نفتی در سال‌های ۱۳۹۰ و ۱۳۹۱ به دلیل افزایش تولید بنزین بوده است. هر چند در سال‌های بعد با افزایش مصرف داخلی بنزین، نیاز و در نتیجه میزان واردات آن افزایش یافته که بخشی از افزایش مجموع واردات فرآورده‌های نفتی در این دوره را توضیح می‌دهد. افزایش صادرات نفت کوره، نفت گاز و گاز مایع عامل اصلی افزایش مجموع فرآورده‌های نفتی در سال ۱۳۹۶ بوده‌اند. نمودار ۶ صادرات و واردات فرآورده‌های نفتی ایران را نشان می‌دهد.

نمودار ۶- صادرات و واردات فرآورده‌های نفتی ایران طی سال‌های ۱۳۸۰ تا ۱۳۹۶



مأخذ: بانک اطلاعات سری‌های زمانی اقتصادی، بانک مرکزی جمهوری اسلامی ایران

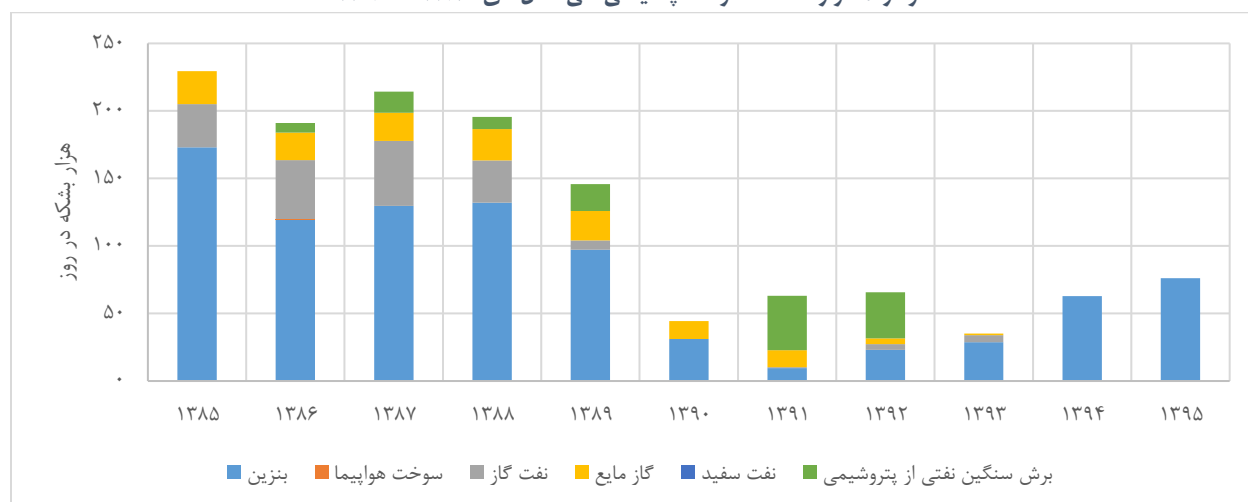
مصرف بالای بنزین در کشور طی سالیان پی‌درپی واردات آن را اجتناب‌ناپذیر کرده و سهم بالایی از واردات فرآورده‌ها را به خود اختصاص داده بود. در سال ۱۳۹۱ به دلیل سهمیه‌بندی، مصرف بنزین کاهش یافت که در پی آن از واردات این فرآورده نیز کاسته

^۳ این آمار برای سال ۱۳۹۷ به بعد در بانک اطلاعات سری‌های زمانی اقتصادی و همچنین خلاصه تحولات اقتصادی کشور به روز رسانی نشده است.

شد. لازم به ذکر است که میزان تولید روزانه بنزین در داخل کشور از ۶۷/۳ میلیون لیتر در سال ۱۳۹۶ به ۸۷/۹ میلیون لیتر در سال ۱۳۹۷ رسیده است. همچنین، در بهمن ۱۳۹۷ با افتتاح پالایشگاه ستاره خلیج فارس ظرفیت تولید بنزین بیش از ۵۰ میلیون لیتر در سال افزایش یافت و در مهر ۱۳۹۷ واردات بنزین متوقف شد.^۴

طی سال‌های ۱۳۸۵ تا ۱۳۸۹ به دلیل محدودیت در تولید نفت گاز در پالایشگاه‌های کشور و رشد فزاینده مصرف این فرآورده به عنوان سوخت نیروگاه‌ها به ویژه در فصل‌های سرد سال، واردات آن به کشور نسبت به سال‌های پس از آن بیشتر صورت می‌گرفت، در سال ۱۳۹۰ به دلیل افزایش تولید داخلی و کنترل نمودن رشد مصرف این فرآورده در سایر بخش‌های غیرنیروگاهی نظیر بخش‌های حمل‌ونقل و کشاورزی با اجرای قانون هدفمندی یارانه‌ها، واردات نفت گاز به صفر رسید. در سال ۱۳۹۴ با افزایش تولید گاز از میادین گازی پارس جنوبی، امکان کاهش مصرف نفت گاز و جایگزینی آن با گازهای تولیدی از میادین مذکور فراهم شده است. در شش ماهه ابتدایی ۱۳۹۷ تولید روزانه نفت گاز در کشور به ۲۵/۱ میلیون لیتر رسید که تقریباً این میزان تقاضای مصرفی آن را پوشش می‌داد و میزان واردات آن در ۹ ماه ابتدایی سال ۱۳۹۷ به صفر رسید.^۵ کاهش نیاز به واردات گاز مایع در سال‌های ۱۳۹۱ تا ۱۳۹۵ به دلیل کاهش مصرف آن به میزان ۱/۷ درصد و افزایش همزمان تولید آن به میزان ۱۹ درصد بوده است. نمودار ۷ واردات محصولات پالایشگاهی طی سال‌های ۱۳۸۵ تا ۱۳۹۵ را نشان می‌دهد.

نمودار ۷- واردات محصولات پالایشگاهی طی سال‌های ۱۳۸۵ تا ۱۳۹۵



مأخذ: ترازنامه هیدروکربوری کشور در سال ۱۳۹۵

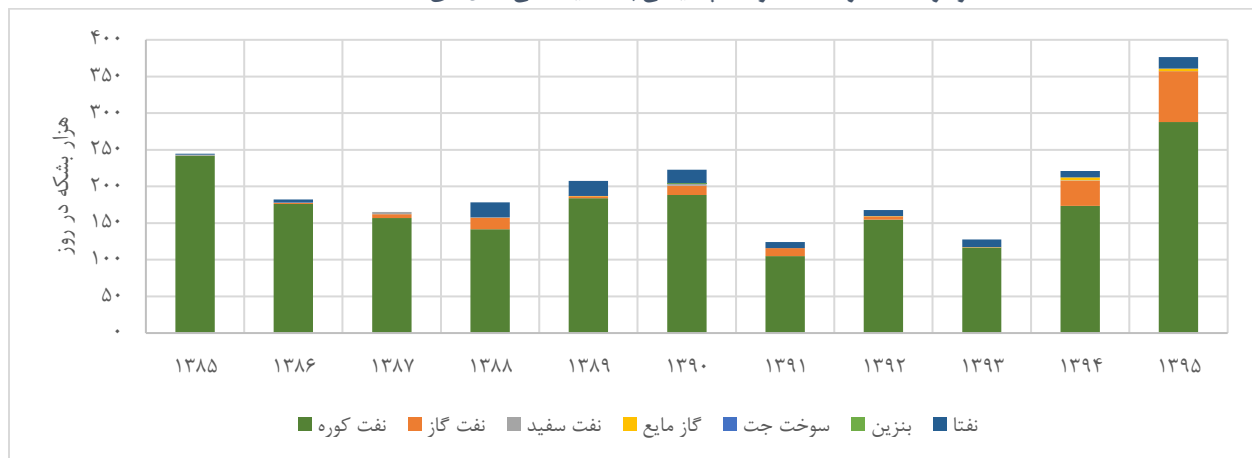
در آمار صادرات موجود در گزارش‌های گمرک جمهوری اسلامی ایران، به دلیل تنوع بالای انواع محصولات نفتی، دسته‌بندی و تجمیع آن‌ها امکان‌پذیر نیست. در گزارش سالانه اوپک نیز تنها مجموع صادرات محصولات پالایشگاهی ارائه می‌شود و داده‌ای به تفکیک محصولات موجود نیست. لذا در این بخش از آخرین داده‌های موجود در ترازنامه هیدروکربوری کشور در سال ۱۳۹۵ استفاده شده است. یکسان نبودن داده‌های ترازنامه هیدروکربوری و گزارش اوپک نیز به دلیل متفاوت بودن معیارهای هر کدام برای لحاظ نمودن مشتقات نفتی در دسته‌بندی مورد نظر از فرآورده‌های نفتی است.

^۴ خبرگزاری ایرنا به نقل از وزیر نفت، بیژن زنگنه، بهمن ۱۳۹۷ کد خبر: ۸۳۲۱۳۵۴۰

^۵ خبرگزاری شانا، شبکه اطلاع‌رسانی نفت و گاز شانا، کد خبر: ۲۸۷۱۹۱

در سال ۱۳۹۵ فرآورده‌های نفت کوره، نفت گاز، نفتا، گاز مایع و نفت سفید توسط شرکت ملی پخش فرآورده‌های نفتی ایران عمدتاً به کشورهای همسایه نظیر عراق و افغانستان صادر شدند. در این سال میزان نفت کوره صادراتی نسبت به سال ۱۳۹۴ حدود ۶۶ درصد افزایش داشته و صادرات نفتا نیز ۷۱ درصد رشد کرده است. در سال مورد بررسی، حجم کل صادرات فرآورده‌های نفتی ۳۷۶/۶ هزار بشکه در روز (معادل ۱۴۹ میلیون بشکه نفت خام در سال) بوده که نسبت به سال قبل از آن ۷۰/۲ درصد افزایش نشان می‌دهد. نمودار ۸ صادرات محصولات پالایشی را طی سال‌های ۱۳۸۵ تا ۱۳۹۵ نشان می‌دهد.

نمودار ۸- صادرات محصولات پالایشی به تفکیک طی سال‌های ۱۳۸۵ تا ۱۳۹۵



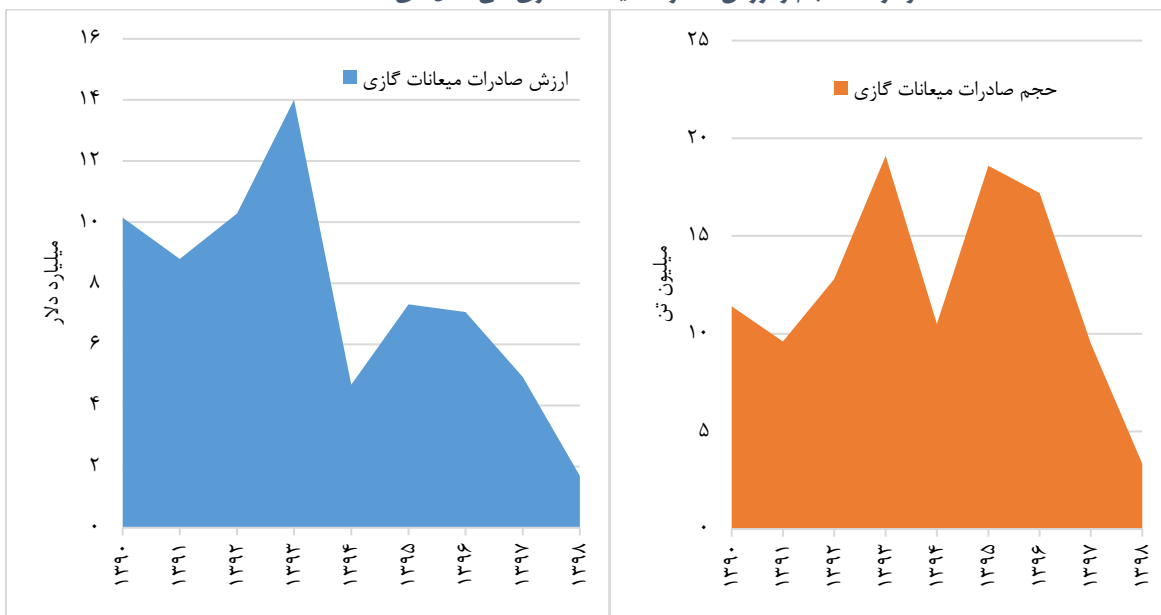
مأخذ: ترازنامه هیدروکربوری کشور در سال ۱۳۹۵

• صادرات میعانات گازی

میعانات گازی بیشتر از پنتان و هیدروکربن‌های سنگین‌تر تشکیل شده است و با توجه به موقعیت برداشت آن می‌تواند دارای گوگرد و نمک نیز باشد. عمده آن را نفتا تشکیل می‌دهد و در نتیجه ترکیبات هیدروکربنی فوق سنگین نفت را دربر ندارد. لذا با سهولت بیشتری به بنزین و یا محصولات بارزش‌تر تبدیل شده و به عنوان خوراک مجتمع‌های پتروشیمی کاربرد دارد. در واقع نفت خام و میعانات گازی هر دو دارای زنجیره‌های هیدروکربنی سبک تا سنگین کربن هستند که نفت خام طیف گسترده‌تری از این وزن‌ها را شامل می‌شود، در صورتی که میعانات گازی عمدتاً هیدروکربن‌های سبک‌تری دارد. چگالی نفت خام و میعانات گازی به ترتیب در حدود ۰/۹ گرم بر مترمکعب و ۰/۸ گرم بر مترمکعب است. در مقایسه با پالایشگاه نفت خام، در پالایشگاه میعانات گازی، فرآیندهای تبدیلی و پالایشی کمتر است، بنابراین هزینه سرمایه‌گذاری آن کمتر از هزینه سرمایه‌گذاری در پالایشگاه نفت خام خواهد بود.

بیشترین میزان تولید میعانات گازی ایران از میدان گازی پارس جنوبی است که حجم عظیمی از منابع گازی را شامل می‌شود و مورد استفاده مشترک ایران و قطر است. این میدان گازی، بزرگ‌ترین منبع گازی است که بر روی خط مرزی مشترک ایران و قطر در خلیج فارس و در فاصله ۱۰۵ کیلومتری ساحل جنوبی ایران قرار دارد. مطالعات انجام شده نشان می‌دهد که این میدان گازی بیش از ۱۴ هزار میلیارد مترمکعب گاز طبیعی و افزون بر ۱۸ میلیارد بشکه میعانات گازی را در خود جای داده و روزانه ۲۰۰ هزار بشکه میعانات گازی توسط پالایشگاه‌های گازی پارس جنوبی تولید می‌شود. با شروع به کار پالایشگاه ستاره خلیج فارس در سال ۱۳۹۷ به دلیل مصرف میعانات گازی به عنوان خوراک این پالایشگاه، میزان صادرات این محصول کاهش یافته است. نمودار ۹ حجم و ارزش صادرات میعانات گازی را طی سال‌های ۱۳۹۰ تا ۱۳۹۸ نشان می‌دهد. همانطور که ملاحظه می‌شود ارزش صادرات در سال ۱۳۹۳ با رشد ۴۰ درصدی نسبت به سال ۱۳۹۰ به ۱۴ میلیارد دلار رسیده، سپس روند کاهشی پیش گرفته و با افت ۸۸ درصدی نهایتاً به ۱/۷ میلیارد دلار در سال ۱۳۹۸ رسیده است.

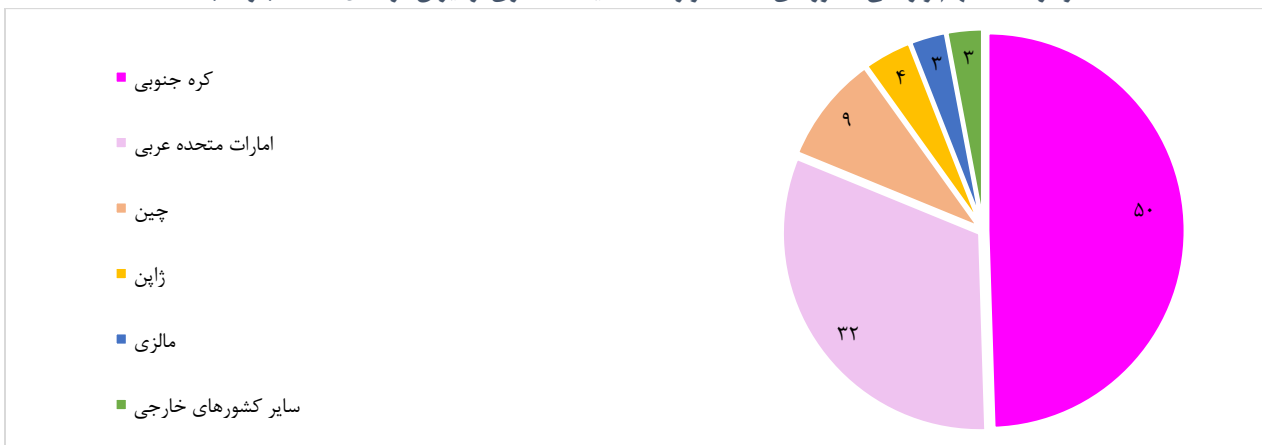
نمودار ۹- حجم و ارزش صادرات میعانات گازی طی سال‌های ۱۳۹۰ تا ۱۳۹۸



مأخذ: گمرک جمهوری اسلامی ایران، سال ۱۳۹۸؛ پیوست های لایحه بودجه ۱۴۰۰

متوسط خرید میعانات گازی کشورهای اروپایی از ایران در سال ۲۰۱۷ حدود ۵۷۰ هزار بشکه در روز بوده، در حالیکه در پی تحریم‌های بین‌المللی، در هشت‌ماهه ابتدایی سال ۲۰۱۸ به ۵۰۰ هزار بشکه رسیده است. بعد از توقف خرید اروپایی‌ها، کره جنوبی نیز که همواره از واردکننده‌های عمده نفت و میعانات گازی ایران محسوب می‌شد و در سال ۲۰۱۷ خرید نفت آن از ایران حدود ۳۶۰ هزار بشکه در روز بود، به عنوان اولین کشور پس از اعمال مجدد تحریم‌ها از سوی آمریکا، خرید نفت از ایران را متوقف نمود. نمودار ۱۰ سهم واردات کشورهای مختلف واردکننده میعانات گازی از ایران را در سال ۱۳۹۷ نشان می‌دهد. کره جنوبی با سهم ۵۰ درصدی بزرگ‌ترین واردکننده این محصول بوده و سپس کشورهای امارات متحده عربی، چین و ژاپن از خریداران عمده میعانات گازی کشور بوده‌اند.

نمودار ۱۰- سهم وارداتی کشورهای مختلف واردکننده میعانات گازی از ایران در سال ۱۳۹۷ (درصد)

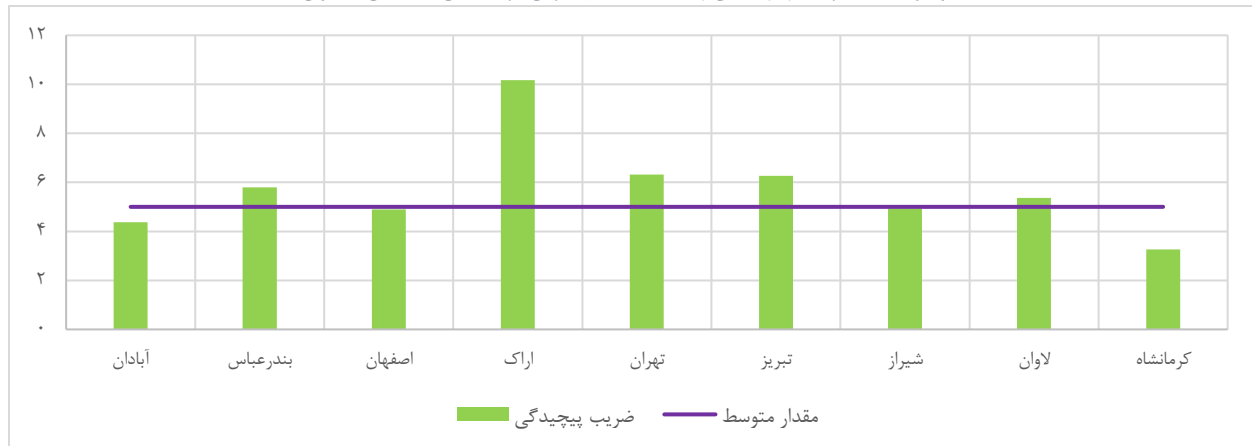


مأخذ: آمارهای تجاری اتاق بازرگانی، صنایع، معادن و کشاورزی تهران، سال ۱۳۹۷

پیچیدگی عملیات در پالایشگاه‌های ایران

ضریب پیچیدگی معیاری است که نحوه عملکرد پالایشگاه را از نظر قابلیت تولید فرآورده‌های با ارزش افزوده بیشتر نشان می‌دهد. در واقع هر اندازه پیچیدگی پالایشگاه بیشتر باشد، توان تبدیل خوراک سنگین نفتی به محصولات سبک‌تر، باکیفیت‌تر و باارزش‌تر بیشتر شده و ایجاد ارزش افزوده پالایشگاه ارتقا می‌یابد. استفاده از کاتالیست‌ها در واحدهای فرآیندی سبب بهبود کیفیت محصولات شده و ضریب پیچیدگی پالایشگاه‌ها را بالا می‌برد. به عنوان مثال استفاده از HDS^۶ در کاهش گوگرد موجود در برش‌های نفتی از ایجاد خوردگی مشتقات نفتی در تجهیزات فلزی جلوگیری می‌کند و همچنین منجر به کاهش آلاینده‌های هوا می‌شود که در نتیجه منجر به افزایش ضریب پیچیدگی پالایشگاه می‌شود. یکی از مهم‌ترین و معمول‌ترین شاخص‌های محاسبه ضریب پیچیدگی شاخص نلسون^۷ است. در نمودار ۱۱ ضریب پیچیدگی پالایشگاه‌های ایران بر اساس این شاخص ارائه شده است که نشان می‌دهد پالایشگاه شازند اراک با ضریب نلسون برابر با ۱۰/۷، پیچیده‌ترین پالایشگاه ایران به شمار می‌رود و در طرف مقابل پالایشگاه کرمانشاه با ضریب ۳/۳ ساده‌ترین پالایشگاه ایران محسوب می‌شود. لازم به ذکر است که پالایشگاه ستاره خلیج فارس برخلاف سایر پالایشگاه‌ها، از میعانات گازی به جای نفت خام به عنوان خوراک ورودی استفاده می‌کند و بنابراین ضریب نلسون برای آن کاربردی ندارد. با بهبود کیفیت واحدهای پالایشگاه می‌توان مقدار این ضریب و ارزش افزوده ایجادشده را افزایش داد.

نمودار ۱۱- ضریب پیچیدگی پالایشگاه‌های ایران بر اساس شاخص نلسون



مأخذ: گزارش تحلیل پالایشگاه‌های ایران، شرکت کارگزاری بانک آینده، سال ۱۳۹۶

• تبدیل نفت کوره به مواد با ارزش‌تر

فرآیند کراکینگ بستر سیال^۸، یکی از فرآیندهای مهم پالایشگاهی است که هدف عمده آن تبدیل مواد شامل هیدروکربن‌های سنگین و کم‌ارزش به محصولات با ارزش‌تر و سبک است. خوراک این واحد نفت کوره است و محصولات اصلی آن گازهای سبک، الفین‌های سبک (اتیلن و پروپیلن) و بنزین پرولیز است. هر چه پالایشگاهی میزان نفت کوره کمتری نسبت به نفت خام ورودی تولید کند، با کیفیت‌تر محسوب می‌شود و پیچیدگی واحدهای آن بالاتر رفته و در مجموع ضریب پیچیدگی پالایشگاه ارتقا می‌یابد. در نمودار ۱۲

^۶ hydrodesulfurization

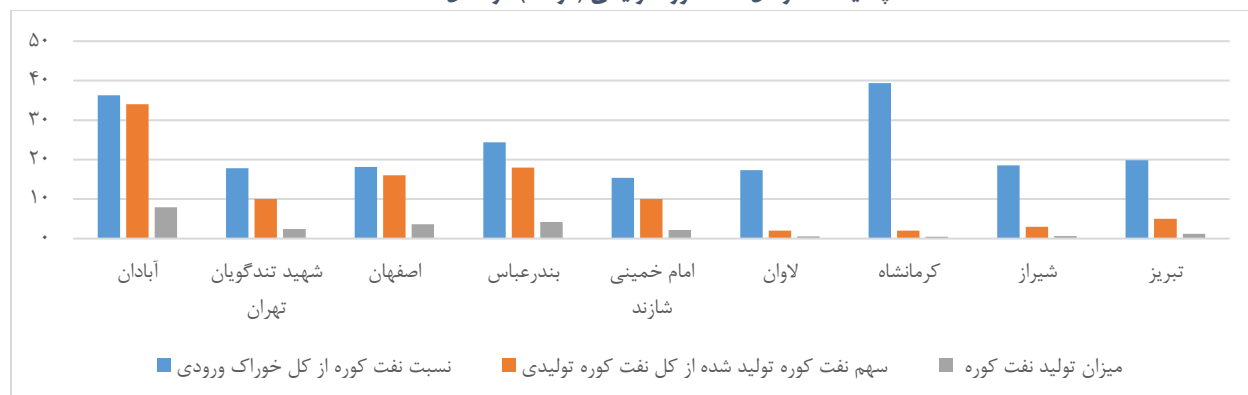
^۷ NCI, Nelson Complexity Index

ضریب پیچیدگی نلسون شاخص بدون واحدی است که برای مقایسه هزینه‌های ساخت یک پالایشگاه براساس ظرفیت فرآوری نفت خام و ظرفیت ارتقای آن کاربرد دارد. مقدار این شاخص برای واحد تقطیر یک در نظر گرفته می‌شود و سایر واحدها بر مبنای آن تعیین می‌شود.

^۸ FCC, Fluid catalytic cracking

مشاهده می‌شود که در سال ۱۳۹۵ پالایشگاه امام خمینی شازند اراک و پالایشگاه کرمانشاه به ترتیب کمترین و بیشترین نسبت میزان نفت کوره تولیدی به خوراک ورودی را با مقادیر ۱۵/۴ درصد و ۳۹/۳ درصد داشته و به ترتیب دارای بالاترین و پایین‌ترین کیفیت واحدهای تبدیلی بوده‌اند. همچنین در سال مذکور، بیشترین و کمترین میزان نفت کوره تولیدی کشور به ترتیب توسط پالایشگاه‌های آبادان و کرمانشاه با مقدارهای ۷/۹ میلیون مترمکعب و ۴۶۲/۸ هزار مترمکعب و با سهم‌های ۳۴ درصد و ۲ درصد از کل نفت کوره کشور تولید شده است. لازم به ذکر است که میزان نفت کوره تولید شده در پالایشگاه ستاره خلیج فارس در سال ۱۳۹۵ صفر بوده که به دلیل استفاده این پالایشگاه از میعانات گازی به عنوان خوراک ورودی است.

نمودار ۱۲- میزان تولید نفت کوره (میلیون مترمکعب در سال)، نسبت نفت کوره از کل خوراک ورودی به تفکیک پالایشگاه و سهم نفت کوره پالایشگاه از کل نفت کوره تولیدی (درصد) در سال ۱۳۹۵



مأخذ: ترازنامه هیدروکربوری کشور، سال ۱۳۹۵

چالش‌های صنعت پالایشگاهی در ایران

مسئله واگذاری و مالکیت

با ابلاغ سیاست‌های کلی اجرای اصل ۴۴ قانون اساسی در سال‌های ۱۳۸۴ و ۱۳۸۵، موج اول خصوصی‌سازی در بخش‌های مختلف اقتصاد ایران آغاز گردید. براساس این قانون، فعالیت‌های اقتصادی در سه گروه اصلی طبقه‌بندی شدند. گروه اول شامل فعالیت‌ها و شرکت‌هایی بود که به طور کامل قابل واگذاری به بخش خصوصی هستند. برای گروه دوم ۸۰ درصد مالکیت قابل واگذاری بوده و سهم ۲۰ درصدی دولت در آنها باید حفظ شود. گروه سه هم مشمول فعالیت‌ها و شرکت‌هایی است که قابلیت واگذاری ندارند. بر اساس دسته‌بندی ستاد اجرای اصل ۴۴ در وزارت نفت، بخش پالایش و پخش در گروه دوم دسته‌بندی شده است. از این رو واگذاری شرکت‌های پالایش وابسته به شرکت ملی پالایش و پخش با رویکرد حفظ سهم ۲۰ درصدی دولت کلید خورد و با واگذار کردن ۵/۹ درصد از سهام پالایشگاه نفت اصفهان در سال ۱۳۸۷ آغاز شد.

اگر چه اقدام به خصوصی‌سازی در نگاه اول امری در جهت بهبود کارایی و بهینه‌سازی عملکرد یک بنگاه اقتصادی تلقی می‌شوند، فرآیند خصوصی‌سازی در صنایع پالایشی هم به مانند بسیاری از صنایع دیگر به سمت درستی حرکت نکرد و محلی برای توزیع رانت و ناکارآمدی شد. ارزش‌گذاری پالایشگاه‌ها در هنگام واگذاری با چالش روبرو بود و اغلب پایین‌تر از ارزش واقعی قیمت‌گذاری شد. این امر به معنای واگذاری یک دارایی ملی به بخش به اصطلاح خصوصی با ارزش غیرواقعی بود. مثال بارز این اتفاق را می‌توان در سال ۱۳۹۶ و در ارتباط با پالایشگاه کرمانشاه مشاهده کرد که با ارزشی بسیار کمتر از میزان واقعی به دست بخش شبه خصوصی

سپرده شد.^۹ علاوه بر این، یکی دیگر از روش‌های واگذاری نزدیک به ۵۰ درصد سهام پالایشگاه‌ها، واگذاری در قالب سهام عدالت و اخیراً در قابل صندوق‌های قابل معامله در بورس بود. این روش به معنای واگذاری مالکیت و عدم واگذاری مدیریت است و می‌تواند با ایجاد تضاد منافع موجب ناکارآمدی بیشتر و عدم پیشرفت شرکت‌های واگذار شده شود.

سهام استانی عدالت در سال ۱۳۸۸ توسط شورای عالی اجرای سیاست‌های کلی اصل ۴۴ قانون اساسی و به پیشنهاد وزارت امور اقتصادی و دارایی به منظور گسترش مالکیت واحدهای تولیدی و خدماتی در بین اقشار کم‌درآمد و دهک‌های پایین جامعه، تسریع در خصوصی‌سازی شرکت‌های دولتی و توزیع متعادل ثروت در جامعه تصویب شد و بر مبنای آن شرکت‌های دولتی سهام عدالت را بطور مستقیم به شرکت‌های سرمایه‌گذاری استانی واگذار نمودند و این سهام در اختیار دو دهک پایین درآمدی با اولویت عشایر و روستائینان و دهک‌های سوم تا ششم که مشمول طرح واگذاری می‌شدند، قرار گرفت. روشن نبودن روش پرداخت سود سهام عدالت، بلا تکلیفی نحوه انتقال سهام عدالت به مضمولین، تغییر مداوم پرتفوی سهام عدالت، مسکوت بودن قانون در خصوص ارزش سهام قابل واگذاری به هر مضمول و ابهام در عملکرد سازمان خصوصی‌سازی در فرآیند نهایی کردن مضمولین سهام عدالت همگی ادعان به ضعف و ناتوانی در مدیریت این سهام دارند. در واقع واگذاری مدیریت سهام عدالت به شرکت‌های تعاونی سرمایه‌گذاری استانی و تعیین هیئت مدیره آن توسط دولت، فضای رانت، فساد اقتصادی و نفوذ بخش دولتی را بیشتر گسترش داد. جدول ۵ مالکان پالایشگاه‌ها و درصد مالکیت آن‌ها را نشان می‌دهد.

جدول ۵- مالکان پالایشگاه‌ها و درصد مالکیت آن‌ها (درصد)

پالایشگاه	بانک رفاه کارگران	صندوق‌های بازنشستگی	نفت و گاز پارسین	آوای پردیس	نفت جی	شرکت ملی پالایش و پخش فرآورده‌های نفتی	بخش خصوصی	سهام استانی عدالت	توسعه سرمایه رفاه	سایر
آبادان								۱۰۰/۰		
بندرعباس	۳۳/۰		۱۵/۲			۲۰/۰		۹/۳	۲۲/۵	
اصفهان		۵/۰		۱۵/۰	۵/۰	۱۹/۹		۸/۵	۳۴/۵	۱۲/۰
اراک								۱۰۰/۰		
تهران						۱۹/۹		۶۱/۲	۱۸/۹	
تبریز			۴۸/۵			۲۰/۰		۹/۲	۲۲/۳	
شیراز			۵۴/۰			۲۰/۰		۹/۳	۱۶/۷	
لاوان		۵۳/۱				۲۰/۰		۹/۳	۱۷/۶	
کرمانشاه							۱۰۰/۰			

مأخذ: اطلاعات مربوط به سهامداران در تارنمای www.codal.ir، آبان ۱۳۹۷

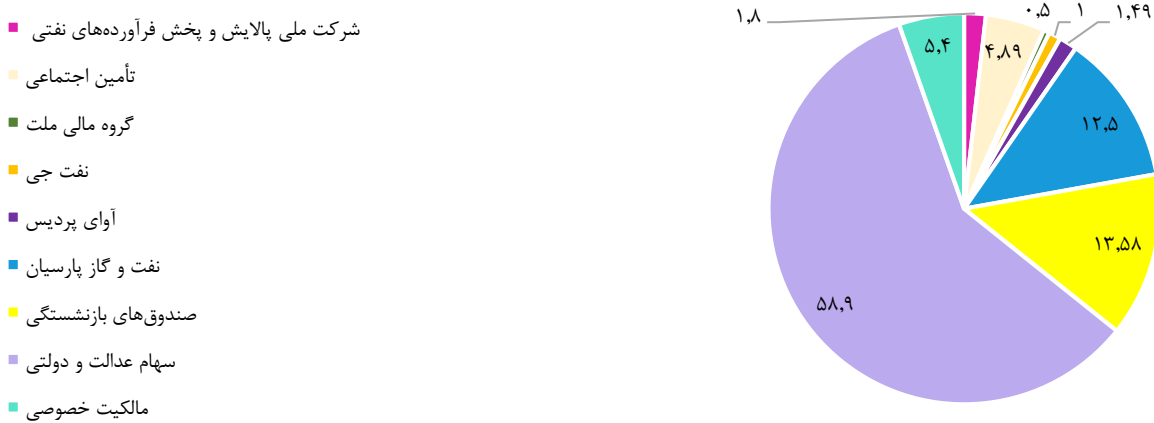
*صندوق‌های بازنشستگی شامل سازمان تأمین اجتماعی و سرمایه‌گذاری صندوق بازنشستگی کشوری است.

در مجموع بخش عمده‌ای از سهام‌ها به عنوان رد دیون به بنگاه‌های شبه‌دولتی و نهادهای عمومی واگذار شده و در عمل خصوصی‌سازی واقعی صورت نگرفته و صرفاً فروش اموال به نهادهایی که دولت و سازمان‌های وابسته به دولت سهامداران اصلی آن بوده‌اند انجام شده است. همانطور که نمودار ۱۳ نشان می‌دهد، ۱۳/۵ درصد از مالکیت پالایشگاه‌ها در اختیار صندوق‌های بازنشستگی است. به دلیل

^۹ نشریه صنعت نفت و انرژی کشور، دانش نفت، کد مطلب: ۲۲۶۴۴

تعهدات مالی بالای صندوق‌های بازنشستگی کشوری، به نظر نمی‌رسد سرمایه‌گذاری پایدار آنها در صنعت پالایشگاهی در بلندمدت امکان‌پذیر باشد.

نمودار ۱۳- سهم مالکیت پالایشگاه‌های ایران (درصد)



مأخذ: گزارش بررسی صنعت نفت و پالایشگاه، کارگزاری صندوق بازنشستگی کشوری، سال ۱۳۹۷

مسئله قیمت‌گذاری

پالایشگاه‌ها نفت خام را به عنوان خوراک ورودی از شرکت ملی نفت ایران دریافت می‌کنند و در مقابل حدود ۹۰ درصد از تولیدات بنزین، گازوئیل، نفت کوره و نفت سفید آنها، جهت توزیع به سایر صنایع و جایگاه‌های پمپ بنزین، به شرکت ملی پالایش و پخش فرآورده‌های نفتی ایران فروخته می‌شود و مابقی در اختیار خود پالایشگاه‌ها قرار می‌گیرد. مابه‌التفاوت ارزش خوراک ورودی و فرآورده‌های خروجی به عنوان حق‌العمل پالایشگاه‌ها تلقی می‌شود. تاریخچه قیمت‌گذاری صنایع پالایشی کشور را می‌توان به چهار دوره تقسیم کرد:

• دوره اول، طی سال‌های ۱۳۵۸ تا ۱۳۷۸

در طی این سال‌ها دولت به صورت رایگان بخشی از نفت تولیدی را در اختیار شرکت ملی نفت ایران قرار می‌داد و آن را متعهد می‌کرد تا نیاز صنایع داخلی به فرآورده‌های نفتی را برآورده کند. مجموعه این اقدامات با هدف تولید و فروش فرآورده‌های نفتی با قیمت پایین در داخل بود. طی سال‌های ۱۳۵۸ تا ۱۳۶۶ درآمد شرکت ملی نفت ایران از فروش داخلی فرآورده‌های نفتی حاصل می‌شد و طبق تبصره ۳۸ قانون بودجه، وجوه حاصل از فروش نفت خام و صادرات فرآورده‌های نفتی به حساب خزانه‌داری کل منظور می‌شد. از سال ۱۳۶۶ به بعد صنعت نفت ایران می‌توانست روزانه ۳۰۰ هزار بشکه نفت خام صادر کند و از وجوه آن برای پیش‌برد طرح‌های سرمایه‌گذاری و هزینه‌های واردات استفاده کند. در واقع فروش داخلی فرآورده‌های نفتی با قیمت پایین زمینه افزایش تقاضای فرآورده‌ها را بیشتر می‌نمود و از طرفی به دلیل متعهد بودن شرکت ملی نفت ایران برای پوشش دادن نیاز داخلی، از عرضه متناسب با تقاضا ناتوان ماند. از سوی دیگر به دلیل اختلاف قیمت آزاد فرآورده‌ها با قیمت داخلی زمینه برای قاچاق سوخت فراهم می‌شد و این موضوع فشار را برای افزایش ظرفیت تولید مجدداً می‌افزود.

• دوره دوم، طی سال‌های ۱۳۷۹ تا ۱۳۸۳ (برنامه سوم توسعه)

طبق ماده ۱۲۰ قانون برنامه سوم توسعه، از سال ۱۳۷۹ به بعد شرکت ملی نفت ایران علاوه بر دریافت نفت خام رایگان و کسب درآمد حاصل از فروش داخلی فرآورده‌های نفتی، تمامی درآمد حاصل از صادرات فرآورده‌های نفتی، گاز، مایعات و میعانات گازی را در اختیار داشت و در مقابل متعهد شده بود تا نیازهای داخلی به فرآورده‌های نفتی را تأمین کند و همچنین طرح‌های توسعه را پیش ببرد. در این دوران شرکت ملی نفت ایران علیرغم منابع فراوانی که تحت اختیار خود داشت به دلیل رشد جمعیت و افزایش تقاضا، عدم بهبود کیفیت خودروها و توسعه نیافتن بخش حمل‌ونقل عمومی در پوشش نیاز داخلی به فرآورده‌ها از جمله بنزین ناتوان ماند. از این رو به شرکت ملی نفت ایران اجازه تهاثر بخشی از نفت خام صادراتی خود با واردات بنزین داده شد. در واقع علاوه بر مشکلات مطرح شده در قسمت قبلی، دولت بخشی از درآمد ناشی از صادرات نفت که می‌توانست صرف سرمایه‌گذاری و توسعه در سایر بخش‌ها و یا پالایشگاه‌ها شود را نادیده گرفت و آن را صرف واردات فرآورده‌ها نمود. ارقام واردات بنزین به دلیل رشد تقاضا به سرعت افزایش یافت به طوری که در سال ۱۳۸۳، تنها ۶۸ درصد نیاز داخلی به فرآورده‌ها از طریق تولیدات شرکت ملی نفت ایران تأمین می‌شد در حالیکه این مقدار در سال ۱۳۷۰ در حدود ۹۴ درصد بود.

• دوره سوم، طی سال‌های ۱۳۸۴ تا ۱۳۸۸ (برنامه چهارم توسعه)

روند افزایش تقاضای فرآورده‌ها به ویژه بنزین در حال افزایش بود به نحوی که در سال ۱۳۸۶ در حدود ۶/۴ میلیارد دلار از منابع کشور صرف واردات بنزین و نفت گاز شد. همچنین در سال ۱۳۸۵ تولید داخلی فرآورده‌ها کمتر از ۶۱ درصد از نیازهای داخلی را تأمین می‌کرد. شرکت ملی پالایش و پخش فرآورده‌های نفتی ایران با در اختیار داشتن روزانه در حدود ۱/۶ میلیون بشکه نفت خام رایگان، متعهد به تأمین نیازهای داخلی به فرآورده‌های نفتی بود که از انجام آن ناتوان بود. دولت از صادرات این میزان نفت خام تولیدی و کسب درآمد ارزی برای سرمایه‌گذاری در سایر بخش‌ها نیز چشم‌پوشی کرده بود.

مجموعه این عوامل به ارائه پیشنهاد دولت وقت در لایحه برنامه چهارم توسعه مبنی بر آزادسازی قیمت فرآورده‌ها بر اساس قیمت فوب خلیج فارس منجر شد. همچنین در این لایحه واگذار نمودن بخشی از درآمد صادرات نفت خام به شرکت ملی نفت ایران لحاظ شده بود. نمایندگان مجلس هفتم با نگرانی از تورم ناشی از آزادسازی قیمت فرآورده‌ها، سیاست‌های غیرقیمتی نظیر فراهم نمودن تمهیداتی برای توسعه حمل‌ونقل عمومی به منظور مهار مصرف و تقاضای بالا را در پیش گرفتند. در واقع مجلس شورای اسلامی بر ثابت ماندن قیمت فرآورده‌ها و فراهم نمودن بستر مناسب جهت اعمال سیاست‌های غیرقیمتی پایبند بود و در نهایت نیز قانون توسعه حمل‌ونقل عمومی، مدیریت مصرف سوخت و سهمیه‌بندی بنزین تصویب شد. این اقدامات سبب کاهش مصرف سوخت، جلوگیری از قاچاق آن و همچنین کاهش منابعی شد که به واردات فرآورده‌ها اختصاص می‌یافت.

علاوه بر این، در سال ۱۳۸۴ بر مبنای تبصره ۱۱ بودجه سالانه، بخشی از درآمد نفت به طور مستقیم به شرکت ملی نفت ایران تعلق می‌گرفت و مجوز برداشت وجوه ناشی از اختلاف قیمت تکلیفی فرآورده‌های نفتی و قیمت آزاد آن از حساب ذخیره ارزی و انتقال این وجوه به شرکت پالایش و پخش فرآورده‌های نفتی ایران، شرکت ملی گاز و شرکت توانیر به دولت داده شد.

• دوره چهارم، طی سال‌های ۱۳۸۹ تا ۱۳۹۳ (برنامه پنجم توسعه) و ۱۳۹۴ تا ۱۳۹۸ (برنامه ششم توسعه)

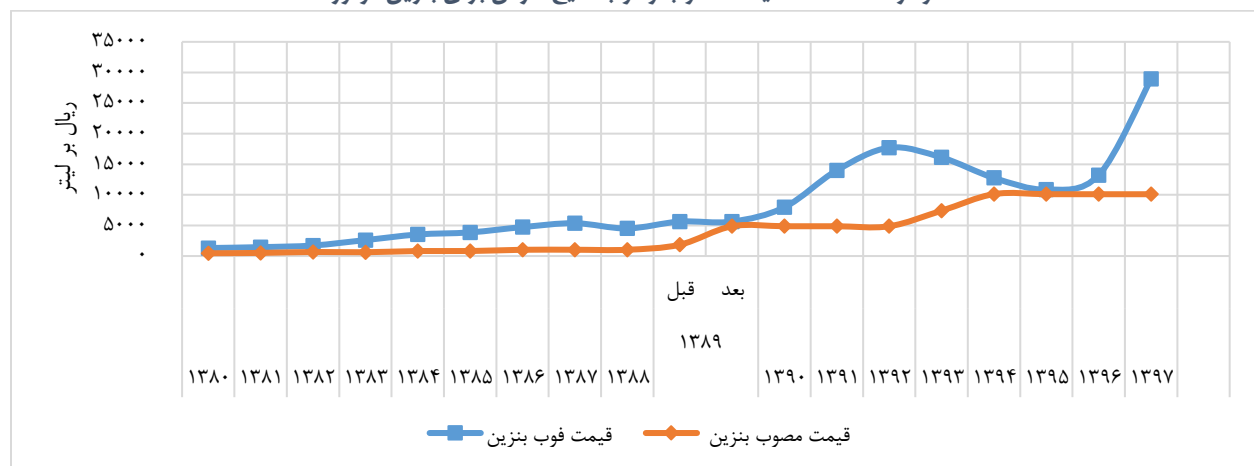
بر اساس ماده ۱ قانون هدفمندسازی یارانه‌ها مصوب سال ۱۳۸۸ که در سال ۱۳۸۹ اجرایی شد، دولت موظف به اصلاح قیمت حامل‌های انرژی شد. بر اساس بند الف این ماده قیمت فروش داخلی فرآورده‌های نفتی (بنزین، نفت گاز، نفت کوره، نفت سفید، گاز مایع و سایر مشتقات نفتی) تا سال ۱۳۹۴ نباید کمتر از ۹۰ درصد و بیشتر از قیمت فوب خلیج فارس باشد. همچنین قیمت فروش نفت خام و میعانات گازی به پالایشگاه‌های داخلی کشور باید معادل ۹۵ درصد قیمت فوب خلیج فارس تعیین می‌شد. طبق این قانون ۵۰ درصد وجوه حاصل از افزایش قیمت فرآورده‌ها می‌بایست صرف پرداخت یارانه نقدی و غیرنقدی به خانوارها و اجرای نظام جامع

تأمین اجتماعی شامل گسترش بیمه‌های اجتماعی، خدمات درمانی، ارتقای سلامت جامعه، کمک به تأمین هزینه مسکن و مقاوم‌سازی آن و ایجاد اشتغال می‌شد. همچنین برنامه‌ریزی شده بود که ۳۰ درصد این وجوه صرف کمک به تولید و ۲۰ درصد آن صرف جبران آثار افزایش قیمت بر اعتبارات هزینه‌ای و تملک دارایی‌های سرمایه‌ای شود که در نهایت کلیه این وجوه به صورت یارانه نقدی به خانوارها تخصیص یافت و برنامه‌های تکمیلی در راستای آن اجرا نشد.

پس از هدفمندسازی یارانه‌های انرژی در آذر ۱۳۸۹ مصرف بنزین از میزان ۶۲ میلیون لیتر در سال ۱۳۸۹ به ۶۰ میلیون لیتر در سال ۱۳۹۰ کاهش یافت، اما در سال ۱۳۹۱ این مقدار به سطح ۶۳ میلیون لیتر افزایش یافت و همچنان روند رو به رشدی را در پیش گرفت. در واقع در سال ۱۳۹۱ به دلیل رشد تورم و ثابت ماندن قیمت بنزین مصرف آن افزایش یافت.

نمودار ۱۴ اختلاف قیمت مصوب و فوب خلیج فارس را برای بنزین موتور نشان می‌دهد. همانطور که ملاحظه می‌شود شکاف قیمتی در سال ۱۳۸۹ تقریباً از بین رفته بود ولی در سال ۱۳۹۷ افزایش قیمت نفت و نرخ ارز از یک سو و ثابت ماندن قیمت بنزین در داخل از سوی دیگر به ایجاد شکاف قیمتی بالا منجر شد به نحوی که قیمت بنزین داخلی ۰/۳۵ قیمت فوب خلیج فارس گردید. در نتیجه این شکاف منجر به افزایش قاچاق بنزین و کاهش توانایی دولت در پاسخگویی به تأمین نیاز بنزین داخل کشور شد.

نمودار ۱۴- شکاف قیمت مصوب و فوب خلیج فارس برای بنزین موتور*



مأخذ: گزارش مسئله بنزین، رویکردها و مخاطرات، مرکز پژوهش‌های مجلس شورای اسلامی، آذر ۱۳۹۷
* منظور از قبل و بعد در نمودار، قبل و بعد از اجرای برنامه هدفمندسازی یارانه‌ها است.

با تعیین قیمت فرآورده‌ها بر مبنای فوب خلیج فارس و سایر فرآورده‌های جانبی توسط هیئت مدیره شرکت ملی پالایش و پخش و همچنین استفاده از میانگین ماهانه نرخ تسعیر ارز اعلام شده توسط بانک مرکزی، محاسبات مربوط به درآمد پالایشگاه‌ها صورت گرفت و نرخ تسعیر ارز بر مبنای نرخ مبادله‌ای لحاظ شد. تغییر نرخ تسعیر ارز از ۱۲،۲۶۰ ریال در سال ۱۳۹۱ به ۲۴،۵۰۰ ریال در سال ۱۳۹۲ سبب شد سود تعدیل شده پالایشگاه‌ها عمدتاً افزایش یابد. این موضوع در کاهش سود آن‌ها در زمان کاهش نرخ تسعیر ارز نیز مصداق دارد.

همچنین شرکت ملی پالایش و پخش فرآورده‌های نفتی به صورت انحصاری در قیمت‌گذاری دخالت می‌کرد. لذا شرکت ملی پالایش و پخش فرآورده‌های نفتی ایران پس از تعیین قیمت نفت خام، ارزش محصولات و فرآورده‌ها را نیز تغییر می‌داد. روشن است که این روش قیمت‌گذاری شفاف نبوده و احتمال سودآوری بیشتر برخی از شرکت‌ها نسبت به سایرین وجود دارد.

پالایشگاه‌ها بر اساس تکلیف شرکت ملی پالایش و پخش فرآورده‌های نفتی ایران موظف بودند انواع نفت خام با کیفیت پایین را دریافت کنند و نه تنها قیمت این نوع نفت خام متناسب با ارزش واقعی آن تعدیل نمی‌شد، بلکه هزینه‌های بالای خوردگی تجهیزات و امثال آن‌ها را تحمیل می‌کرد. همچنین به صورت مکرر اعلامیه‌های تعدیل قیمت نفت خام و میعانات گازی یا هزینه‌های جانبی صادرات به شرکت‌های پالایشی ارسال می‌شد که مبنای محاسبات آن برای این شرکت‌ها نامشخص بود و بی‌ثباتی مالی در این شرکت‌ها را موجب می‌شد.

بر مبنای ابلاغیه‌ای از سوی وزیر نفت در سال ۱۳۹۵ که تا به امروز نیز اجرای آن به همین شکل ادامه یافته است، قیمت فرآورده‌های نفتی بر اساس میانگین وزنی قیمت‌های وارداتی و صادراتی تعیین می‌شود و در صورت نبود قیمت وارداتی یا صادراتی از میانگین ماهانه قیمت صادراتی خلیج فارس در آن ماه که توسط وزارت نفت اعلام می‌شود، استفاده می‌کنند. در واقع قیمت فرآورده‌های نفتی بر اساس کیفیت آن‌ها، به عنوان مثال عدد اکتان بنزین، نقطه جوش اولیه و نهایی، میزان گوگرد و با استفاده از بهای محموله‌های مشابه وارداتی و صادراتی برآورد می‌شود. به موجب این ابلاغیه فرآورده‌های پالایشگاه‌ها بر مبنای معیارهای موجود برای میزان درصد گوگرد، میزان اکتان، نقطه جوش ابتدایی و انتهایی و سایر محتویات و همچنین قیمت‌های جهانی^{۱۰} قیمت‌گذاری می‌شوند. در واقع مجموعه عوامل مؤثر در فرمول قیمت‌گذاری نیز توسط وزارت نفت تعیین شده که به نوعی دستوری می‌باشد. قیمت نفت خام تحویلی به پالایشگاه‌ها نیز بر اساس کیفیت آن و با توجه به اختلاف قیمت فوب محموله‌های صادراتی نفت خام سبک و نفت خام سنگین ایران و چگالی واقعی محموله‌های صادراتی محاسبه می‌شود. همچنین قیمت میعانات گازی بر اساس متوسط قیمت فوب محموله‌های صادراتی شرکت ملی نفت ایران به تمام مقاصد و با توجه به انواع مختلف میعانات گازی تعیین می‌شود.

در این روش قیمت‌گذاری، احتمال به تعویق افتادن ابلاغ قیمت‌ها از سوی وزارت نفت محتمل است و پالایشگاه‌ها در شفاف‌سازی و افشای اطلاعات خود در بازار بورس با تأخیر اقدام می‌کنند و با توجه به اینکه سرمایه‌گذاران باید در جریان صورت‌های مالی و موارد پرداختی و دریافتی قرار بگیرند انگیزه آن‌ها برای سرمایه‌گذاری کاهش می‌یابد و پالایشگاه‌ها فرصت جذب سرمایه را از دست می‌دهند.

تبصره ۲ ابلاغیه‌ای که وزارت نفت در خصوص تعیین قیمت فرآورده‌های نفتی بر مبنای غلظت آن‌ها حکم نموده است به نحوی است که انگیزه‌ای برای پالایشگاه‌ها در زمینه بهبود کیفیت فرآورده‌ها ایجاد نمی‌کند. به عنوان مثال اگر گوگرد حل شده در گازوئیل با غلظت ۵۰ تا ۵۰۰ پی‌پی‌ام^{۱۱} باشد قیمت گازوئیل بر اساس بهای فوب خلیج فارس آن با غلظت ۵۰ پی‌پی‌ام تعیین می‌شود (هرچه گوگرد در فرآورده‌ها کمتر باشد کیفیت آن بهتر است). بنابراین تعیین دستوری قیمت فرآورده‌های داخلی با طیف گسترده‌ای از غلظت‌های مواد حل شده بر مبنای بهترین کیفیت فرآورده‌های جهانی منطقی به نظر نمی‌رسد.

به طور کلی در حالت قیمت‌گذاری بر مبنای بازار آزاد رقابتی، موقعیت مکانی پالایشگاه‌ها در ایجاد مزیت و در نتیجه سودآوری بیشتر آنها مؤثر است. لذا، در این حالت پالایشگاه‌ها برای کسب سود بیشتر باید با یکدیگر رقابت کنند. به عنوان مثال، اگر قیمت بر مبنای بازار رقابتی تعیین می‌شد، به دلیل مجاورت به بازار مصرف بزرگ‌تر تقاضای بنزین از پالایشگاه تهران نسبت به پالایشگاه آبادان بیشتر خواهد بود که این امر می‌تواند در سودآوری پالایشگاه تهران مؤثر باشد. از طرفی به دلیل دسترسی بیشتر پالایشگاه آبادان به بازار

^{۱۰} <https://www.spglobal.com/platts/en>

^{۱۱} پی‌پی‌ام: واحدی برای سنجش غلظت مواد است و به معنای میلی‌گرم ماده حل شده در یک کیلوگرم حلال می‌باشد.

بین‌المللی نسبت به پالایشگاه تهران صادرات فرآورده‌های آن بیشتر خواهد بود که این امر می‌تواند مزیتی برای پالایشگاه آبادان برای کسب سود بیشتر باشد. در نتیجه در بازار آزاد رقابتی موقعیت مکانی پالایشگاه‌ها با فرض ثابت گرفتن سایر عوامل مؤثر در سودآوری، از جمله عوامل تأثیرگذار در کسب حاشیه سود بیشتر می‌باشد که وضعیت موجود در کشور به صورتی است که خریدار فرآورده‌ها و تأمین‌کننده خوراک پالایشگاه‌ها، انحصاراً شرکت ملی پالایش و پخش فرآورده‌های نفتی ایران است و قیمت‌ها نیز به صورت دستوری از طرف آن تعیین می‌شود، در نتیجه، سودآوری پالایشگاه‌ها در فرآیند تبدیل خوراک دریافتی به محصولات بر اساس قواعد بازار آزاد رقابتی نیست و همین امر انگیزه آن‌ها را در بهبود وضعیت و ارتقای کیفیت محصولات کاهش می‌دهد.

در اوایل سال ۱۳۹۷، نرخ تسعیر ارز رسمی به صورت ثابت و با مقدار ۴,۲۰۰ تومان به ازای هر دلار آمریکا تعیین شد در حالیکه نرخ ارز در بازار آزاد بسیار فراتر از این مقدار ثابت تعیین شده بود و همچنین با نرخ فزاینده‌ای در حال رشد بود. قیمت‌گذاری فرآورده‌های نفتی که عمدتاً در بازار بورس کالا به فروش می‌رسد، بر مبنای بهای ارز در سامانه نیما تعیین می‌شود. در نتیجه اختلاف نرخ تسعیر ارز نیما و بازار آزاد سبب ایجاد رانتهای بزرگی شد. به نحوی که تقاضا برای محصولات عرضه شده در بورس کالا بسیار بیشتر شد و صادرات و فروش غیرقانونی خارج از بازار بورس کالا رواج یافت. البته این موضوع تنها برای محصولات پالایشگاهی و پتروشیمی نبود، بلکه در مورد سایر محصولات صنعتی عرضه شده در بازار بورس کالا نیز صادق بود. نهایتاً با رشد نرخ تسعیر ارز در سامانه نیما میزان شکاف قیمتی آن در بازار آزاد کاهش یافت و زمینه بهره‌گیری از این نوع رانتهای محدودتر شد.

بخش دوم: صنایع پتروشیمی

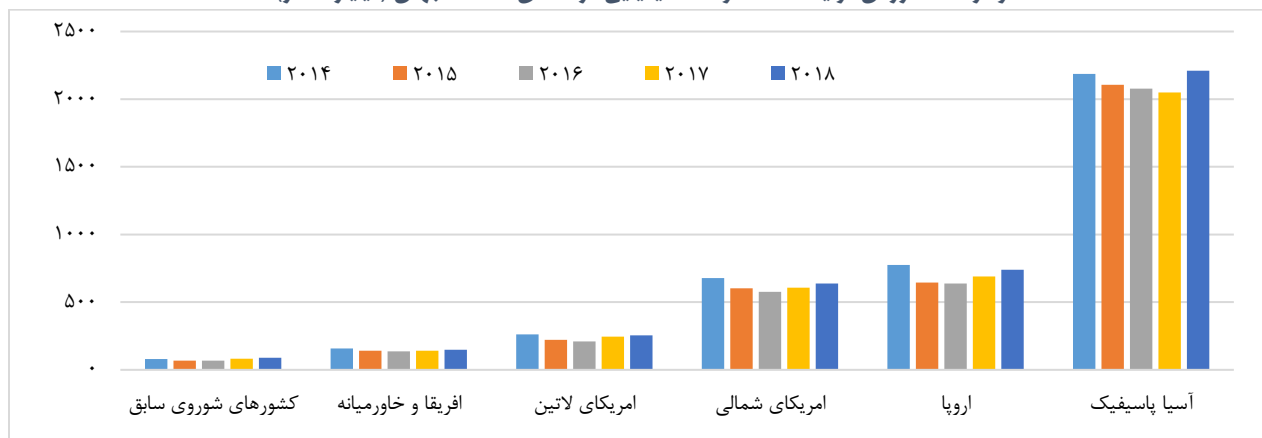
مقدمه

صنعت پتروشیمی از مهم‌ترین ارکان توسعه و موتور محرک اقتصاد تعداد زیادی از کشورها محسوب می‌شود. مواد پتروشیمی به گروهی از محصولات شیمیایی اطلاق می‌شود که از طریق تغییر شکل یافتن یا فعل و انفعالات هیدروکربن‌های نفت یا گاز طبیعی تهیه می‌شوند. تولید این محصولات به گونه‌ای است که معمولاً یک واحد اصلی در بالا دست، ماده اولیه واحدهای دیگر را تولید می‌کند و بر این اساس شرکت‌های فعال در صنعت پتروشیمی به سه گروه بالادستی (نزدیک به مواد اولیه)، میان‌دستی، و پایین‌دستی (نزدیک به محصولات نهایی) تقسیم‌بندی می‌شوند. در صنعت پتروشیمی، صنایع بالادستی سرمایه‌برتر و دارای پتانسیل ایجاد ارزش افزوده‌ی کمتری هستند و آلودگی بیشتری نیز به محیط زیست تحمیل می‌کنند. هرچه به محصولات نهایی متمایل شویم، ارزش افزوده بیشتر، اشتغال‌زایی بالاتر و کاربرد محصولات متنوع‌تر می‌شود.

از آنجا که مجتمع‌های پتروشیمی به خوراک تولیدی توسط پالایشگاه‌های نفت و گاز نیاز دارند، احداث مجتمع‌های تولیدکننده محصولات پتروشیمی و پلیمری در نقاط مختلف جهان معمولاً در مجاورت مجتمع‌های پالایشی صورت می‌گیرد. به دلیل متفاوت بودن دسترسی به منابع فسیلی در مناطق مختلف جهان و در نتیجه تفاوت در خوراک‌های در دسترس صنایع پالایشگاهی و پتروشیمی و همچنین فناوری‌های مختلف، مسیر توسعه این صنایع نیز متفاوت بوده است. در مناطق خاورمیانه و آمریکای شمالی که دسترسی به خوراک‌های سبک از جمله اتان بیشتر است، شکل‌گیری پتروپالایشگاه برای تولید اتیلن غیرمحمول‌تر است.

چنانکه در نمودار ۱۵ مشاهده می‌شود، بخش عمده محصولات پتروشیمی جهان در منطقه آسیا پاسیفیک و به طور خاص در کشور چین تولید می‌شود. مجموع ارزش تولیدات پتروشیمی در سال ۲۰۱۸ نزدیک به ۴/۱ هزار میلیارد دلار تخمین خورده است که ۷ درصد بیشتر از سال ۲۰۱۷ است. با این حال چنانکه مشاهده می‌شود، از سال ۲۰۱۴ تا ۲۰۱۷ تقریباً در تمامی مناطق دنیا روند ارزش تولیدات محصولات پتروشیمی رو به کاهش بوده است.

نمودار ۱۵ - ارزش تولیدات محصولات شیمیایی در مناطق مختلف جهان (میلیارد دلار)



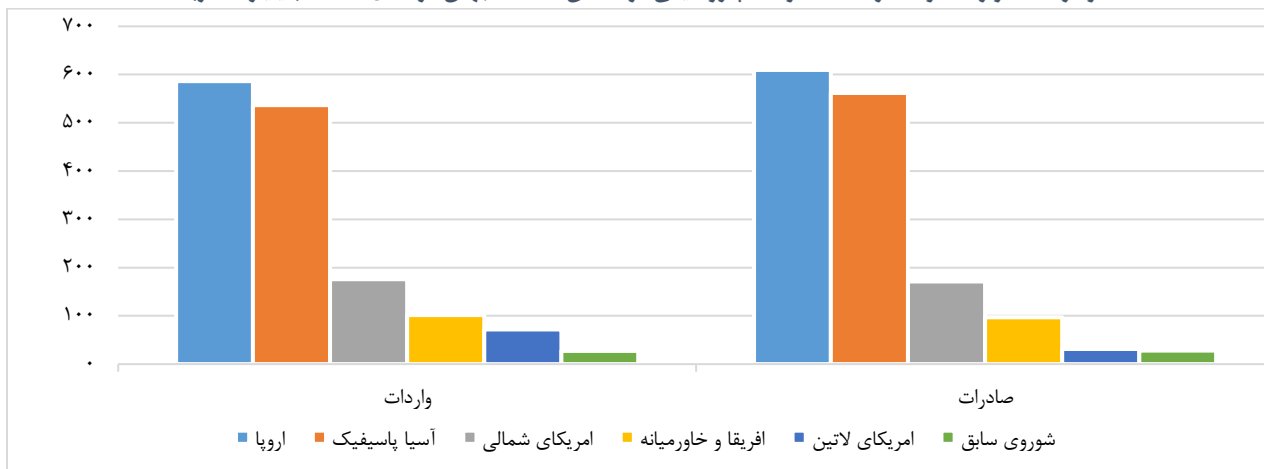
مأخذ: American Chemistry Council, Guide to the Business of Chemistry, ۲۰۱۹

بررسی واردات و صادرات محصولات پتروشیمی و مقایسه آن با مصرف داخلی این محصولات به صورت منطقه‌ای نشان می‌دهد که بخش عمده‌ای از تولیدات در منطقه آسیا پاسیفیک در همین منطقه به مصرف هم می‌رسد اما در اروپا میزان واردات و صادرات

محصولات پتروشیمی به نسبت قابل توجه است. به طوریکه در سال ۲۰۱۸ بیش از ۵۸۰ میلیارد دلار محصولات پتروشیمی به اروپا وارد و نزدیک به ۶۱۰ میلیارد دلار از این منطقه صادر شده است. این ارقام برای منطقه آسیا پاسیفیک به ترتیب حدود ۵۴۰ میلیارد دلار و ۵۶۰ میلیارد دلار بوده است. این در حالی است که در همین سال مصرف داخلی اروپا تقریباً یک سوم آسیا پاسیفیک برآورد شده است. نمودار ۱۶ و مآخذ: ۲۰۱۹، American Chemistry Council, Guide to the Business of Chemistry,

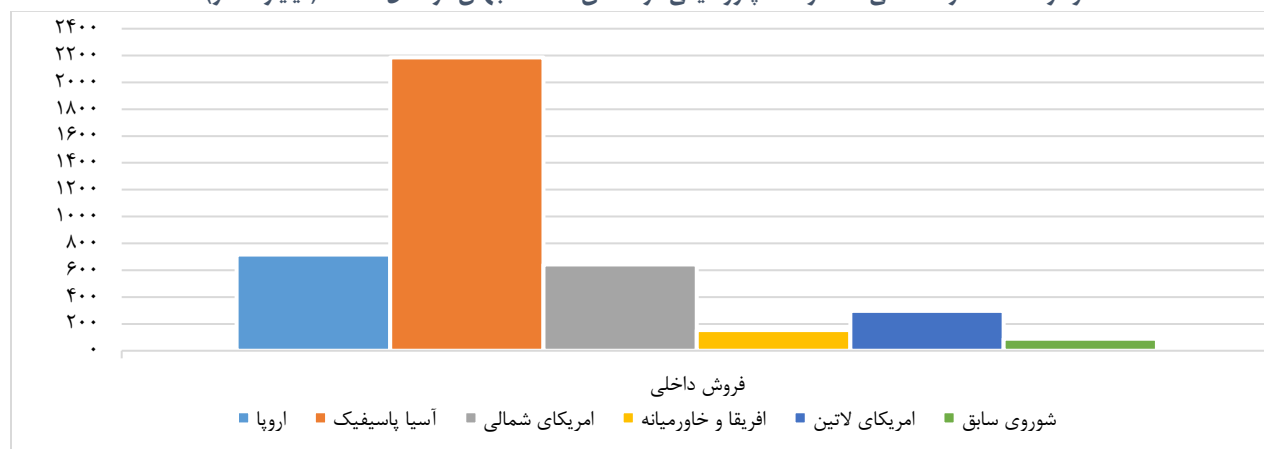
نمودار ۱۷ این آمار و ارقام را نشان می‌دهند.

نمودار ۱۶ - واردات و صادرات محصولات پتروشیمی در مناطق مختلف جهان در سال ۲۰۱۸ (میلیارد دلار)



مآخذ: ۲۰۱۹، American Chemistry Council, Guide to the Business of Chemistry,

نمودار ۱۷ - مصرف داخلی محصولات پتروشیمی در مناطق مختلف جهان در سال ۲۰۱۸ (میلیارد دلار)



مآخذ: ۲۰۱۹، American Chemistry Council, Guide to the Business of Chemistry,

در ایران، درصد بالایی از محصولات پتروشیمی، با ارزش افزوده ناچیز حاصل از صنایع بالادستی، به کشورهای با صنعت پیشرفته‌تر صادر می‌شود تا به عنوان خوراک صنایع پایین‌دستی آنها مصرف شود. این در حالی است که به طور قطع تقاضا و ظرفیت این کار در داخل کشور هم می‌توانست شکل بگیرد و عدم این موفقیت در طول سال‌ها و دهه‌های اخیر نشان‌دهنده وجود نواقص سیاست‌گذاری

و جهت‌دهی به این صنعت است. البته چالش‌ها و کمبودهای این صنعت در ایران بسیار گسترده و متعدد است. دو مسئله قیمت‌گذاری و خصوصی‌سازی که در مورد پالایشگاه‌ها توضیح داده شد در مورد صنعت پتروشیمی نیز صادق است. در مورد خوراک‌گازی صنایع پتروشیمی، به دلیل سخت بودن حمل‌ونقل گاز و هزینه‌های بالا برای ساخت تجهیزات و زیرساخت‌های انتقال آن، قیمت‌گذاری گاز در طول زمان با مشکلاتی نظیر عدم وجود قیمت پایدار و انعطاف‌پذیر در طول زمان مواجه بوده است که چالش‌هایی از قبیل کاهش سرمایه‌گذاری ناشی از عدم شفافیت قیمت واحد و ابهام آن، تغییر نرخ تسعیر ارز و بی‌اعتمادی سرمایه‌گذاران و همچنین عدم وجود انگیزه برای بازگشت ارز حاصل از صادرات را در پی داشته است. از سوی دیگر قیمت‌گذاری خوراک مایع به دلیل مشخص بودن وضعیت حمل‌ونقل و عدم نیاز به زیرساخت‌های پیچیده و هزینه‌بر نسبت به حمل‌ونقل گاز سهولت بیشتری دارد. در سال‌های اخیر بسیاری از واگذاری‌های مجتمع‌ها و شرکت‌های پتروشیمی به درستی به بخش خصوصی صورت نگرفت و ارزش‌گذاری درستی هم انجام نشد. بسیاری از این واگذاری‌ها به بخش‌های شبه‌دولتی و هلدینگ‌هایی انجام گرفت که دولت از سهامداران اصلی آن‌ها بود و اغلب دانش فنی و تخصصی لازم جهت توسعه و گسترش طرح‌های پتروشیمی را نداشتند و روند پیشرفت پروژه‌ها را با مشکلات و تأخیر زیادی مواجه می‌کردند.

تولید محصولات پتروشیمی در ایران در سال ۱۳۴۳ با تولید کود شیمیایی در مرودشت آغاز شد و سپس با طرح‌های احداث مجتمع‌های پتروشیمی رازی، آبادان، کرین اهواز و بندر امام گسترش یافت. در حال حاضر عمده مجتمع‌های پتروشیمی ایران در منطقه ویژه اقتصادی پتروشیمی ماهشهر و پارس عسلویه فعالیت می‌کنند. به گزارش گمرک جمهوری اسلامی ایران در سال ۱۳۹۸ تقریباً نیمی از صادرات ایران را فرآورده‌های نفتی، محصولات پتروشیمی و میعانات گازی که همگی در ارتباط با صنعت نفت هستند، تشکیل داده‌اند.

چشم‌انداز صنعت پتروشیمی در ایران و منطقه

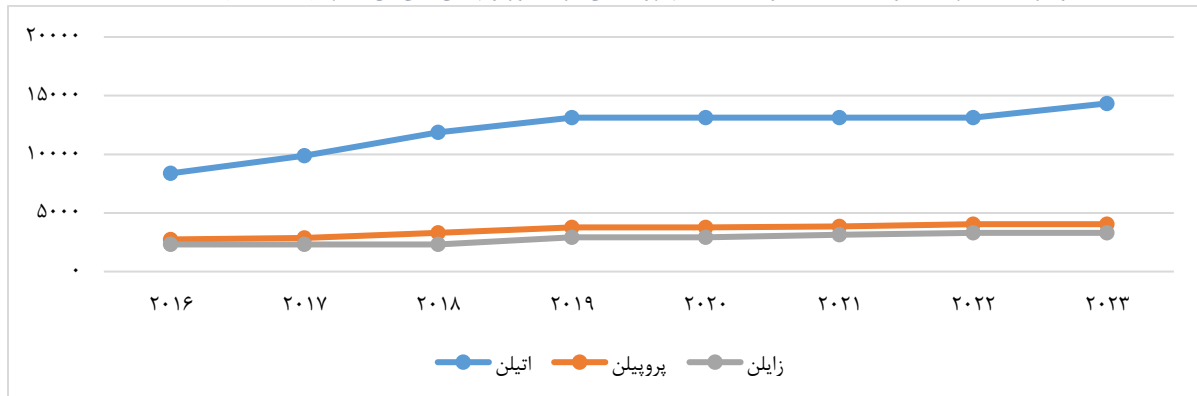
چشم‌انداز داخلی صنعت پتروشیمی

مجموع تولید صنعت پتروشیمی ایران تا سال ۲۰۲۶، ۱۴۰ میلیون تن پیش‌بینی شده است که تقریباً به ۷۰ میلیارد دلار سرمایه‌گذاری جدید احتیاج دارد. نظر به جایگاه دوم ایران در جهان از نظر ذخایر گازی، کشور پتانسیل تولید منابع گازی منطقه را دارد و با رفع تحریم‌ها پیش‌برد بیش از ۲۰ طرح گازی با منابع تأمین مالی خارجی امکان‌پذیر است. هم‌اکنون نیز چندین فاز پارس جنوبی توسعه یافته است و می‌توان پیش‌بینی کرد که ظرفیت تولید در آینده افزایش خواهد یافت. میزان گاز تولیدی در سال‌های ۲۰۱۶، ۲۰۱۷ و ۲۰۱۸ به ترتیب ۲۰۰ میلیارد مترمکعب، ۲۱۶ میلیارد مترمکعب و ۲۲۷ میلیارد مترمکعب بوده که با لحاظ نمودن افتتاح فازهای ۱۷ تا ۲۱ پارس جنوبی، تولید در سال ۲۰۱۷ به طور تقریبی ۶۰ میلیارد مترمکعب افزایش یافت. همچنین پیش‌بینی می‌شود که با ادامه ساخت و تکمیل فاز ۱۱ پارس جنوبی تا سال ۲۰۲۰، ۲۰ میلیارد مترمکعب دیگر به ظرفیت تولید آن اضافه خواهد شد. میزان تولید فازهای ۱۱، ۱۳، ۱۴ و ۲۲ تا ۲۴ پارس جنوبی در پیش‌بینی‌ها لحاظ نشده است و بستگی به سرمایه‌گذاری‌های خارجی دارد و در صورت راه‌اندازی تمام طرح‌های مذکور، ۱۲۰ میلیارد مترمکعب گاز به مقدار تولید فعلی آن افزوده خواهد شد.

علاوه بر پارس جنوبی، ایران دارای چندین میدان بزرگ گازی آماده برای توسعه می‌باشد به عنوان مثال طرح‌های کیش (۲ هزار میلیارد مترمکعب ذخایر)، پارس شمالی (۱/۴ هزار میلیارد مترمکعب ذخایر)، گلشن (۱/۱ هزار میلیارد مترمکعب)، لاوان (۱/۸ هزار میلیارد مترمکعب)، فروز B (۷۰۰ میلیارد مترمکعب)، فردوسی (۳۰۸ میلیارد مترمکعب) و خیام (۲۰۴ میلیارد مترمکعب) می‌توانند در صورت پیشرفت، ظرفیت گاز تولیدی کشور را ارتقا دهند.

خط لوله اتیلن غرب به همراه منطقه دنا در مجموع ۱۱ طرح پتروشیمی پایین دستی را شامل می‌شود که از جنوب غرب کشور در منطقه عسلویه آغاز شده و توسط دو پتروشیمی کاویان و مروارید (الفین ۵ ام) تغذیه می‌شود و تا میاندوآب واقع در شمال غرب کشور امتداد دارد. در سال ۲۰۱۷ طرح اتصال پتروشیمی تبریز به میاندوآب با طول ۱۵۴ کیلومتر و سرمایه‌ای در حدود ۵۳ میلیون دلار و همچنین با ظرفیت ۲۰۰ هزار تن اتیلن افتتاح شد و پیش‌بینی می‌شود که ظرفیت آن تا سال ۲۰۲۱ دو برابر شود. روند تغییرات ظرفیت تولید سه محصول مهم پتروشیمی که بیشترین میزان تولید را داشتند در نمودار ۱۸ رسم شده است. مشاهده می‌شود که ظرفیت تولید پروپیلن و زایلن روندی تقریباً ثابت داشته و خواهد داشت، اما ظرفیت تولید اتیلن در حال افزایش است.

نمودار ۱۸- ظرفیت تولید سه محصول منتخب پتروشیمی در کشور و پیش‌بینی آن‌ها برای سال‌های ۲۰۲۰ تا ۲۰۲۳



مأخذ: Fitch Solutions, Iran Petrochemical Report, Q1 ۲۰۲۱

تا پایان سال ۲۰۱۹ از ۱۰۳ طرح پتروشیمی، ۳۹ طرح کمتر از ۲۰ درصد رشد داشته‌اند و در مراحل اخذ مجوزهای آماده‌سازی و تأمین دانش فنی و سرمایه هستند و ۶۴ طرح بالای ۲۰ درصد پیشرفت فیزیکی داشته‌اند که پنج طرح آن‌ها به عنوان مثال خط اتیلن غرب، مرکز توسعه مخازن، اسکله صادراتی و یوتیلیتی متمرکز در هاب‌های توسعه زیرساختی است. شش طرح نیز نقش تأمین خوراک به ۵۳ طرح پتروشیمی را بر عهده دارد که دو طرح آن استحصال اتان و چهار طرح دیگر به شرح زیر است:

- ۳۱۰۰ NGL که ۲۷۰ میلیون فوت مکعب خوراک پتروشیمی دهلران را فراهم می‌کند.
- ۳۲۰۰ NGL در غرب کارون، مارون اهواز و پاریسی
- NGL خارک که به میادین اطراف دسترسی دارد و خوراک فاز دوم متانول خارک را تأمین می‌کند.
- بیدبلند ۲ که روزانه در حدود ۲ میلیون فوت مکعب خوراک دریافت می‌کند و یکی از بزرگ‌ترین طرح‌های تأمین خوراک پتروشیمی در بخش بالادستی و تأمین کننده خوراک پتروشیمی گچساران، بندر امام و امیرکبیر است.

از ۵۳ طرح مذکور در صنعت پتروشیمی، ۳۰ طرح کمتر از ۴۰ درصد پیشرفت فیزیکی داشته و ۲۳ طرح نیز بالای ۴۰ درصد (تا ۹۹ درصد) پیشرفت داشته‌اند. از بین این ۲۳ طرح، ۱۸ طرح منتخب شده است که بیش از ۱۵ طرح آن تا سال ۱۳۹۹ به بهره‌برداری و تولید پایدار رسیده‌اند و ظرفیت تولید به ۹۴ میلیون تن در سال ۱۳۹۹ رسیده است. همچنین با افتتاح ۱۸ طرح پتروشیمی تا سال ۱۴۰۰ درآمد حاصل از فروش محصولات پتروشیمی با ۴۶ درصد افزایش به ۲۵ میلیارد دلار می‌رسد. توسعه صنعت پتروشیمی در

نواحی ساحلی دریای خزر موضوعی در حال بررسی می‌باشد و مطالعاتی نیز برای تأمین خوراک این واحدها با خط لوله سراسری گاز طبیعی و یا انتقال نفتا از مسیر خطوط پالایشگاهی صورت گرفته است.^{۱۲}

چشم‌انداز صنعت پتروشیمی در کشورهای منطقه

ایران و عربستان سعودی در بازار محصولات پتروشیمی رقیبان دیرینه یکدیگر هستند و علیرغم اینکه دو عامل بلوغ و تنوع محصولات به نفع عربستان سعودی است، ایران می‌تواند با اهرم مزیت تولید خوراک (الفین، پلیمرهای پایه و متانول) ارزان قیمت توسعه یافته و به سطح تولید عربستان سعودی برسد. در کشورهای آفریقایی نیجریه و مصر نیز که دارای مخازن نفت و گاز می‌باشند سرمایه‌گذاری‌های جدیدی صورت گرفته است و در آینده حرفهای بیشتری برای گفتن خواهند داشت. در ادامه برخی کشورهای منتخب منطقه بیشتر مورد بررسی قرار می‌گیرند.

• قطر

در حالیکه اعضای شورای همکاری خلیج فارس^{۱۳} از ممنوعیت همکاری با قطر به دلیل اتهام وارد شده توسط عربستان سعودی مبنی بر حمایت مالی قطر از تروریسم بیم داشتند، تجارت بین آن‌ها همچنان ادامه داشت. در سال ۲۰۱۷، قطر با خط لوله دلفین^{۱۴} خوراک گازی امارات متحده عربی را تأمین می‌نمود. قطر پیش از تحریم‌ها از بندر جبل‌علی در دبی برای حمل و نقل کشتی‌ها استفاده می‌کرد و هم‌اکنون بارگیری آن به عمان منتقل شده است. در سال ۲۰۱۷ قطر به عنوان بزرگ‌ترین صادر کننده گاز طبیعی مایع^{۱۵} و اصلی‌ترین صادرکننده اتیلن و پلی‌اتیلن به آسیا مطرح بود. در سال ۲۰۱۶ صادرات پلیمر قطر ۱/۹۶ میلیون تن برآورده شده که تقریباً ۹ درصد کل عرضه کشورهای عضو شورای همکاری خلیج فارس را شامل می‌شد. قطر ماهانه ۶۰۰ تا ۷۰۰ هزار تن نفتا صادر می‌کند و همچنین اصلی‌ترین تأمین کننده گاز طبیعی مایع برای مصر است. یک‌چهارم مصرف گاز طبیعی امارات متحده عربی توسط خط لوله دلفین تأمین می‌شود و در صورت انسداد آن راه جایگزینی برای جبران وجود ندارد. کشورهای عضو شورای همکاری خلیج فارس با تفاهم بر سهیم نمودن سازمان‌ها و منابع به منظور رشد بخش غیرنفتی علی‌الخصوص در بخش پتروشیمی پایین‌دستی در سال ۲۰۰۳ بازار یکپارچه‌ای را ایجاد و تقویت نمودند. به نحوی که مجازات و سخت‌گیری‌های تحریم قطر برای صنعت پتروشیمی کشورهای عضو شورای همکاری خلیج فارس تهدید محسوب می‌شد. بسیاری از مناطق تولید محصولات پایین‌دستی پتروشیمی متکی بر تأمین خوراک قطر بودند.

• عربستان سعودی

در سال ۲۰۱۷، توسعه PetropRabogh II در عربستان سعودی منجر به آغاز فعالیت بسیاری از مجتمع‌ها و افزایش ظرفیت ۳۰۰ هزار تنی در محصولات پتروشیمی شد. مقادیر تولید آرومایتک‌ها و محصولات شیمیایی شامل پارازیلن به میزان ۱/۳۴ میلیون تن و بنزن به میزان ۴۲۴ هزار تن افزایش یافت. مجتمع فنول جدیدی با ظرفیت ۱۷۰ هزار تن استون (محصول مشتق شده از فنول) احداث شد. برآورد می‌شود که میزان ظرفیت تولید اتیلن و پروپیلن در ۵ سال آینده در این کشور به ۱۸/۲ میلیون تن و ۷/۰ میلیون تن در سال خواهد رسید. عربستان سعودی برنامه‌های بلندمدتی برای توسعه بخش پایین‌دستی صنعت پتروشیمی خود دارد و در صد

^{۱۲} مدیر عامل شرکت ملی صنایع پتروشیمی ایران، خبرگزاری شانا، اردیبهشت ۹۸، کد خبر: ۲۸۸۸۸۲

^{۱۳} GCC, Gulf Cooperation Council، امارات متحده عربی می‌باشد

^{۱۴} Dolphin pipeline

^{۱۵} LNG, Liquid Natural Gas

متنوع نمودن مشتقات پتروشیمی و یافتن مهارت‌های فنی در تولید ترموپلاستیک‌ها و همچنین فراتر رفتن از مجتمع‌هایی که متکی به خوراک گازی متان هستند می‌باشد. شرکت‌های سایبک^{۱۶} و آرامکو^{۱۷} در اواخر سال ۲۰۱۷ طرح مشترکی را با عنوان از نفت خام تا شیمیایی‌ها^{۱۸} آغاز کردند که پیش‌بینی می‌شود این زنجیره ارزش متنوع و با ارزش افزوده بالا تا سال ۲۰۲۴ تکمیل شود. در این مسیر استفاده از خوراک و تولید محصولات متنوع شیمیایی مجتمع پتروشیمی صادره نقش محوری را بر عهده خواهد داشت.

• امارات متحده عربی

صنعت پتروشیمی امارات متحده عربی برنامه توسعه طرح بروج ۴ را با ظرفیت سالانه ۱۱/۴ میلیون تن تا سال ۲۰۲۵ هدف‌گذاری کرده، درحالی‌که ظرفیت آن در سال ۲۰۱۷ با تکمیل طرح بروج ۳، ۴/۵ میلیون تن در سال بوده است. شرکت ملی نفت و گاز امارات متحده عربی^{۱۹} در نظر دارد که سه مجتمع بروج را بهینه‌سازی کند و تا سال ۲۰۲۱ مجتمع تولید پلی‌پروپیلن را با ظرفیت سالانه ۵۰۰ هزار تن احداث کند. لازم به ذکر است که سرمایه‌گذاری در بعضی از طرح‌های توسعه مذکور به دلیل نااطمینانی از شرایط بازار و دسترسی به خوراک نفتا در بلندمدت با وقفه مواجه شده است. در واقع تأمین خوراک با قیمت پایین و یافتن بازاری برای صادرات از جمله چالش‌های موجود است.

• کویت

در این میان صنعت پتروشیمی کویت بااطمینان به اینکه به منابع نفتا در بلندمدت دسترسی داشته و بهترین جایگاه را در خاورمیانه به منظور تأمین خوراک بازار در حال رشد هند دارد، توسعه و گسترش یافت. با توسعه و تکمیل مجتمع پتروشیمی الفین III در سال ۲۰۲۰ ظرفیت اتیلن آن به ۱/۴ میلیون تن و پروپیلن نیز به ۶۰۰ هزار تن در سال خواهد رسید. کویت در نظر دارد با اتکا به بازار صادرات، ظرفیت تولید خود را در کوتاه‌مدت و بلندمدت افزایش دهد. صنعت نفت کویت^{۲۰} با سرمایه‌گذاری و افتتاح طرح‌های تولید پلی‌اتیلن با دانسیته بالا و پایین (با ظرفیت ۸۲۵ هزار تن در سال) و واحد مونواتیلن‌گلیکول^{۲۱} (با ظرفیت ۵۵۰ هزار تن در سال) در سال ۲۰۱۶ صنعت پتروشیمی خود را تقویت نمود. تا سال ۲۰۲۰ نیز سایر طرح‌های پتروشیمی شرکت ملی نفت کویت^{۲۲} و پالایشگاه الزور^{۲۳} تکمیل خواهد شد.

• افریقای جنوبی

سرمایه‌گذاری در بخش پایین‌دستی صنعت پتروشیمی افریقا متمرکز بر تولید کود شیمیایی و LNG است. وجود اتان به عنوان خوراک گازی در شمال افریقا مزیت محسوب می‌شود و همچنین غرب افریقا اصلی‌ترین مرکز تولید نفت است و جنوب افریقا نیز بازار محصولات پتروشیمی قابل توجه و سطح بالایی دارد. با وجود تمایلات برای توسعه تولید محصولات پتروشیمی در نیجریه به دلیل ذخایر موجود، سرمایه‌گذاری‌ها در نزدیکی ذخایر هیدروکربن واقع در سواحل شمالی افریقا متمرکز شده است. گروه دانگوت^{۲۴}

^{۱۶} Sabic

^{۱۷} Aramco

^{۱۸} Crude oil to chemicals (COTC)

^{۱۹} ADNOC, Abu Dhabi National Oil Company

^{۲۰} Equate

^{۲۱} MEG, MonoEthylene Glycol

^{۲۲} Kuwait Petroleum Corporation (KPC)

^{۲۳} AL-Zour refinery

^{۲۴} Dangote Group

برنامه‌ریزی افزایش ظرفیت مجتمع‌های پتروشیمی را تا ۱/۲ میلیون تن در سال در نظر گرفته است. همچنین ۶۵۰ هزار بشکه نفت در روز را تا سال ۲۰۱۹ در مدار پالایش نفت قرار خواهد داد که نیاز به واردات گاز تصفیه شده مرتفع خواهد شد. پیش‌بینی تولید سالانه محصولات پتروشیمی بزرگ‌ترین طرح‌های منطقه آفریقای زیرصحرایی^{۲۵} شامل ۱/۲ میلیون تن پلی‌پروپیلن و پلی‌اتیلن، ۳ میلیون تن آمونیاک و اوره است که پیش‌بینی می‌شود تا سال ۲۰۱۹ محقق شود. علیرغم وجود ریسک‌هایی که متوجه طرح‌ها است (نبود نیروی کار ماهر، ناآرامی‌های سیاسی و اجتماعی و کارشکنی‌های عمده در نهادهای بالادستی) که منجر به تأخیر در پیش‌برد آن‌ها می‌شود، با توجه به مزیت‌های رقابتی نیجریه (به دلیل امیدوارکننده‌ترین چشم‌انداز دسترسی به خوراک) و حمایت‌های دولت، احتمال ساخت و تکمیل آن بالا است.

یکی دیگر از مناطق کلیدی برای رشد بخش پتروشیمی در آفریقا مصر است و ساخت طرح تحریر^{۲۶} که متعلق به هلدینگ کربن^{۲۷} است، پس از اجماع بر توافق‌های مالی در سال ۲۰۱۸ آغاز شد. میزان تولید سالانه اتیلن و پلی‌پروپیلن آن به ترتیب ۱/۳۵ میلیون تن و ۶۰۰ هزار تن است و همچنین شامل ۳ مجتمع تولید پلی‌اتیلن (هرکدام با ظرفیت ۴۵۰ هزار تن در سال) می‌باشد و ظرفیت آروماتیک آن شامل ۴۲۰ هزار تن بنزن و ۱۰۰ هزار تن هگزان^۱ است. پیش‌بینی می‌شود به دلیل وقفه‌های احتمالی تا پیش از ۲۰۲۱ تولید تجاری آن آغاز نشود.

شاخص ریسک-پاداش در کشورهای منطقه خاورمیانه

نسبت میزان هزینه سرمایه‌گذاری به بازده حاصل از سرمایه‌گذاری را شاخص ریسک-پاداش^{۲۸} (RRI) می‌گویند که برای سنجش میزان بازدهی سرمایه‌گذاری استفاده می‌شود. در سال ۲۰۱۷ تا ۲۰۱۹ کشورهای عضو شورای همکاری خلیج فارس به واسطه مقیاس بزرگ در صنعت پتروشیمی و فضای نسبتاً پایدار و مناسب برای سرمایه‌گذاری، عملکرد خوبی را در این شاخص تجربه کرده بودند. با این حال با همه‌گیری ویروس کرونا از اواخر سال ۲۰۱۹ صنعت پتروشیمی نیز به چالش کشیده شد و چشم‌انداز رشد میان‌مدت را به طور چشمگیری محدود کرد. تأثیر کرونا بر کاهش تقاضا و در نتیجه قیمت نفت در کنار محدودیت‌ها و فشارهای بودجه‌ای کشورها، از مهمترین عوامل فشار بر این صنعت در کشورهای جهان و به طور خاص کشورهای منطقه خاورمیانه است. در این بین کشورهایی مثل بحرین، عمان و عربستان سعودی نقطه سر به سر قیمتی به نسبت بالاتری در مقایسه با امارات و کویت دارند و در نتیجه در این شرایط چالش جدی‌تری را هم تجربه می‌کنند.

فاکتورهای ریسک داخلی، بروز رقابت شدید به واسطه پایین بودن قیمت تولیدات محصولات شیمیایی ایالات متحده آمریکا در بازار اروپا و چین، مازاد عرضه محصولات پتروشیمی، افت قیمت نفتا و رشد آن برای اتان که دلالت بر مزیت واحدهای مبتنی بر خوراک نفتا نسبت به واحدهای مبنی بر خوراک اتان دارد، در مجموع ریسک‌های کاهش امتیاز این شاخص در منطقه خاورمیانه و آفریقا به شمار می‌رود. از سوی دیگر، ذخایر بومی، فضای نسبتاً باز تجارت و اشتیاق به جذب سرمایه‌گذاران بین‌المللی به منظور استحکام بخشیدن به جایگاه تجاری خود در جهان، مجموع عوامل تأثیرگذار برای سرمایه‌گذاری در این منطقه هستند.

جدول ۶ امتیاز و رتبه‌بندی کشورهای مختلف در منطقه خاورمیانه و آفریقا را از لحاظ شاخص ریسک-پاداش نشان می‌دهد. چنانکه مشاهده می‌شود بر اساس این شاخص عربستان در رتبه یک منطقه و ایران در رتبه سوم قرار گرفته است. به تفکیک پاداش و ریسک،

^{۲۵} Sub-Saharan Africa

^{۲۶} Tahrir Petrochemical Project

^{۲۷} Carbon Holdings

^{۲۸} Risk-Reward Index



عربستان بهترین امتیاز پاداش و اسرائیل بهترین امتیاز ریسک را دارد و ایران با وجود پاداش قابل قبول از نظر ریسک بعد از الجزایر بدترین کشور این مجموعه است.

جدول ۶- رتبه‌بندی شاخص‌های مختلف RRI کشورهای منطقه خاورمیانه و شمال آفریقا*

رتبه	ریسک			پاداش			
	کشور	صنعت	کل**	کشور	صنعت	کل**	
۱	۶۲/۱	۴۳/۰	۵۶/۴	۶۷/۲	۹۰/۰	۸۲/۰	عربستان سعودی
۲	۵۹/۷	۵۵/۰	۵۸/۳	۶۹/۱	۶۳/۳	۶۵/۳	امارات متحده عربی
۳	۵۶/۳	۱۰/۰	۴۲/۴	۴۷/۶	۸۰/۰	۶۸/۷	ایران
۴	۶۱/۷	۴۷/۰	۵۷/۳	۷۴/۸	۵۳/۳	۶۰/۹	کویت
۵	۵۷/۸	۳۴/۰	۵۰/۷	۵۵/۴	۵۸/۴	۵۸/۴	قطر
۶	۷۶/۴	۵۰/۰	۶۸/۴	۷۸/۸	۲۶/۷	۴۴/۹	اسرائیل
۷	۶۲/۰	۲۸/۰	۵۱/۸	۵۷/۴	۴۳/۳	۴۸/۳	آفریقای جنوبی
۸	۵۷/۰	۴۳/۰	۵۲/۸	۵۳/۸	۴۳/۳	۴۷/۰	مصر
۹	۵/۳	۲۳/۰	۴۵/۶	۴۸/۰	۴۳/۳	۴۵/۰	ترکیه
۱۰	۴۹/۸	۳۵/۰	۴۵/۳	۲۹/۱	۳۶/۷	۳۴/۰	نیجریه
۱۱	۵۱/۹	۱۰/۰	۳۹/۳	۴۹/۶	۲۳/۳	۳۲/۵	الجزایر

مأخذ: Fitch Solutions, Iran Petrochemical Report, Q1 ۲۰۲۱

* بالاترین امتیاز در هر بخش ۱۰۰ است. امتیاز بالاتر نشان دهنده شرایط بهتر است.

** ریسک کل به صورت ترکیب وزنی از ۴۰ درصد ریسک صنعت و ۶۰ درصد ریسک کشور است.

خوراک مجتمع‌های پتروشیمی

خوراک صنعت پتروشیمی به سه دسته خوراک مایع شامل نفتا و فرآورده‌های پالایشی مایع در پالایشگاه‌ها، خوراک گازی شامل گاز طبیعی، اتان و گاز مایع و در نهایت خوراک جامد شامل ذغال سنگ طبقه‌بندی می‌شود. در حال حاضر ۸ درصد از گاز تولیدی و ۱۴ درصد از نفت تولیدی جهان در صنعت پتروشیمی مصرف می‌شود و در مجموع به طور میانگین حدود ۳۰ درصد از رشد مصرف نفت به دلیل رشد تولید محصولات پتروشیمی در جهان بوده است. نمودار ۱۹ سهم انواع خوراک مصرفی در صنایع پتروشیمی را نشان می‌دهد و انواع خوراک مورد استفاده در صنعت پتروشیمی در مناطق مختلف جهان و محصولات قابل تولید از هر نوع خوراک در جدول ۷ آمده است.

نمودار ۱۹- سهم انواع خوراک مصرفی صنعت پتروشیمی در جهان (درصد)



مأخذ: International Chemical Information Service

جدول ۷- محصولات قابل تولید از هر نوع خوراک در صنعت پتروشیمی در مناطق مختلف جهان

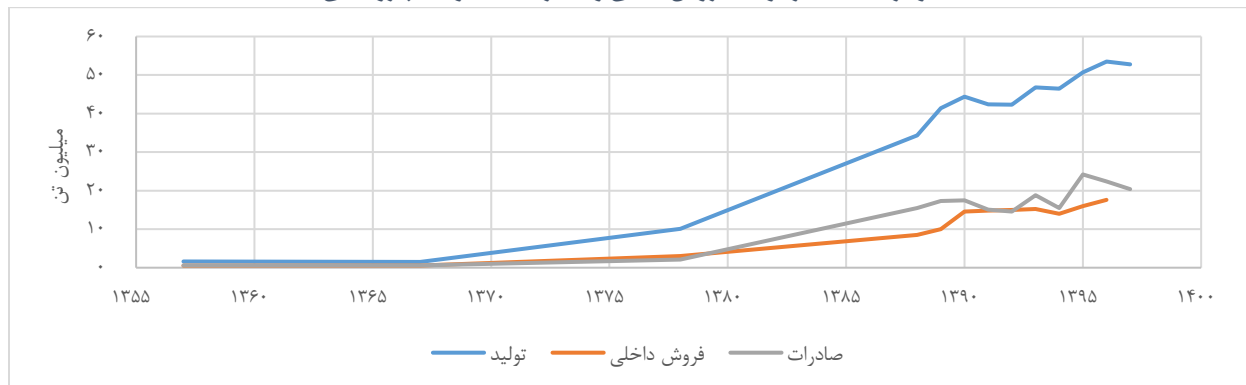
منطقه مورد استفاده	محصولات قابل تولید	منبع تولید	نوع	نوع خوراک
خاورمیانه، آمریکای شمالی، روسیه	متانول، آمونیاک/اوره	میادین گازی	گاز طبیعی	گاز
خاورمیانه، آمریکای شمالی، روسیه	اتیلن، پروپیلن	میادین گازی، گاز همراه میادین نفتی، پالایشگاه های نفتی	اتان و پروپان	گاز
چین، هند، شرق آسیا و اروپا	اتیلن، پروپیلن و آروماتیک ها	پالایشگاه های نفتی	نفتا و سایر برش های نفتی	مایع
چین	متانول، آمونیاک/اوره	معادن ذغال سنگ	ذغال سنگ	جامد

مأخذ: گزارش The Future of Petrochemicals منتشر شده توسط IEA

معرفی صنعت پتروشیمی در ایران

ایران از نظر حجم تولید محصولات پتروشیمی در منطقه خاورمیانه و شمال آفریقا بعد از عربستان در جایگاه دوم قرار دارد. بر اساس اهداف کمی برنامه ششم توسعه مقرر شده صادرات غیرنفتی کشور با رشد متوسط سالانه ۲۱/۷ درصد از حدود ۴۶/۹ میلیارد دلار در سال ۱۳۹۶ به ۱۱۳ میلیارد دلار در سال ۱۴۰۰ برسد و همچنین دستیابی به تولید ۱۰۰ میلیون تن محصولات پتروشیمی هدف گذاری شده است. علاوه بر این، مقرر شده است متوسط رشد تولید ناخالص داخلی کشور طی سال های برنامه ششم توسعه به ۸ درصد برسد که در این میان متوسط رشد سالانه ارزش افزوده بخش صنعت ۹/۳ درصد هدف گذاری شده است. سهم هدف گذاری شده از تولید محصولات پتروشیمی جهان و منطقه تا پایان برنامه ششم توسعه به ترتیب ۶ و ۳۴ درصد تعیین شده است. ^{۲۹} همانطور که در نمودار ۲۰ مشخص است، مقدار تولید و صادرات محصولات پتروشیمی به ترتیب با روند افزایشی از ۰/۶ و ۰/۶ میلیون تن در سال ۱۳۵۷ به ۵۲/۸ و ۲۰/۴ میلیون تن در سال ۱۳۹۷ رسیده است و همچنین فروش داخلی نیز از ۰/۶ میلیون تن در سال ۱۳۵۷ به ۱۷/۶ میلیون تن در سال ۱۳۹۶ افزایش یافته است. البته چنانکه در شکل ۲ مشاهده می شود، نزدیک به ۸۲ درصد تولیدات مواد و محصولات شیمیایی در کشور را محصولات شیمیایی اساسی مثل مواد اولیه ساخت لاستیک یا کود شیمیایی تشکیل می دهد که ارزش افزوده بسیار پایینی دارند و اشتغالزایی چندانی به همراه ندارند.

نمودار ۲۰- مقدار تولید، فروش داخلی و صادرات محصولات پتروشیمی



مأخذ: گزارش جایگاه صنعت پتروشیمی در ایران، دفتر مطالعات انرژی، صنعت و معدن، آذر ۱۳۹۷ و گزارش های عملکردی وزارت صنعت، معدن و تجارت

^{۲۹} گزارش جایگاه صنعت پتروشیمی در اقتصاد ملی بر اساس ارزیابی کمی اهداف برنامه ششم توسعه، معاونت پژوهش های زیربنایی و امور تولیدی، دفتر مطالعات انرژی، صنعت و معدن



توضیح: مابه‌التفاوت تولید و مجموع فروش داخلی و صادرات به عنوان نهاد واسطه در مجتمع‌های پتروشیمی مصرف می‌شود.

شکل ۲- توزیع ارزش افزوده بخش ساخت مواد و محصولات شیمیایی



مأخذ: گزارش جایگاه صنعت پتروشیمی در ایران، دفتر مطالعات انرژی، صنعت و معدن، آذر ۱۳۹۷

مراحل توسعه این صنعت در ایران را می‌توان به ۶ مرحله تقسیم نمود:

مرحله پیدایش: با تأسیس شرکت ملی صنایع پتروشیمی ایران در سال ۱۳۴۲ و همچنین با احداث مجتمع تولید کود شیمیایی شیراز در سال ۱۳۴۳، صنعت پتروشیمی شروع به کار کرد.

مرحله گسترش اولیه: با احداث مجتمع‌های پتروشیمی رازی، آبادان، کربن اهواز (ایران)، خارک فارابی، بندر امام و طرح‌های توسعه پتروشیمی شیراز طی سال‌های ۴۶-۱۳۴۳، ۵۱-۱۳۴۷ و ۵۶-۱۳۵۲ صنعت پتروشیمی در مسیر توسعه قرار گرفت.

مرحله رکود: طی سال‌های ۶۷-۱۳۵۷، به دلیل وقوع جنگ، صنایع پتروشیمی در معرض حملات قرار گرفت و تولید واحدهای پتروشیمی به حداقل رسید و همچنین عملیات تکمیل احداث پتروشیمی بندر امام نیز متوقف شد.

مرحله تجدید و بازسازی: طی سال‌های ۷۸-۱۳۶۸، با اجرای برنامه پنج‌ساله اول توسعه، بازسازی و راه‌اندازی مجدد واحدهای پتروشیمی جزء اولویت‌های برنامه‌های دولت قرار گرفت و همچنین با اجرای برنامه دوم توسعه، تولید افزایش یافت و به میزان ۱۲ میلیون تن در سال ۱۳۷۸ رسید.

مرحله جهش و تثبیت: برنامه سوم توسعه صنایع پتروشیمی در سال‌های ۸۳-۱۳۷۹ سرآغاز مرحله جدیدی شد و منجر به افزایش قابل توجه ظرفیت تولید گردید.

ادامه مسیر توسعه: از سال ۱۳۸۴ تاکنون در برنامه‌های پنج‌ساله توسعه چهارم، پنجم و ششم طرح‌های گسترده‌ای در جهت تولید بیشتر و افزایش ظرفیت پی‌ریزی شده و صنعت پتروشیمی ایران با وجود فراز و نشیب‌ها و تحریم‌های بین‌المللی مسیری رو به رشدی را طی کرده است.

در حال حاضر سه منطقه ویژه پتروشیمی در کشور وجود دارد که هر کدام شامل چند مجتمع مختلف می‌شوند:

• منطقه ویژه اقتصادی پتروشیمی (ماهشهر)

محدوده منطقه ویژه اقتصادی پتروشیمی ماهشهر ابتدا در زمینی به وسعت ۱,۷۰۰ هکتار در جنوب غربی ایران و سواحل خلیج فارس، واقع در شهرستان ماهشهر و در بخش بندر امام خمینی در نظر گرفته شد که براساس مصوبه‌ای در سال ۱۳۸۵ به ۲,۶۰۰ هکتار افزایش یافت. به استناد این الحاقیه شرکت‌های پتروشیمی بندرامام، رازی و فارابی نیز در محدوده این منطقه قرار گرفتند. این منطقه با توجه به موقعیت طبیعی و جغرافیایی مناسب و همچنین برخورداری از تسهیلات قانونی مناطق ویژه، به منظور توسعه صنعت و تجارت، به ویژه صنایع پایین‌دستی، تأمین منافع اقتصادی ملی، جذب تکنولوژی‌های جدید و افزایش اشتغال ایجاد شده است. از نظر موقعیت جغرافیایی، این منطقه از طریق بندر امام به آب‌های آزاد بین‌المللی و از طریق راه‌آهن سراسری به ترکیه، اروپا و آسیای مرکزی دسترسی دارد. این منطقه مستقر در استان خوزستان است و مجتمع‌های عظیم پتروشیمی بندرامام، رازی، مارون و امیرکبیر همانند یک گلوگاه استراتژیک در مناطق نفت و گاز ایران عمل می‌کند و دستیابی به منابع نفت و گاز، مواد اولیه و خوراک واحدهای پتروشیمی را تسهیل می‌کند. مجتمع‌های پتروشیمی بندر امام خوراک مورد نظر خود را توسط خط لوله‌ای از پالایشگاه آبادان و همچنین از سایر واحدهای پتروشیمی موجود در منطقه تأمین می‌کنند. همچنین گاز مورد استفاده به عنوان سوخت و خوراک از منابع گازی پارس جنوبی فراهم می‌گردد. بر مبنای گزارش ترانزنامه هیدروکربوری کشور در سال ۱۳۹۵، میزان تولید واحدهای پتروشیمی موجود در منطقه ویژه اقتصادی ماهشهر ۱۸/۲ میلیون تن بوده که در مجموع ۱۱/۴ میلیون تن از آن به فروش رسیده و این مقدار شامل فروش داخلی به میزان ۶/۲ میلیون تن و فروش حاصل از صادرات به میزان ۵/۲ میلیون تن بوده است. شکل ۳ جغرافیای منطقه ویژه پتروشیمی ماهشهر را نمایش می‌دهد.

شکل ۳- منطقه ویژه اقتصادی پتروشیمی ماهشهر



• منطقه ویژه اقتصادی انرژی پارس عسلویه

منطقه ویژه اقتصادی انرژی پارس شامل سه منطقه پارس یک (پارس جنوبی) با ۱۴ هزار هکتار، پارس دو (پارس کنگان) با ۱۶ هزار هکتار و منطقه پارس سه (پارس شمالی) با ۱۶ هزار هکتار وسعت به منظور پشتیبانی از طرح توسعه بزرگ‌ترین میدان گازی جهان (میدان گازی مشترک پارس جنوبی) با هدف ایجاد، تصویب، طراحی، اجرا، بهره‌برداری و نگهداری زیرساخت‌های عمومی مانند شبکه

خطوط ارتباطی شامل راه‌ها، راه‌آهن، بندر، فرودگاه، تجهیزات تأمین آب، برق و مدیریت یکپارچه منطقه در سال ۱۳۷۷ تأسیس شده است. این منطقه دارای زیرساخت‌های مناسب سرمایه‌گذاری در حوزه‌های بالادستی، میانی و پایین‌دستی نفت، گاز و پتروشیمی مانند مجتمع‌های بندری پارس، فرودگاه بین‌المللی خلیج فارس، تأسیسات آب، برق، مخابرات و شبکه راه‌های ارتباطی است. میدان گازی پارس جنوبی یکی از بزرگ‌ترین میداین گازی جهان است که بر روی خط مرزی ایران و قطر در خلیج فارس و در فاصله ۱۰۵ کیلومتری جنوب‌غربی بندر عسلویه قرار دارد. وسعت این میدان گازی ۹،۷۰۰ کیلومترمربع است که ۳،۷۰۰ کیلومترمربع آن در آب‌های ایران و ۶،۰۰۰ کیلومترمربع آن در آب‌های کشور قطر واقع است. این میدان گازی دارای ۱۴/۲ هزار میلیارد مترمکعب گاز است که ۶/۸ درصد از کل ذخایر گازی شناخته شده جهان را دربردارد و در حدود ۴۸ درصد کل ذخایر گازی کشور را شامل می‌شود. همچنین حجم میعانات گازی این میدان ۱۸ میلیارد بشکه تخمین زده شده است. برای توسعه این میدان تاکنون ۲۸ فاز گازی و ۳ طرح عظیم گاز طبیعی مایع^{۲۰} به مساحت ۳،۰۰۰ هکتار پیش‌بینی شده است. میزان سرمایه‌گذاری برای توسعه هر فاز این میدان به طور متوسط یک میلیارد دلار برآورد شده است. خوراک مجتمع‌های پتروشیمی موجود در منطقه ویژه اقتصادی پارس از مجتمع‌های مجاور و فازهای گاز پارس جنوبی تأمین می‌شود. جدول ۸ محل تأمین خوراک واحدهای پتروشیمی مستقر در منطقه ویژه اقتصادی انرژی پارس را نشان می‌دهد. بر مبنای گزارش ترازنامه هیدروکربوری در سال ۱۳۹۵، مجموع تولید مجتمع‌های پتروشیمی در منطقه ویژه اقتصادی انرژی پارس (عسلویه) به میزان ۲۲/۵ میلیون تن بوده و از این مقدار ۱۸/۷ میلیون تن به فروش رسیده که ۷/۳ میلیون تن ناشی از فروش داخلی و ۱۱/۴ میلیون تن ناشی از فروش صادراتی بوده است. جغرافیای منطقه عسلویه در شکل ۴ قابل مشاهده است.

جدول ۸- محل تأمین خوراک واحدهای پتروشیمی مستقر در منطقه ویژه اقتصادی انرژی پارس (عسلویه)

خوراک	محل تأمین
گاز طبیعی	فاز ۱، ۲ و ۳ پارس جنوبی
بنزن پیرولیز	مجتمع پتروشیمی جم
میعانات گازی	فازهای پارس جنوبی
اتیلن	شرکت پلیمر آریاساسول، مجتمع پتروشیمی جم
بنزن	مجتمع پتروشیمی نوری و بوعلی سینا
اتان، پروپان	مجتمع پتروشیمی پارس
پروپیلن	مجتمع پتروشیمی جم
اکسیژن	مجتمع پتروشیمی مبین
پنتان	مجتمع پتروشیمی پارس
آروماتیک سنگین	مجتمع پتروشیمی نوری، مجتمع پتروشیمی پارس
گاز مایع	مجتمع پتروشیمی نوری
برش سبک	مجتمع پتروشیمی نوری
رافینت	مجتمع پتروشیمی نوری

مأخذ: تارنمای سازمان منطقه ویژه اقتصادی انرژی پارس

^{۲۰} LNG, Liquid Natural Gas

شکل ۴- منطقه ویژه اقتصادی انرژی پارس (عسلویه)



• سایر مناطق کشور

مجتمع‌های تولید محصولات و فرآورده‌های پتروشیمی دیگری نیز در سایر مناطق نظیر اصفهان، تبریز، کرمانشاه، خراسان، اراک و... احداث شده‌اند. خوراک مورد نظر مجتمع‌های مستقر از طریق پالایشگاه‌های مجاور در صورت وجود تأمین می‌شود. به عنوان مثال مجتمع پتروشیمی اراک از پالایشگاه اراک تغذیه می‌کند و پالایشگاه تبریز خوراک مجتمع پتروشیمی تبریز را فراهم می‌کند. البته لازم به ذکر است که در برخی موارد تأمین خوراک مجتمع‌های پتروشیمی از طریق پالایشگاه‌های مجاور با دشواری مواجه می‌شود. به عنوان مثال با اختصاص دادن درصد بالایی از نفتای تولید شده در پالایشگاه اراک به واحد تولید بنزین، مجتمع پتروشیمی اراک می‌بایست به دنبال سایر منابع جهت تأمین خوراک مورد نظر خود باشد. بر اساس گزارش ترازنامه هیدروکربوری کشور در سال ۱۳۹۵، تولید کل مجتمع‌های مستقر در سایر مناطق ۵۰/۶ میلیون تن بوده که از این مقدار ۳۷ میلیون تن به فروش رسیده و شامل ۱۶/۲ میلیون تن فروش داخلی و ۲۰/۸ میلیون تن فروش حاصل از صادرات بوده است. در حال حاضر در صنعت پتروشیمی ۵۵ مجتمع تولیدی و فعال وجود دارد و در حدود ۶۶ طرح ایجادی در دست اجرا است. از این تعداد در حدود ۳۴ طرح پیشرفت فیزیکی بیش از ۲۰ درصد داشته است. به طور خلاصه کلیه مجتمع‌های پتروشیمی ایران در جدول ۹ ارائه شده است.

انواع آب (مترمکعب در ساعت)، بخار (تن در ساعت)، هوا (مترمکعب در ساعت)، نیتروژن و آرگون مایع (کیلوگرم در ساعت)، نیرو و برق (مگاوات در ساعت) و سایر (هزار تن در سال)

منطقه ویژه اقتصادی انرژی عسلویه		ماهشهر		سایر مناطق	
مجموع	ظرفیت تولید	مجموع	ظرفیت تولید	مجموع	ظرفیت تولید
پتروشیمی پردیس	۱،۷۵۵	پتروشیمی تخت جمشید	۴۲	پتروشیمی شازند اراک	۱،۲۷۲
پتروشیمی نوری	۴،۴۷۰	خوارزمی بندر امام		پتروشیمی اصفهان	۵۱۶
پتروشیمی پارس	۴،۴۸۱	فرآورش بندر امام	۴،۸۶۵	پتروشیمی خارگ	۱،۱۳۵
پلیمر آریاساسول	۱،۶۹۱	کیمیا بندر امام	۱،۴۳۳	پتروشیمی تبریز	۷۹۸
پتروشیمی مبین	برق: ۹۸۶	بسپاران بندر امام	۸۱۷	پتروشیمی شیراز	۳،۰۵۱
	بخار: ۲،۸۶۵	آب نیرو بندر امام	آب خالص: ۲،۵۰۰	پتروشیمی خراسان	۸۴۵
	انواع آب: ۳۹۰،۶۹۰		بخار: ۱،۵۰۰	پتروشیمی بیستون	۵۶
	هوای فرآیند: ۸،۵۰۰		نیرو: ۲۶۰	پلیمر کرمانشاه	۳۰۰
	هوای ابزار دقیق: ۴۴،۰۰۰		هوای فرآیند: ۹۲،۰۰۰	پتروشیمی ارومیه	۹۴
	اکسیژن و نیتروژن: ۳۱۴		نیتروژن: ۱۸،۰۰۰	پتروشیمی ایلام	۳۰۰
پتروشیمی زاگرس	۱،۶۵۰	نیتروژن مایع: ۱،۵۰۰		پتروشیمی پلی نار	۸۰
پتروشیمی مهر	۳۰۰	پتروشیمی اروند	۲،۸۱۸	پتروشیمی آبادان	۱۶۱
پتروشیمی جم	۴۸	پتروشیمی امیرکبیر	۱،۷۶۰	ایران کرین	۳۶
گروه صنعتی انتخاب	۲۵۰	پتروشیمی بوعلی سینا	۱،۷۴۰	پتروشیمی قاندبصیر	۳۶
پتروشیمیایی تخت جمشید پارس	۶۵	پتروشیمی شهید تندگویان	۷۶۲	پتروشیمی NPC alliance	۲۵۰
فرسا شیمی	۴۴۳	پتروشیمی خوزستان	۳۵	پتروشیمی لرستان	۳۳۰
فاز یک پتروشیمی دماوند	برق: ۶۴۸	پتروشیمی فجر	انواع آب: ۴۹،۴۲۴	پتروشیمی کردستان	۳۰۰
	بخار: ۷۸۰		آرگون مایع: ۳۷۵	پتروشیمی مهاباد	۳۳۰
پتروشیمی مرجان	۱،۶۵۰		هوای فرآیند: ۳۱،۵۰۰	پتروشیمی کرمانشاه	۱،۰۵۶
پتروشیمی مروارید	۱،۱۰۰		هوای ابزار دقیق: ۴۲،۵۰۰	متانول کاوه	۲،۴۸۰
پتروشیمی کویان	۱۰،۰۸۹		اکسیژن و نیتروژن: ۹۱،۵۰۰		
پلی پروپیلن جم	۳۰۰		نیتروژن مایع: ۳۰،۰۰۰		
جم انتخاب	۴۸		بخار: ۱،۷۸۸		
			برق: ۱،۴۸۳		
		پتروشیمی کارون	۲۵۳		
		پتروشیمی فن آوران	۱،۲۹۰		
		پتروشیمی رازی	۳،۸۰۰		
		پتروشیمی مارون	۴،۵۰۶		
		پتروشیمی لاله	۳۰۰		
		پتروشیمی فارابی	۹۵		
		پتروشیمی غدیر	۲۷۰		
		شیمی بافت	۱۵۰		
		نوید زر شیمی	۱۶۰		
		پتروشیمی شهید رسولی	۶۶		
		شیمی تکس آریا	۵		
		آریا فسفریک جنوب	۱۲۵		
		پتروشیمی رجال	۱۸۰		

مأخذ: تارنمای شرکت ملی صنایع پتروشیمی ایران، بخش مجتمع ها و طرح ها

* هوای فرآیند به حجم هوایی گفته می شود که ماشین های صنعتی در کارخانه به طور پایه به آن احتیاج دارند و کیفیت آن نسبت به هوای ابزار دقیق از نظر خشک بودن و بدون آلاینده بودن کمتر از هوای ابزار دقیق می باشد.

تولید و فروش محصولات پتروشیمی

برنامه توسعه پنج‌ساله دوم (۱۳۷۴-۷۸) با هدف افزایش تولید و ایجاد تنوع در محصولات، ارتقای سوددهی صنعت پتروشیمی و توسعه صادرات تدوین شد. در این دوره، تولید محصولات پتروشیمی از ۷/۵ میلیون تن در سال ۱۳۷۴ به ۱۱ میلیون تن در سال ۱۳۷۸ رسید و فروش داخلی محصولات پتروشیمی به ۳/۸ میلیون تن به ارزش ۴،۳۰۰ میلیارد ریال و صادرات آن نیز به ۲/۹ میلیون تن و ارزش ۵۸۰ میلیون دلار افزایش یافت. همچنین سهم محصولات پتروشیمی در کل صادرات غیرنفتی به ۱۷/۲ درصد و سهم آن در صادرات صنعتی به ۳۰/۷ درصد ارتقا یافت.

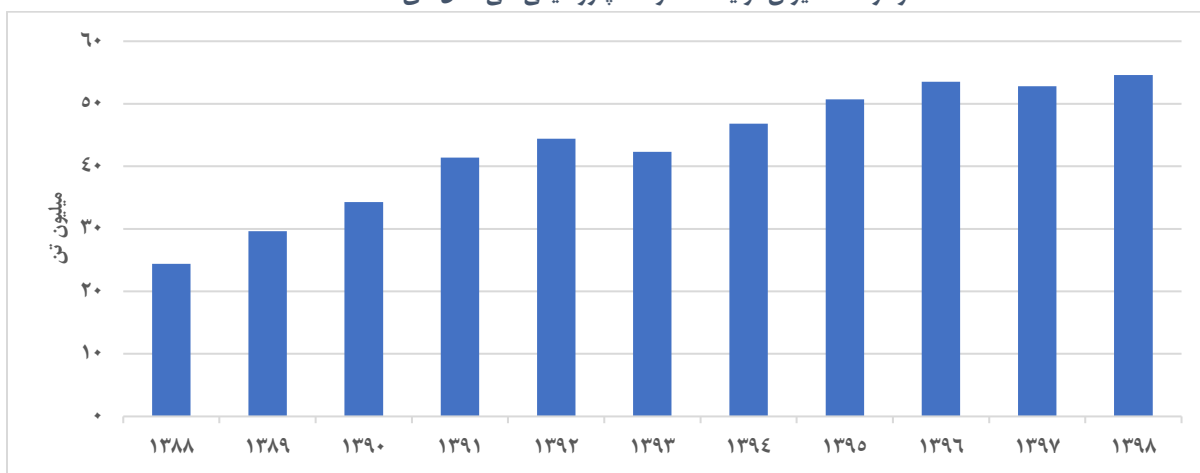
در برنامه پنج‌ساله سوم توسعه (۱۳۷۹-۸۳) سرمایه‌گذاری‌ها ادامه یافت و اهداف استفاده بهینه از ظرفیت موجود، تولید محصولات با ارزش افزوده بالاتر و توسعه صادرات در پیش گرفته شد. با سرمایه‌ای بیش از ۱۱۵ هزار میلیارد ریال بهره‌برداری از طرح‌ها صورت گرفت و تولید محصولات پتروشیمی از ۱۱ میلیون تن در ابتدای سال ۱۳۷۸ به ۱۵ میلیون تن در سال ۱۳۸۳ افزایش یافت.

برنامه پنج‌ساله چهارم توسعه (۱۳۸۴-۸۹) با هدف پیش‌برد طرح‌های توسعه صنعت پتروشیمی، افزایش ظرفیت تولید و ارزش افزوده محصولات، ۴۰ طرح به ظرفیت ۳۴/۳ میلیون تن به بهره‌برداری رسید. در سال ۱۳۸۹ تولید در حدود ۲۰ درصد نسبت به سال قبل از آن افزایش یافت. فروش داخلی نیز تقریباً ۱۷ درصد رشد کرد و حجم صادرات نیز نسبت به سال ۱۳۸۸، ۱۱ درصد ارتقا یافت.

برنامه پنج ساله پنجم توسعه (۱۳۹۰-۹۴) با احداث طرح‌های جدید و استفاده از حداکثر توانمندی‌ها به منظور ارتقای کیفیت محصولات، تولید را ۴/۷ درصد نسبت به سال ۱۳۹۰ رشد داد و به ۴۶/۵ میلیون تن در سال ۱۳۹۴ رساند. در این دوره به دلیل تحریم‌های بین‌المللی ارزش صادرات با افت ۳۷ درصدی به ۹/۵ میلیارد دلار رسید.

برنامه پنج‌ساله ششم توسعه (۱۳۹۵-۱۴۰۰) با هدف جذب سرمایه‌گذاری‌های خارجی و توسعه صنعت پتروشیمی تدوین شد. طبق جدیدترین آمار وزارت صنعت، معدن و تجارت، میزان تولید محصولات پتروشیمی در سال ۱۳۹۸، ۵۴/۶ میلیون تن برآورد شده که نسبت به سال ۱۳۹۷، ۲/۰ درصد افت کرده است. نمودار ۲۱ روند تولید محصولات پتروشیمی را در طول زمان از سال ۱۳۸۸ تا ۱۳۹۸ نشان می‌دهد.

نمودار ۲۱- میزان تولید محصولات پتروشیمی طی سال‌های ۱۳۸۸ تا ۱۳۹۸



مأخذ: گزارش‌های سالانه عملکرد وزارت صنعت، معدن و تجارت

همچنین طبق آخرین آمار موجود، محصولات منتخب پتروشیمی تولید شده در سال ۱۳۹۵ و ۱۳۹۶ و درصد تغییر آن‌ها در جدول ۱۰ گزارش شده است.

جدول ۱۰- آمار تولید محصولات منتخب پتروشیمی (هزار تن)^{۳۱}

نام محصول	۱۳۹۵	۱۳۹۶	درصد تغییر
پلی اتیلن	۳,۹۷۲/۳	۴,۲۶۷/۴	۷/۴
پلی پروپیلن	۸۶۸/۰	۸۸۶/۳	۲/۱
پلی استایرن	۲۲۵/۷	۳۱۲/۸	۳۸/۶
اکریلونیتریل بوتادین استایرن	۵۲/۹	۵۶/۸	۷/۴
پلی وینیل کلراید	۵۰۳/۳	۵۷۴/۴	۱۴/۱
پلی اتیلن ترفتالات	۴۴۵/۲	۵۰۹/۳	۱۴/۴
استایرن بوتادین رابر	۵۱/۶	۵۳/۰	۲/۷
پلی بوتادین رابر	۳۴/۹	۳۸/۵	۱۰/۳
اوره	۵۰۳۲/۰	۵,۵۳۵/۳	۱۰/۰
آمونیاک	۳,۷۹۵/۱	۴,۲۸۵/۰	۱۲/۹
سایر	۳۵,۷۳۶/۰	۳۷,۰۳۴/۰	۳/۶
مجموع	۵۰,۷۲۶/۲	۵۳,۵۷۴/۳	۵/۶

مأخذ: گزارش‌های سالانه عملکرد وزارت صنعت، معدن و تجارت

طبق آخرین آمار در دسترس، مقدار و ارزش صادرات پنج گروه اصلی محصولات پتروشیمی در سال ۱۳۹۶ در جدول ۱۱ گزارش شده است.

جدول ۱۱- مقدار و ارزش پنج گروه اصلی محصولات پتروشیمی صادراتی در سال ۱۳۹۶

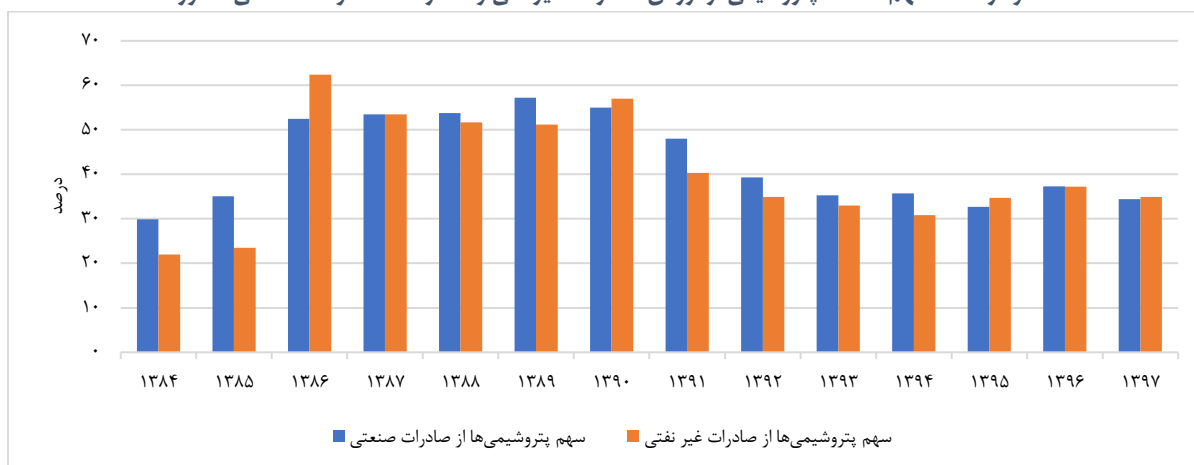
نام گروه محصول	مقدار (میلیون تن)	ارزش (میلیارد دلار)
مواد پایه و شیمیایی	۸/۶	۲/۸
آروماتیک‌ها	۱/۴	۱/۰
پلیمری	۳/۶	۴/۰
کود و مواد وابسته	۳/۷	۰/۳۸
خوراک و سوخت	۶/۸	۳/۲
جمع	۲۲/۳	۱۲

مأخذ: مجموعه گزارش‌های مرکز پژوهش‌های مجلس شورای اسلامی، اردیبهشت ۱۳۹۸

نمودار ۲۲ روند تغییرات سهم پتروشیمی از صادرات غیرنفتی و صنعتی کشور را بر اساس آمار بانک مرکزی نشان می‌دهد. به دلیل اختلاف آماری که در سال‌های گذشته بین گزارش‌های منتشر شده بانک مرکزی و وزارت صنعت، معدن و تجارت وجود داشت، ترجیحاً نمودار ۲۲ بر مبنای آمارهای بانک مرکزی رسم شده است و اختلاف بین این ارقام ناشی از لحاظ نمودن تولیدات واسطه‌ای در گزارش‌های وزارت صنعت، معدن و تجارت است. در واقع خوراک یک مجتمع پتروشیمی می‌تواند شامل یک یا چند فرآورده خود یا سایر مجتمع‌ها باشد.

^{۳۱} جزئیات آمار تولید پتروشیمی به تفکیک محصولات در گزارش جدید وزارت صمت ارائه نشده است.

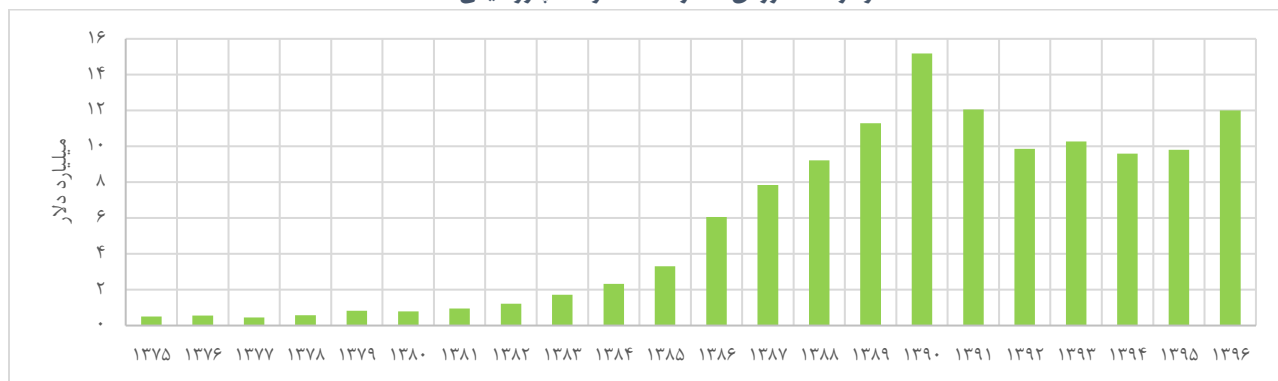
نمودار ۲۲- سهم صنعت پتروشیمی از ارزش صادرات غیرنفتی و صادرات محصولات صنعتی کشور



مأخذ: گزارش خلاصه تحولات اقتصادی کشور در سال ۱۳۹۷، بانک مرکزی جمهوری اسلامی ایران

نمودار ۲۳ ارزش صادرات محصولات پتروشیمی را طی سال‌های ۱۳۷۵ تا ۱۳۹۶ نشان می‌دهد. طبق نمودار با احداث و بهره‌برداری از طرح‌های پتروشیمی، ارزش صادرات محصولات پتروشیمی تا سال ۱۳۹۰ رشد خوبی داشته، اما در سال ۱۳۹۱ با اعمال تحریم‌های بین‌المللی، صادرات محصولات پتروشیمی به اروپا کاهش یافت و حجم تولید و صادرات محصولات این صنعت به ترتیب ۴ و ۱۴ درصد افت کرد. در تیر ۱۳۹۴ برجام منعقد شد و کاهش تحریم‌های اقتصادی علیه ایران را به همراه داشت و متعاقباً منجر به افزایش حجم و ارزش صادرات محصولات پتروشیمی در سال‌های بعد شد. به گزارش بانک مرکزی جمهوری اسلامی ایران در سال ۱۳۹۷ تولیدات پتروشیمی با افت ۱/۳ درصدی نسبت به سال ۱۳۹۶ به ۵۲/۸ میلیون تن رسید. بر مبنای گزارش وزارت صنعت، معدن و تجارت در این سال، مقدار و ارزش صادرات پتروشیمی به ترتیب ۲۰/۴ میلیون تن و ۱۰/۸ میلیارد دلار برآورد شد که نسبت به سال قبل از آن به ترتیب ۸/۹ درصد و ۱۰ درصد کاهش یافت.

عامل دیگری که در میزان ارزش صادرات محصولات پتروشیمی اهمیت دارد، قیمت جهانی نفت است. به عنوان مثال، متوسط قیمت هر بشکه نفت طی سال‌های ۲۰۱۱ تا ۲۰۱۳ حدود ۵۵ درصد نسبت به متوسط آن طی دو سال ۲۰۰۹ و ۲۰۱۰ بالاتر بود و پس از آن تا سال ۲۰۱۶ کاهشی بود. روند تغییرات ارزش و حجم صادرات محصولات پتروشیمی نیز طی این سال‌ها روند تقریباً مشابهی را طی کرد و افت قیمت نفت در افت ارزش صادرات محصولات پتروشیمی طی این سال‌ها مؤثر بود.

نمودار ۲۳- ارزش صادرات محصولات پتروشیمی^{۳۲}

مأخذ: بانک اطلاعات سری‌های زمانی اقتصادی بانک مرکزی جمهوری اسلامی ایران

جدول ۱۲ بزرگ‌ترین مجتمع‌های پتروشیمی از نظر ارزش صادرات محصولات پتروشیمی در سال ۱۳۹۷ را نشان می‌دهد.

جدول ۱۲- بزرگ‌ترین مجتمع‌های پتروشیمی صادرکننده محصولات پتروشیمی در سال ۱۳۹۷

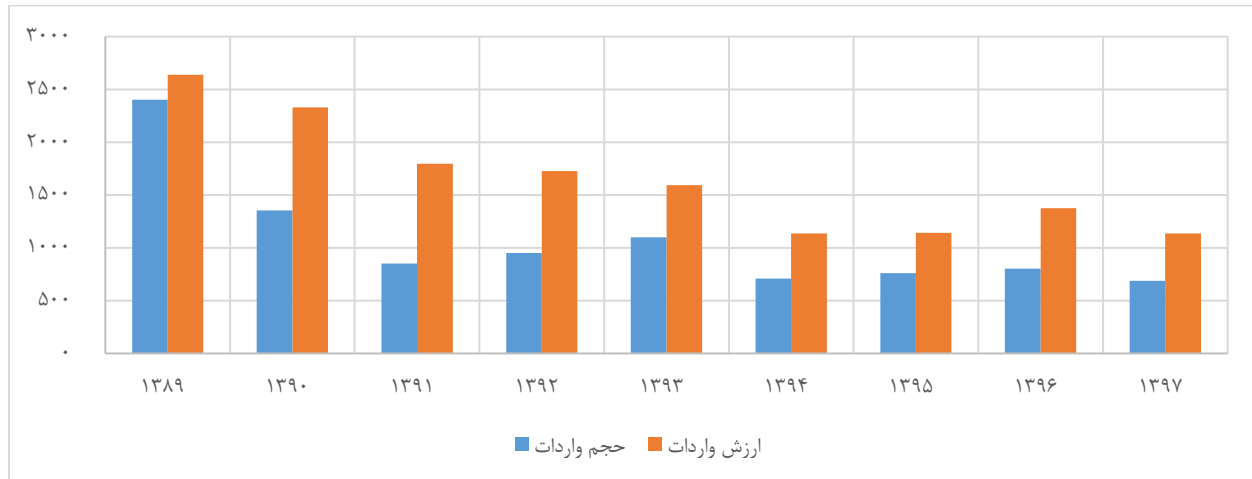
نام پتروشیمی	ارزش صادرات (میلیون دلار)	سهم از کل (درصد)
پتروشیمی نوری	۱,۳۹۴	۱۲
پتروشیمی زاگرس	۹۴۹	۸
پتروشیمی بندر امام	۸۱۸	۷
پتروشیمی آریاساسول	۶۶۷	۶
پتروشیمی پارس	۵۸۸	۵
پتروشیمی پردیس	۴۹۰	۴
پتروشیمی مروارید	۴۵۷	۴
پتروشیمی جم	۴۴۹	۴
پتروشیمی مارون	۴۴۸	۴
پتروشیمی بوعلی‌سینا	۴۳۵	۴
سایر پتروشیمی‌ها	۴,۷۳۷	۴۱
مجموع	۱۱,۴۳۲	۱۰۰

مأخذ: گزارش فعالیت شرکت‌های پتروشیمی، گزارش‌های موجود در تارنمای www.codal.ir

نمودار ۲۴ حجم و ارزش واردات محصولات پتروشیمی را نشان می‌دهد. براساس آن حجم واردات در سال ۱۳۹۷، ۶۸۶ هزار تن با ارزش ۱,۱۳۶ میلیون دلار بوده است که مقادیر حجم و ارزش واردات نسبت به سال ۱۳۹۶ به ترتیب ۱۴ درصد و ۱۷ درصد افت داشته است. همچنین دلیل روند کاهشی حجم واردات محصولات پتروشیمی طی سال‌های ۱۳۸۹ تا ۱۳۹۷، افزایش تولید داخلی بوده که نیاز به واردات را کاهش داده است.

^{۳۲} این آمار در سایت مربوطه و سایر گزارش‌های بانک مرکزی برای بعد از سال ۱۳۹۶ به روز رسانی نشده است.

نمودار ۲۴- حجم (هزار تن) و ارزش (میلیون دلار) واردات محصولات پتروشیمی طی سال‌های ۱۳۸۹ تا ۱۳۹۷



مأخذ: برگرفته از اطلاعات دریافتی از وزارت صنعت، معدن و تجارت

سرمایه‌گذاری در صنعت پتروشیمی

سرمایه‌گذاری در صنعت پتروشیمی به دلیل مقیاس بزرگ و نیاز به تکنولوژی روزآمد تا حد زیادی تحت تأثیر روابط خارجی و تحریم‌های بین‌المللی قرار دارد. پیش از برجام و با تشدید تحریم‌های بین‌المللی در سال‌های ۲۰۱۳ و ۲۰۱۴ جذب سرمایه خارجی به شدت افت کرده بود و به ترتیب حدود ۳۵ درصد و ۳۱ درصد نسبت به سال قبل‌تر کاهش داشت. اما پس از اجرایی شدن برجام در سال ۲۰۱۶، راه سرمایه‌گذاری خارجی به صورت معناداری هموار شد و مذاکرات متعددی نیز با طرف‌های بین‌المللی به منظور تأمین مالی طرح‌های پتروشیمی صورت گرفت. لغو تحریم‌ها چنان بر جذب سرمایه‌گذاری خارجی مؤثر بود که مکنزی^{۳۴} به عنوان یکی از مهم‌ترین مؤسساتی که در زمینه مشاوره مدیریت به نهادهای عمومی، خصوصی و غیردولتی در سطح جهان فعالیت می‌کند، در گزارش سال ۲۰۱۶ خود نقل کرد که در صورت تداوم شرایط مثبت کنونی برای ایران، ورود میلیارد‌ها دلار سرمایه خارجی به آن پیش‌بینی می‌شود. همچنین به واسطه برجام پیش‌بینی می‌شد برخی از اعضای اتحادیه اروپا به ویژه ایتالیا و سایر کشورها نظیر امارات متحده عربی به همراه چین، هند و روسیه از سرمایه‌گذاران بزرگ در ایران باشند.

در تیر ۱۳۹۶، شرکت صنایع ملی پتروشیمی ایران برای احداث ۳ واحد با سرمایه‌ای در حدود ۱/۵ تا ۲ میلیارد دلار با شرکت توتال توافق کرد. این سه واحد شامل دو مجتمع پتروشیمی تولید پلی‌اتیلن و محصولات پلیمری هر یک با ظرفیت سالانه ۵۰۰ هزار تن و یک واحد اتان با ظرفیت سالانه ۱/۲ میلیارد تن بود.^{۳۵} اما به دنبال خروج آمریکا از برجام و بازگشت تحریم‌های ایران، شرکت توتال قرارداد پارس جنوبی را یک طرفه لغو کرد. در بهمن ۱۳۹۷، وضعیت طرح توسعه پارس جنوبی به گونه‌ای بود که علیرغم منتقل شدن ۸۱ درصد قرارداد به شرکت CNPC چین، هیچ طرحی پیشرفت نکرده بود و در نهایت چین نیز تحت فشار تحریم‌های آمریکا قرارداد را لغو نمود و طرح توسعه فاز ۱۱ پارس جنوبی به حالت تعلیق درآمد.

بر اساس گزارش BMI از صنعت پتروشیمی در سال ۲۰۱۸، ایران به ۷۲ میلیارد دلار سرمایه خارجی نیاز دارد تا به توانایی احداث و بهره‌برداری از ۸۰ طرح پتروشیمی به منظور دستیابی به هدف رشد سالانه تولید به میزان ۱۸ درصد برسد. بنابر پیش‌بینی‌های

^{۳۳} در گزارش جدید وزارت صمت، آماری از واردات محصولات پتروشیمی ارائه نشده است.

^{۳۴} McKinsey

^{۳۵} روزنامه دنیای اقتصاد در گفت‌وگویی با مدیر عامل شرکت ملی صنایع پتروشیمی، شماره خبر: ۳۲۲۹۲۰۰

ذکر شده در این گزارش، ایران در صورت لغو تحریم‌های بین‌المللی پتانسیل تولید ۱۸۰ میلیون تن محصولات پتروشیمی تا پایان سال ۲۰۲۵ را دارد. شرکت ملی صنایع پتروشیمی ایران نیز رسیدن به تولید ۱۳۰ میلیون تن محصولات پتروشیمی را تا پایان سال ۲۰۲۰ (پایان برنامه ششم پنج‌ساله توسعه) هدف‌گذاری نموده بود که در عمل محقق نشد. جدول ۱۳ پیش‌بینی‌های BMI را برای برخی از محصولات پتروشیمی تا سال ۲۰۲۲ نشان می‌دهد. هدف رسیدن به تولید محصولات پیش‌بینی شده از سوی BMI تا سال ۲۰۲۲، مشروط به تکمیل طرح‌های الفین ۱۲ (پتروشیمی کیان) و مجتمع‌های پتروشیمی چابهار (طرح مکران شامل ۳ فاز و ۱۸ طرح با کل ظرفیت تولید ۲۳ میلیون تن در سال) است که به ۱۲ میلیارد دلار سرمایه احتیاج دارد.

جدول ۱۳- پیش‌بینی تولید برخی از محصولات پتروشیمی در ایران تا پایان سال ۲۰۲۲

محصولات پتروشیمی	تولید (میلیون تن در سال)
اتیلن	۱۵
پلی‌اتیلن	۱۰
پلی‌پروپیلن	۲
کود شیمیایی	۱۰
متانول	۲۴
اوره	۱۵

مأخذ گزارش ۲۰۱۸، BMI, Business Monitor International

تأمین مالی طرح‌های صنعت پتروشیمی

تأمین مالی طرح‌های پتروشیمی از طرق مختلفی صورت می‌گیرد که از جمله آن می‌توان به آورده مستقیم سرمایه‌گذاران داخلی یا سرمایه‌گذاری مستقیم خارجی، تسهیلات بانکی و انتشار اوراق بدهی اشاره کرد. با این حال در کشور ما بخش عمده‌ای از سرمایه‌گذاری‌ها در این صنعت از طریق منابع صندوق توسعه ملی صورت می‌گیرد.

بخشی از منابع ارزی صندوق توسعه ملی به سپرده‌گذاری ارزی در بانک‌ها اختصاص یافته است تا بانک‌های سپرده‌پذیر از طریق اعطای تسهیلات در چهارچوب این قراردادها، این منابع را به طرح‌ها و فعالیت‌های مرتبط از جمله بخش نفت، گاز، پتروشیمی، صنعت و معدن اختصاص دهند. از ابتدای سال ۱۳۹۰ تا انتهای ۱۳۹۸ تعداد ۵۹ طرح پتروشیمی (شامل ۱۱ طرح بالادستی و ۴۸ طرح پایین‌دستی) در صندوق توسعه ملی اعلام وصول شده اند و از این میان به ۵۴ طرح تسهیلاتی به ارزش نزدیک به ۱۴ میلیارد دلار پرداخت شده است. این مبلغ حدود ۵ درصد از کل تسهیلات ارزش پرداخت شده توسط صندوق توسعه ملی را شامل می‌شود. جدول ۱۴ عملکرد صندوق توسعه ملی از سال ۱۳۹۰ تا انتهای ۱۳۹۸ را در مورد تسهیلات‌دهی به صنعت پتروشیمی نشان می‌دهد.

جدول ۱۴- توزیع بخشی منابع ارزی صندوق از محل قراردادهای عاملیت ارزی برای تامین مالی طرح‌های فعال پتروشیمی از سال ۱۳۹۰ تا پایان ۱۳۹۸

پرداخت شده			گشایش اعتبار شده			اعلام وصول شده			
تعداد طرح	سهم از کل	مبلغ	تعداد طرح	سهم از کل	مبلغ	تعداد طرح	سهم از کل	مبلغ	
	درصد	میلیون دلار		درصد	میلیون دلار		درصد	میلیون دلار	
۷	۲	۴۰۶	۷	۵	۱۴۲۵	۱۱	۸	۲۹۷۹	بالادستی
۴۷	۳	۵۹۰	۴۷	۳	۷۳۱	۴۸	۳	۷۷۸	پایین دستی

مأخذ: گزارش عملکرد صندوق توسعه ملی، ۱۳۹۸

چالش‌های صنعت پتروشیمی

قیمت‌گذاری خوراک مجتمع‌های پتروشیمی

در صنعت پتروشیمی، مجتمع‌های پتروشیمی عمدتاً از نظر خوراک به دو دسته مصرف‌کننده مایع (مشتقات پالایشی) و گاز دسته‌بندی می‌شوند. به عنوان مثال پتروشیمی‌های اراک، اصفهان و تبریز از خوراک مایع استفاده می‌کنند و پتروشیمی‌های بوعلی، شیراز و بندرامام از خوراک گازی تغذیه می‌کنند. در سطح جهانی نیز مجتمع‌های موجود در کشورهای منطقه خاورمیانه و همچنین ایالات متحده به دلیل دسترسی بیشتر به ذخایر گازی از خوراک گازی، و منطقه شرق آسیا و اروپا نیز عمدتاً از خوراک مایع استفاده می‌کنند.

بر اساس آخرین گزارش قابل دسترس ترازنامه هیدروکربوری کشور، میزان گاز طبیعی مصرفی به عنوان خوراک و سوخت در مجتمع‌های پتروشیمی در سال ۱۳۹۵، به ترتیب ۵/۸ میلیون مترمکعب و ۹/۶ میلیون مترمکعب بوده است. همانطور که در جدول ۱۵ مشاهده می‌شود، ۳۷ درصد از کل گاز طبیعی مورد استفاده در این صنعت به عنوان سوخت و ۶۳ درصد از آن به عنوان خوراک کاربرد دارد. همچنین در سال ۱۳۹۵ رشد مصرف گاز طبیعی به عنوان سوخت و خوراک نسبت به سال ۱۳۹۴، به ترتیب ۰/۸ درصد و ۰/۶ درصد گزارش شده است.

جدول ۱۵- مصرف حامل‌های هیدروکربوری صنایع پتروشیمی به تفکیک خوراک و سوخت در سال‌های ۱۳۸۹ تا ۱۳۹۵، میلیون بشکه معادل نفت خام

نوع سوخت/خوراک	۱۳۸۹	۱۳۹۰	۱۳۹۱	۱۳۹۲	۱۳۹۳	۱۳۹۴	۱۳۹۵	درصد تغییرات ۱۳۹۴ به ۱۳۹۵
سوخت	سوخت مایع	۰/۰۵۹	۰/۰۲۲	۰/۰	۰/۰	۰/۰	۰/۰	
	سوخت گاز	۵۴/۳	۵۱/۳	۵۱/۴	۵۲/۴	۵۴/۴	۶۱/۷	-۰/۸
	جمع	۵۴/۴	۵۱/۳	۵۱/۴	۵۲/۵	۵۴/۴	۶۱/۷	-۰/۸
خوراک	خوراک فرآورده‌های نفتی	۱۵/۱	۱۶/۳	۱۹/۴	۱۹/۲	۱۵/۵	۱۷/۴	-۲/۸
	خوراک گاز و اتان	۷۷/۶	۸۰/۸	۸۶/۸	۸۲/۱	۸۵/۵	۱۰۴/۷	-۰/۶
	خوراک مایعات و میعانات گازی	۵۵/۶	۵۲/۹	۵۰/۷	۵۳/۴	۵۰/۳	۵۳/۲	۶/۷
	جمع	۱۴۸/۳	۱۵/۰	۱۵۶/۸	۱۵۴/۶	۱۵۱/۴	۱۷۳/۷	۱۷۹/۲

مأخذ: ترازنامه هیدروکربوری کشور سال ۱۳۹۵

به دلیل مشکل بودن حمل و نقل گاز و هزینه‌های بالا برای ساخت تجهیزات و زیرساخت‌های آن برای انتقال، هاب‌های مختلف قیمت‌های متفاوتی از گاز برای تجارت دارند. از این رو همواره دو طرف قرارداد تجاری گاز در حال مذاکره برای تعیین قیمت و رسیدن به توافق هستند. در واقع کشورهای واردکننده گاز طبیعی پس از رسیدن به تفاهم با کشور صادرکننده، امکانات انتقال گاز را فراهم نموده و خط لوله و هاب را احداث می‌کنند که معمولاً این قراردادها به صورت بلندمدت منعقد می‌شوند. چالش اصلی، عدم وجود قیمت واحد و جهانی برای گاز است و نبودن فرمولی مشخص، شفاف و انعطاف‌پذیر که تابعی از انواع متغیرها باشد و برای سرمایه‌گذاران در بلندمدت مفید واقع گردد، پیش‌بینی‌ها را با خطا مواجه می‌کند.

همانطور که مطرح شد علت اصلی اختلافات مشخص و معین نبودن فاکتورهای موجود در فرمول تعیین قیمت گاز به دلیل عدم سهولت در تجارت آن برخلاف نفت است. با این حال یک راه برای قیمت‌گذاری گاز برای فروش داخلی، استفاده از هزینه فرصت گاز یا همان قیمت صادراتی آن است. در ایران، دولت همواره گاز را به صورت دستوری قیمت‌گذاری کرده و به هر یک از بخش‌های متقاضی مانند خانوارها، صنعت، نیروگاه‌های برق و کشورهای خارجی با نرخ‌های متفاوتی عرضه کرده است. با توجه به ماهیت انحصاری بازار نفت و گاز در کشور و حضور دولت به عنوان تنها عرضه‌کننده عمده آن‌ها، سیاست‌گذاری صحیح حکم می‌کند که قیمت‌گذاری در بخش پتروشیمی ثابت داشته باشد و قابل پیش‌بینی باشد. از آنجایی که صنعت پتروشیمی به نسبت سرمایه‌بر است و به دلیل ایجاد وقفه‌های پیش‌بینی نشده ممکن است کسب بازدهی مورد نظر بیش از زمان مورد انتظار طول بکشد و به تعویق بیفتد ابهام در بهای سوخت و خوراک آن نیز می‌تواند به نااطمینانی‌های سرمایه‌گذاری در این حوزه افزوده و مانع بزرگی بر سر راه سرمایه‌گذاری بخش خصوصی در آن باشد. از این رو بهتر است که سیاست‌گذاری در مورد مقدار و نرخ گاز تحویلی به صنعت پتروشیمی شفاف و قابل پیش‌بینی باشد.

از ابتدای سال ۱۳۸۹ تا اوایل سال ۱۳۹۳، خوراک گازی مجتمع‌های پتروشیمی با نرخ ۲/۸ تا ۷ سنت به ازای هر مترمکعب در اختیار آن‌ها قرار می‌گرفت. برای خوراک مایع و فرآورده‌های نفتی تخفیف کمتری نسبت به خوراک گازی اعمال می‌شد و بهای مصرفی آن بر مبنای ۹۵ درصد قیمت فوب خلیج فارس بود. این نحوه قیمت‌گذاری موجب می‌شد که نسبت هزینه خوراک به درآمد فروش برای مجتمع‌های پتروشیمی با خوراک گازی کمتر از ۲۱ درصد، برای مجتمع‌های پتروشیمی با خوراک ترکیبی گاز و مایع در حدود ۳۰ تا ۷۰ درصد و برای مجتمع‌های پتروشیمی با خوراک مایع در حدود ۹۰ درصد شود. همچنین میزان سود عملیاتی به درآمد حاصل از فروش مجتمع‌های پتروشیمی با خوراک گازی در حدود ۴۳ درصد و این میزان برای مجتمع‌های پتروشیمی با خوراک مایع کمتر از ۱۰ بوده و در بعضی موارد منفی نیز گزارش شده است. این‌گونه تبعیض قیمت‌گذاری بین خوراک گازی و مایع و دخالت در امر قیمت‌گذاری به این شیوه انگیزه سرمایه‌گذاران برای سوق به سمت مجتمع‌های با خوراک مایع را کاهش می‌دهد و در نتیجه روند انباشت سرمایه و پیشرفت توسعه طرح‌ها را با مشکل مواجه می‌کند.

در سال ۱۳۹۳، نرخ گاز مصرفی خوراک واحدهای پتروشیمی ۳،۴۴۵ ریال (معادل ۱۳ سنت بر حسب ارز مبادله‌ای) اعلام شد و همزمان نرخ گاز برای سایر مصارف واحدهای پتروشیمی از ۲،۶۵۰ ریال به ۱،۳۲۰ ریال کاهش یافت. با توجه به اینکه در سال ۱۳۹۳ سهم سوخت گازی ۳۸/۹ درصد و خوراک گازی ۶۱/۱ درصد بوده است، متوسط قیمت گاز مصرفی مجتمع‌های پتروشیمی به ۲،۰۲۰ ریال کاهش یافت. در سال ۱۳۹۴، جزئیات تعیین قیمت خوراک گازی مجتمع‌های پتروشیمی توسط فرمول پیشنهادی وزارت نفت

تأیید شد. بر این مبنا، قیمت گاز سبک و شیرین تحویلی از شبکه‌ی سراسری گاز به عنوان خوراک واحدهای پتروشیمی به ترتیب زیر تعیین شد:

0.5% قیمت گاز طبیعی تعیین شده در بازار + 0.5% میانگین وزنی قیمت داخلی، صادراتی و وارداتی = قیمت گاز طبیعی

کلیه پرداختی به واردات + درآمد حاصل از صادرات + قیمت متوسط فروش مصارف داخلی * (مقدار واردات - مقدار فروش سایر مصارف داخلی) = A

B = مقدار صادرات + مقدار فروش سایر مصارف داخلی

A / B = میانگین وزنی قیمت داخلی، صادراتی و وارداتی

منظور از میانگین وزنی قیمت داخلی، صادراتی و وارداتی حاصل ضرب کل گاز فروخته شده منهای مقدار گاز وارداتی در متوسط قیمت فروش سایر مصارف داخلی (خانگی، دولتی، عمومی و صنعت بدون احتساب فروش به مجتمع‌های پتروشیمی به عنوان خوراک) به علاوه کل درآمد حاصل از صادرات گاز و کل پرداختی به واردات گاز، تقسیم بر مقدار گاز فروخته شده برای سایر مصارف داخلی (خانگی، تجاری، عمومی، دولتی، حمل و نقل و صنعت بدون احتساب خوراک پتروشیمی‌ها) است. همچنین منظور از قیمت گاز طبیعی تعیین شده در بازار عبارت است از متوسط ماهانه قیمت گاز در هاب‌های تعیین شده به عنوان نشانگری برای لحاظ نمودن قیمت‌های فروش عمده گاز طبیعی در مناطق رقیب، شامل هاب هنری ایالات متحده آمریکا، هاب آلبرتا کانادا و هاب‌های NBP انگلیس و FFT هلند. بر اساس تصمیمات اتخاذ شده قرار بر این شد که فرمول فوق برای قیمت‌گذاری خوراک گازی از ابتدای سال ۱۳۹۵ تا ابتدای سال ۱۴۰۵ معتبر باشد.

بر اساس مصوبه هیئت وزیران در خرداد ۱۳۹۷ نرخ تسعیر ارز در محاسبات قیمت میعانات گازی، گاز طبیعی و سایر خوراک‌های تحویلی به واحدهای پتروشیمی نیز ۳۸ هزار ریال تعیین شد و مقرر گشت دلار حاصل از صادرات محصولات پتروشیمی که در اختیار دولت قرار می‌گیرد با نرخ تسعیر معادل ۴۲ هزار ریال محاسبه شود. با فاصله گرفتن نرخ ارز بازار و نرخ رسمی، واحدهای پتروشیمی انگیزه‌ای برای ارائه ارز صادراتی خود به دولت نداشتند. لذا تثبیت نرخ برابری ارز در مقابل ریال سازوکار بازار را مختل کرد. از این رو در مهر ۱۳۹۷ بر اساس مصوبه مجدد هیئت وزیران نرخ تسعیر ارز در هر ماه برابر با متوسط نرخ معاملاتی ارز در سامانه نیما تصویب شد، اما در این حالت نیز اختلاف قیمت نرخ ارز در سامانه نیما و بازار آزاد انگیزه‌ای برای واحدهای پتروشیمی برای عدم ارائه ارز خود در این سامانه بود. در حال حاضر قیمت خوراک مایع برابر با ۹۵ درصد قیمت فوب خلیج فارس و نرخ تسعیر ارز نیز طبق سامانه نیما تعیین می‌شود. دفتر توسعه صنایع پایین‌دستی پتروشیمی به صورت دوهفته یک‌بار لیست محصولات و قیمت آن‌ها را به همراه نرخ تسعیر ارائه می‌دهد. طبیعتاً هر چه نرخ ارز نیمایی از نرخ ارز در بازار آزاد فاصله بگیرد، انگیزه واحدهای پتروشیمی را برای عرضه ارز خود در سامانه نیما کاهش می‌دهد و ارزهای حاصل از صادرات به جای رسیدن به دست واردکننده‌ها در سامانه به افراد دیگر می‌رسد. همچنین، احتمال خرید محصولات پتروشیمی با هدف صادرات غیررسمی آنها به دلیل وجود اختلاف قیمت در بازار آزاد و بازار بورس وجود دارد. به عنوان یک نمونه، تقاضای محصولات پتروشیمی در بورس کالا در سه‌ماهه اول ۱۳۹۷ سه برابر همین میزان در سه‌ماهه اول ۱۳۹۶ بود. این در حالی است که آمار پروانه بهره‌برداری صادره برای صنایع پایین‌دستی تغییر نداشت و تولید کالاهای صنعتی نیز مشابه مقادیر سال گذشته آن بوده، در واقع احتکار محصولات یا خروج غیرقانونی آن‌ها در دوره‌های آتی محتمل است.

مسئله واگذاری و خصوصی‌سازی

در ایران اندیشه خصوصی‌سازی از سال ۱۳۶۲ مطرح شد و به منظور مشارکت بخش‌های خصوصی و تعاونی در امور مختلف اقتصادی کشور، دولت موظف شد با رعایت اصل ۴۴ قانون اساسی بخش‌های قابل واگذاری را به مؤسسات و نهادهای غیردولتی واگذار کند.

یک بنگاه اقتصادی در بخش خصوصی با رویکرد کسب سود پایه‌گذاری می‌شود که افزایش بهره‌وری، کاهش هزینه‌ها و ارتقای تکنولوژی را به همراه دارد. درحالی‌که دولت به عنوان نماینده منتخب مردم اهداف دیگری نظیر کاهش نرخ بیکاری یک منطقه خاص را دنبال می‌کند که این اهداف مختلف در سیاست‌گذاری لزوماً به یک نتیجه نمی‌رسند. به عنوان مثال در صنعت پتروشیمی، احداث خط لوله تولید اتیلن غرب به طول ۱،۲۰۰ کیلومتر از منطقه عسلویه واقع در جنوب غرب کشور تا میاندوآب (استان آذربایجان غربی) واقع در شمال غرب کشور در سال ۱۳۸۱ آغاز شد. این طرح با هدف کاهش بیکاری و توسعه صنعتی برنامه‌ریزی شده بود، اما، مشکلاتی از جمله عدم دسترسی به آب، خوراک و بازگشت مجدد این محصولات به منطقه عسلویه برای صادرات و استفاده از آن‌ها به عنوان خوراک سایر مجتمع‌ها را به همراه داشت و هزینه سرمایه‌گذاری آن در حدود ۱۷ هزار میلیارد ریال برآورد شده بود. در واقع طرح‌ها و مجتمع‌های پتروشیمی واقع در راستای خط لوله اتیلن غرب برخلاف سایر مجتمع‌های بزرگ پتروشیمی جهان که در مجاورت دریا تأسیس می‌شوند، به منابع آبی دسترسی ندارند و در نتیجه هزینه‌های حمل‌ونقل افزایش یافته و حاشیه سود آن‌ها افت می‌کند. از طرفی محصول نهایی خط لوله اتیلن غرب که شامل پلی‌اتیلن بوده و در صنایع پایین‌دستی پتروشیمی که اشتغال‌زایی بالایی ایجاد می‌کنند کاربرد داشته، اما صنایع پایین‌دستی پتروشیمی که در راستای خط لوله اتیلن غرب هستند توسعه نیافته‌اند، لذا این طرح، هدف افزایش اشتغال که مد نظر سیاست‌مداران بود را محقق نساخته است. از سوی دیگر بررسی نکردن و در نظر نگرفتن چشم‌انداز بازار جهانی در سال‌های آتی و پیش‌برد طرح خط لوله اتیلن غرب عرضه محصولات اتیلن و پلی‌اتیلن را با مزاد مواجه کرده و در نتیجه قیمت آن‌ها افت می‌کند. مجموع این کاستی‌ها موجب می‌شود که بخش خصوصی انگیزه لازم را برای سرمایه‌گذاری جهت بهره‌برداری و لذا توسعه بیشتر واحدهای پتروشیمی اطراف این طرح نداشته باشد.

همچنین توسعه واحدها به پتروپالایشگاه‌ها نیز امکان‌پذیر نیست، زیرا واحدهای مادر (واحدی که اصطلاحاً در مرحله قبل از نظر خوراک به آن وابسته است) مجتمع‌ها از یکدیگر جدا هستند. به عنوان مثال، مجتمع پتروشیمی لرستان یک واحد تولید پلی‌اتیلن است که واحد مادرش (پتروشیمی کاویان) واقع در عسلویه می‌باشد. به دلیل باور و تصور عمومی راجع به مفید بودن احداث مجتمع‌های پتروشیمی از نظر ایجاد اشتغال و دامن زدن مسئولان به این موضوع سبب شد نتایج آن مغایر با انتظارات باشد. علاوه بر آن، اجرای چنین سیاست‌گذاری‌هایی نه تنها منجر به کاهش بیکاری نشده، بلکه هزینه‌های فرصت زیادی دارد. به عنوان مثال با توجه به نیاز واحدهای پتروشیمی به منابع آبی و احداث آن‌ها در مناطقی که با بحران کم‌آبی مواجه هستند منجر به تخصیص یافتن منابع آبی متعلق به امور کشاورزی به واحدهای پتروشیمی می‌شود.

از آنجایی که پروژه‌های پتروشیمی عمدتاً بلندمدت و زمان‌بر هستند، تغییر دولت‌ها معمولاً روند اجرایی شدن آن‌ها را تحت تأثیر قرار می‌دهد. به عنوان مثال طی سال‌های ۱۳۸۰ تا ۱۳۸۴، بیش از نیمی از طرح‌های پتروشیمی بالای ۸۰ درصد پیشرفت داشتند و پیش‌بینی می‌شد که تا سال ۱۳۸۷ تکمیل و بهره‌برداری شوند، اما دولت نهم و دهم توسعه طرح‌ها را با تأخیر مواجه کرد که هزینه‌های به مراتب بیشتری را به همراه داشت. همچنین عدم توسعه صنایع پایین‌دستی پتروشیمی که نیاز به برنامه‌ریزی بلندمدت دارد یکی دیگر از نتایج انگیزه نداشتن دولت وقت برای سرمایه‌گذاری در این بخش بوده و ترجیح داده می‌شود که محصولات پتروشیمی در مراحل اولیه ایجاد ارزش افزوده صادر شده و منبعی برای کسب منافع در کوتاه‌مدت باشد. به عنوان مثال به جای تبدیل پلی‌اتیلن به محصولاتی نظیر لوله و پلاستیک، آن را عمدتاً به طور مستقیم صادر می‌کنند.

بنگاه‌های دولتی به هنگام مواجهه با مشکلاتی نظیر افزایش هزینه‌ها که می‌تواند ناشی از قیمت بالای مواد اولیه و یا پایین بودن بهره‌وری باشد، با استفاده از نفوذ و اعمال قدرت می‌توانند مجوزهای انحصاری فروش را دریافت کنند و با افزایش تعرفه واردات محصولات مشابه، از رقابت با تولیدکنندگان محصولات مشابه اجتناب کنند. همچنین به دلیل کنترل و سلطه ساختار دولتی، تفویض

اختیارات با اعمال نفوذ صورت می‌گیرد و همچنین ورود افراد غیرفنی با تخصص پایین، بهره‌وری کل صنعت را کاهش می‌دهد. از طرفی تعارض منافع میان ذینفعان، بازرسی و نظارت را با مشکل مواجه و حتی بعضاً غیرممکن می‌کند.

همچنین بر اساس گزارش عملکرد سازمان خصوصی‌سازی، جدول ۱۶ درصد سهام تخصیص یافته شرکت‌های پتروشیمی به طرح سهام عدالت به همراه ارزش آن‌ها را در سال ۱۳۹۸ نشان می‌دهد. ارقام این جدول در سال ۱۳۹۸ هیچ تفاوتی با سال ۱۳۹۷ ندارد که نشان می‌دهد در این سال واگذاری جدید اتفاق نیافتاده است.

جدول ۱۶- شرکت‌های واگذار شده به طرح توزیع سهام عدالت

نام شرکت	درصد سهام تخصیص یافته	ارزش قطعی سهام (میلیارد ریال)
صنایع پتروشیمی خلیج فارس (هلدینگ)	۴۰	۹۸,۰۲۴/۰
پتروشیمی بندر امام	۳۰	۱۷,۸۷۷/۷
پتروشیمی مارون	۳۰	۷,۲۵۰/۴
پتروشیمی جم	۱۵	۳,۶۸۷/۸
پتروشیمی شهید تندگویان	۱۰	۲,۵۷۳/۵
پتروشیمی تبریز	۱۰	۱,۷۳۲/۷
پتروشیمی فجر	۳۰	۱,۶۵۰/۰
پتروشیمی بوعلی‌سینا	۳۰	۱,۲۵۸/۸
پتروشیمی بیستون	۳۰	۱۸۶/۱
پتروشیمی ارومیه	۳۰	۵۹/۸
حمل و نقل پتروشیمی	۲۹	۵۲/۹
پتروشیمی خوزستان	۳۰	۱۸/۰

مأخذ: گزارش عملکرد خصوصی‌سازی در سال ۱۳۹۸، سازمان خصوصی‌سازی

لازم به ذکر است که از این واگذاری‌ها، بسیاری به شیوه‌هایی متداول و صحیحی نظیر مناقصه اجرا صورت نگرفته و انتخاب اشخاص حقیقی و حقوقی بر مبنای نظر هیئت رئیسه و به صورت سلیقه‌ای صورت گرفته است. همچنین ارزش‌گذاری مجتمعات پتروشیمی عمدتاً با قیمت‌های پایین‌تر از واقع انجام شده و اطلاعات و اخبار دعوت به مناقصه به طور گسترده منتشر نشده است. در واقع شیوه درست آن بود که سهام واحدهای پتروشیمی در بازار بورس به فروش می‌رسید و افشای اطلاعات و صورت حساب‌های مالی آن‌ها سبب شفافیت بیشتر می‌شد. همین امر رقابت را میان شرکت‌ها در جهت بهبود وضعیت و ارتقای بهره‌وری افزایش می‌داد. اما روند خصوصی‌سازی در این صنعت چالش‌ها را بیش از پیش نمود، به نحوی که پیشبرد طرح‌های پتروشیمی بر عهده افراد غیرتخصصی و بدون دانش فنی قرار می‌گرفت و منجر به کاهش بهره‌وری می‌شد.

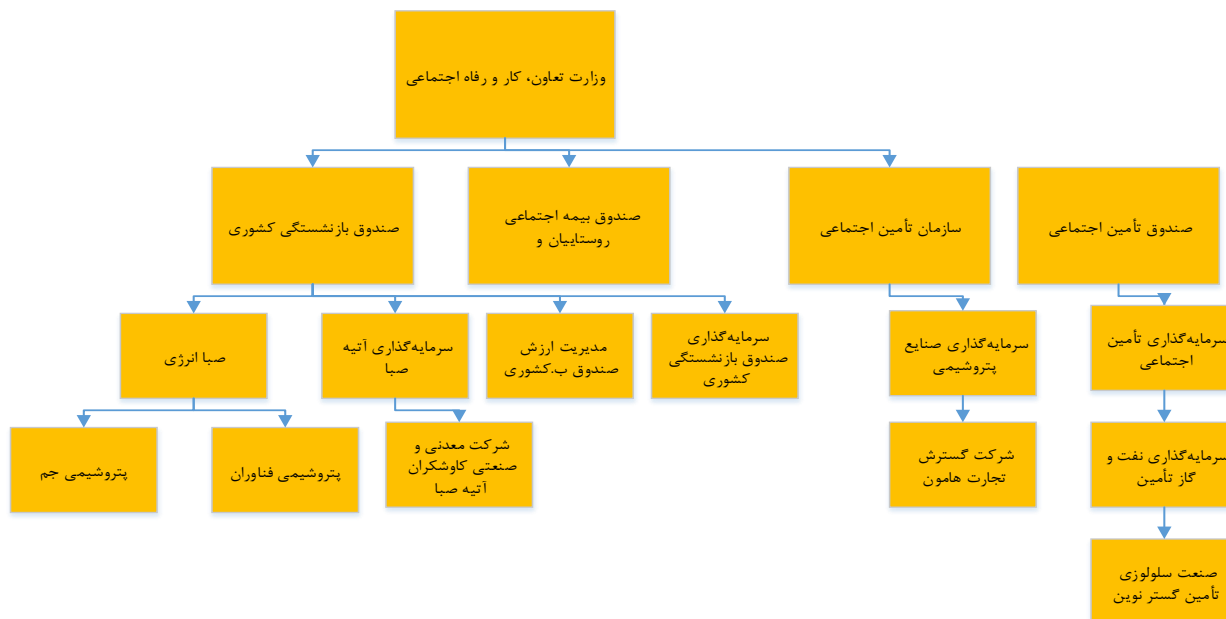
در حال حاضر هلدینگ‌های صنعت پتروشیمی ایران شامل انجمن صنفی کارفرمایی صنعت پتروشیمی، سرمایه‌گذاری غدیر، سرمایه‌گذاری نفت و گاز تأمین (تاپیکو)، پتروفهنگ، سرمایه‌گذاری ساتا، پتروشیمی خلیج فارس، نفت و گاز پارسیان و انرژی سپهر هستند و بزرگ‌ترین آن‌ها سهام دولتی عدالت، گروه نفت و گاز پارسیان، سرمایه‌گذاری غدیر و سرمایه‌گذاری نفت و گاز تأمین است. از جمله مشکلات هلدینگ‌ها، وابستگی به دولت و عدم شفافیت عملکرد آن‌ها در زمینه مدیریت است. احتمالاً با روی کار آمدن دولت جدید و معرفی وزیر نفت جدید، مدیریت این هلدینگ‌ها و شرکت‌های زیرمجموعه تغییر می‌کند. با توجه به کوتاه مدت بودن دوره ریاست جمهوری و تعارض منافع، اهدافی نظیر سرمایه‌گذاری‌های بلندمدت و انباشت آن در نظر گرفته نمی‌شود.

در واقع با واگذاری واحدهای پتروشیمی عملاً بخش دولتی حذف نشده است و سایر نهادها و مؤسسات دولتی و شبه‌دولتی سهامداران اصلی این صنعت شده‌اند. این امر موجب می‌شود که به دلیل تعارض منافع، اهداف و چشم‌اندازهای آن‌ها مغایر با اهدافی نظیر رشد اقتصادی از طریق ارتقای بهره‌وری و کاهش هزینه‌ها باشد. عدم وجود قوانین محدودکننده در خرید و فروش سهام باعث شد که سهم بسیاری از شرکت‌ها در تولید محصولات پایه پتروشیمی به طور نامتعارف افزایش یابد. با این تفاوت که پیش از واگذاری‌ها مدیریت شرکت‌های پتروشیمی در اختیار وزارت نفت و شرکت‌های تخصصی زیرمجموعه آن بود و اکنون پس از طی شدن فرآیند خصوصی‌سازی، مالکیت و مدیریت این شرکت‌ها به سازمان‌های شبه دولتی غیرتخصصی واگذار شده است. با بررسی وضعیت سهامداران شرکت‌های پتروشیمی در تولید محصولات عمده پتروشیمی کشور (متانول، اتیلن، آمونیاک و پروپیلن) مشاهده می‌شود که تولید بیش از ۷۰ درصد متانول کشور در اختیار پنج شرکت قرار دارد که سه شرکت از آن‌ها با سهم ۴۷ درصدی شبه‌دولتی محسوب می‌شوند. همچنین، بیش از ۵۰ درصد تولید اتیلن در اختیار هفت شرکت و صندوق سرمایه‌گذاری شبه‌دولتی است و از این تعداد سه شرکت سهامدار آن با سهم بیش از ۲۰ درصدی به یک سازمان دولتی وابسته هستند. تولید بیش از ۵۰ درصد آمونیاک و اوره نیز در اختیار دو شرکت شبه‌دولتی و ۴۰ درصد تولید پروپیلن کشور در اختیار سه سهامدار شبه‌دولتی است.^{۳۶}

وضعیت مالکیت در صنعت پتروشیمی

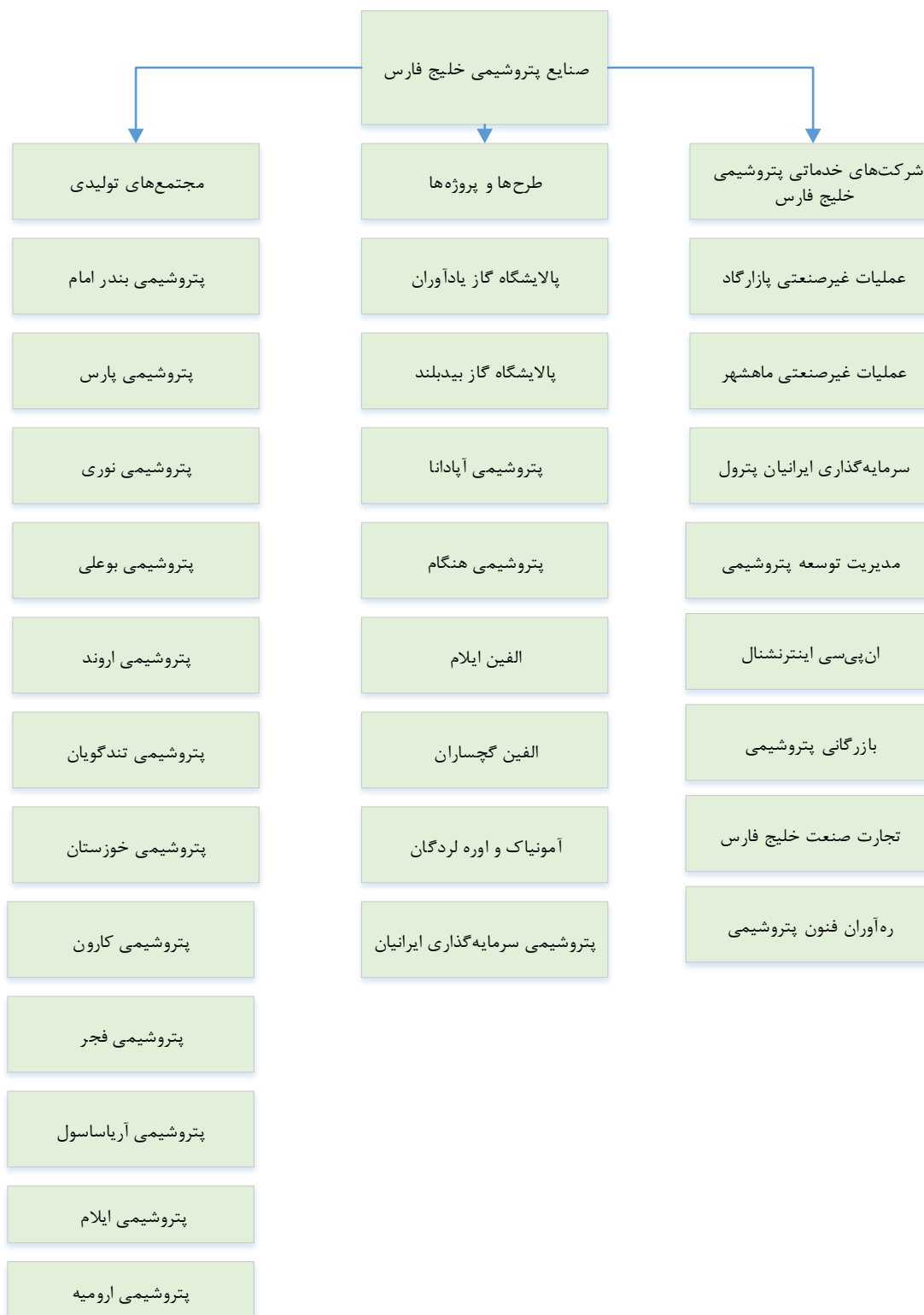
در این قسمت مالکیت و مدیریت شرکت‌های پتروشیمی واقع در کشور و ارتباط آن‌ها با سایر شرکت‌ها و هلدینگ‌ها به تصویر کشیده شده است. شکل ۵ شرکت‌های تابعه وزارت تعاون، کار و رفاه اجتماعی را نشان می‌دهد که مشاهده می‌شود بخشی از سهام شرکت‌های پتروشیمی فناوران و جم از طریق صندوق بازنشستگی کشور زیرمجموعه این وزارت‌خانه هستند. شکل ۶ نشان می‌دهد که هلدینگ صنایع پتروشیمی خلیج فارس تعداد قابل توجهی از طرح‌ها و مجتمع‌های پتروشیمی را در زیرمجموعه خود دارد. شکل ۷ شرکت‌های تابعه گروه گسترش نفت و گاز پارسیان را به نمایش گذاشته است که سهامدار عمده آن هلدینگ غدیر است. شکل ۸ نیز شرکت‌های تابعه سرمایه‌گذاری نفت و گاز تأمین (تاپیکو) که تحت مدیریت وزارت تعاون، کار و رفاه اجتماعی است را نشان می‌دهد که تعداد قابل توجهی از مجتمع‌های پتروشیمی را شامل می‌شود.

شکل ۵- شرکت‌های تابعه وزارت تعاون، کار و رفاه اجتماعی



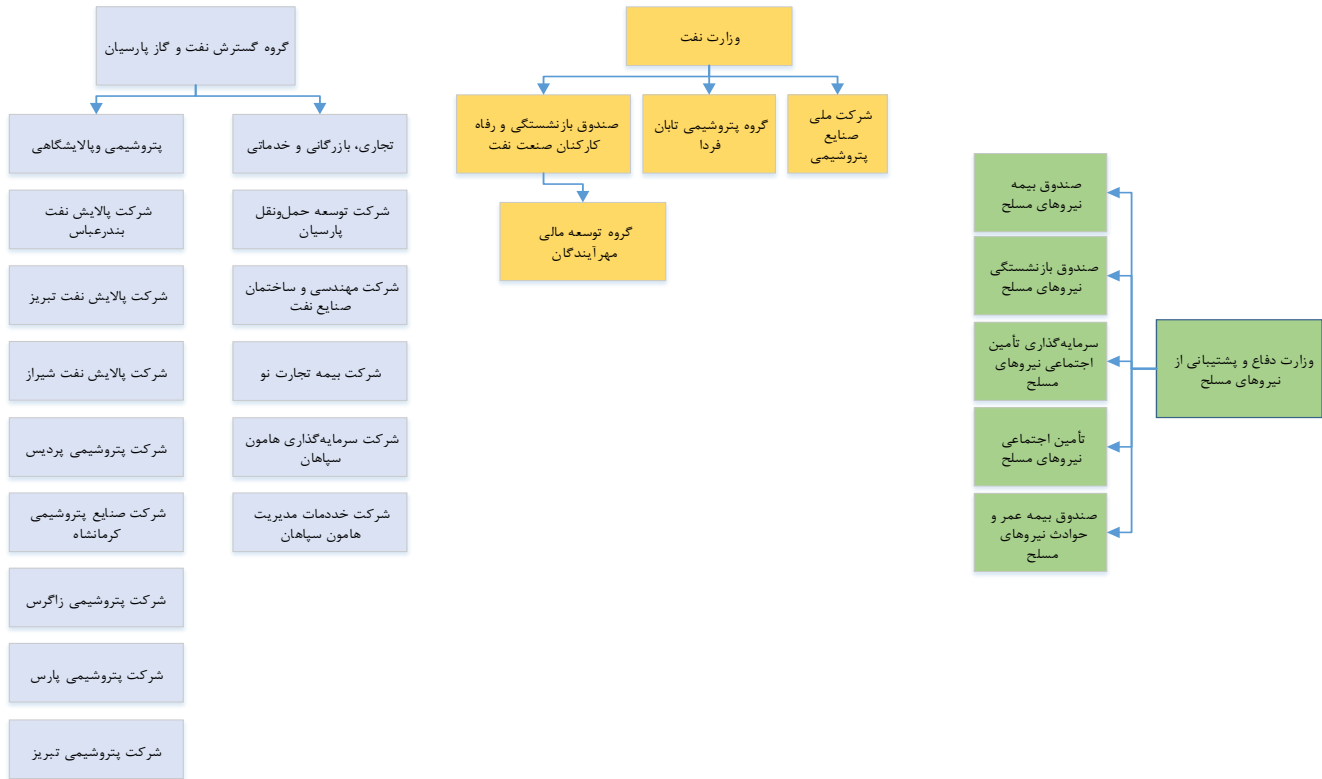
مأخذ: تارنمای وزارت تعاون، کار و رفاه اجتماعی

شکل ۶- شرکت‌های تابعه صنایع پتروشیمی خلیج فارس



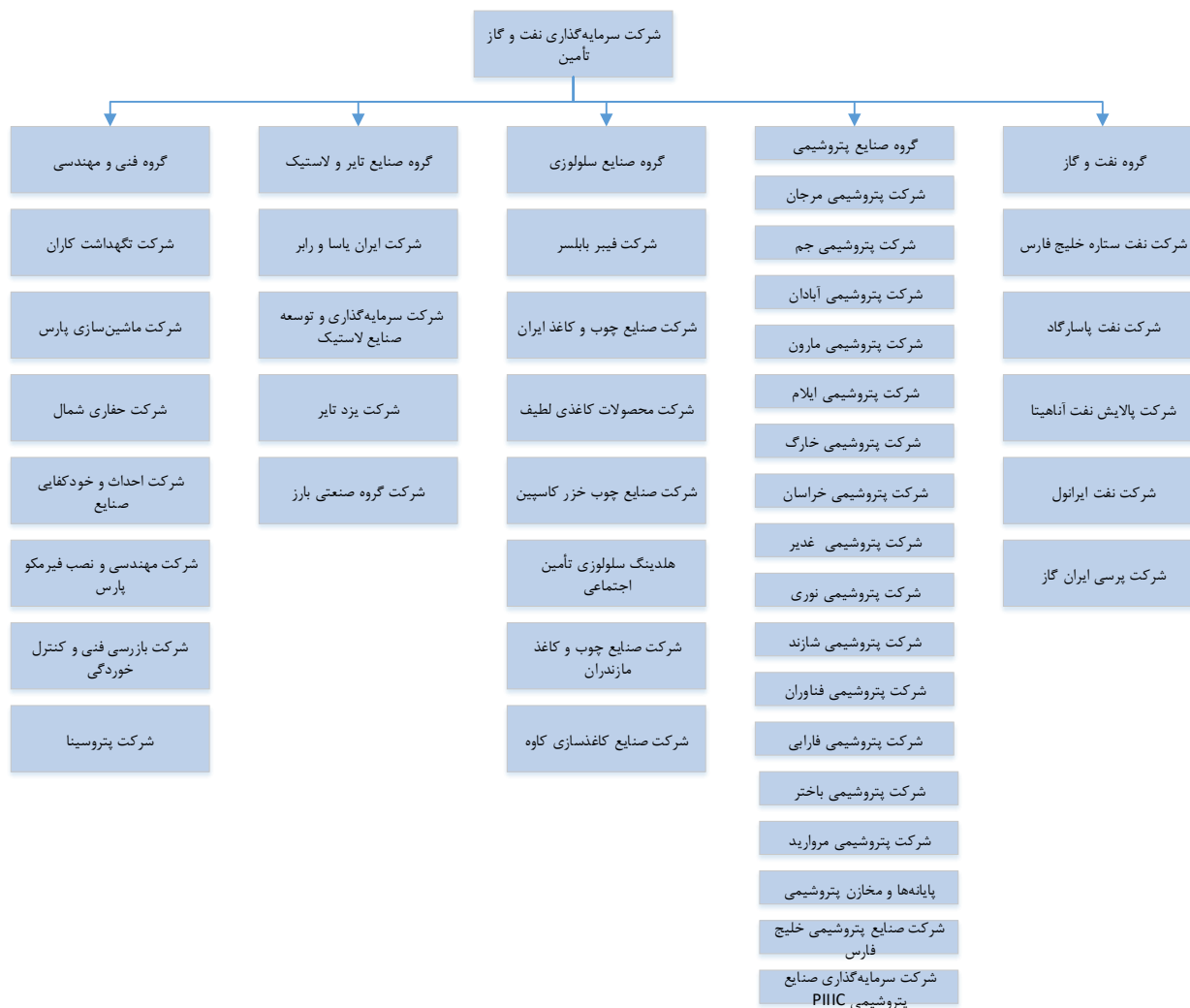
مأخذ: تارنمای شرکت صنایع پتروشیمی خلیج فارس

شکل ۷- شرکت‌های تابعه وزارت نفت، گروه گسترش نفت و گاز پارسین و وزارت دفاع و پشتیبانی از نیروهای مسلح



مأخذ: تارنمای گروه گسترش نفت و گاز پارسین و اطلاعات موجود در تارنمای بازار بورس و اوراق بهادار تهران

شکل ۸- شرکت‌های تابعه شرکت سرمایه‌گذاری نفت و گاز تأمین



مأخذ: تارنمای شرکت سرمایه‌گذاری نفت و گاز تأمین

جمع بندی

سرانه مصرف انرژی‌های اولیه دنیا در سال ۲۰۱۹ حدود ۷۵/۷ گیگاژول برآورد شده است. البته تفاوت بین مناطق مختلف دنیا در مصرف انرژی بسیار زیاد و قابل توجه است، به طوری که امریکای شمالی با سرانه ۲۳۶/۰ گیگاژول بیشترین و آفریقا با سرانه ۱۵/۲ گیگاژول کمترین میزان مصرف انرژی‌های اولیه در این سال را به خود اختصاص داده‌اند. سهم ایران در این میان ۱۴۸/۹ گیگاژول به ازای هر نفر بوده است. مصرف این انرژی‌ها در جهان ۰/۲ درصد، در خاورمیانه ۱/۴ درصد و در ایران ۲/۹ درصد نسبت سال ۲۰۱۸ افزایش یافته است. میزان تولید نفت خام در جهان در سال ۲۰۱۹ تفاوت چندانی نسبت به سال پیش از آن نداشته و رقم ۴/۴۸ میلیارد تن را به ثبت رسانده است. این میزان برای ایران حدود ۱۶۱ میلیون تن بوده است که ۲۸ درصد افت نسبت به سال ۲۰۱۸ نشان می‌دهد.

صنایع پتروشیمی و پالایشگاهی از جمله صنایع مهم اقتصاد کشور هستند که با توجه به مزیت وجود ذخایر وسیع نفت و گاز در کشور نقش پررنگی در اقتصاد کشور داشته‌اند. ایران از نظر حجم تولید محصولات پتروشیمی در منطقه خاورمیانه و شمال آفریقا بعد از عربستان در جایگاه دوم قرار دارد. بر اساس اهداف کمی برنامه ششم توسعه مقرر شده صادرات غیرنفتی کشور با رشد متوسط سالانه ۲۱/۷ درصد از حدود ۴۶/۹ میلیارد دلار در سال ۱۳۹۶ به ۱۱۳ میلیارد دلار در سال ۱۴۰۰ برسد و همچنین دستیابی به تولید ۱۰۰ میلیون تن محصولات پتروشیمی هدف‌گذاری شده است. در مورد صنعت پالایشگاهی نیز، بر مبنای گزارش اوپک، مجموع فرآورده‌های تولیدی پالایشگاه‌های کشور در سال ۲۰۱۹، ۱/۷ میلیون بشکه در روز بوده که نسبت به سال قبل از آن حدود یک درصد افزایش داشته است.

از جمله امکاناتی که سبب رونق بیشتر صنعت پالایش و پتروشیمی می‌شود سرمایه‌گذاری در توسعه بخش ناوگان حمل مواد شیمیایی، تانکری و گازی متناسب با افزایش ظرفیت آنها است. یکی از معضلات صنعت پالایش و پتروشیمی کمبود وسیله حمل‌ونقل و کشتی برای رساندن مواد شیمیایی به بازارهای هدف است. بنابراین نیاز به تأمین و تملک ۶۰ فروند کشتی وجود دارد تا هزینه‌های حمل و نقل را کاهش داده و امنیت انتقال محصولات شیمیایی را بهبود ببخشد.

جذب سرمایه خارجی به منظور پیش‌برد طرح‌های پالایشگاهی و پتروشیمی علاوه بر تأمین منابع مالی سبب انتقال تکنولوژی و ارتقای کیفیت پالایشگاه‌ها و مجتمع‌های پتروشیمی موجود می‌شود. لذا رفع تحریم‌های بین‌المللی و توسعه زیرساخت‌ها، بهبود نظام مالیات‌ستانی و سایر شاخص‌های محیط کسب و کار، باعث تسهیل جذب سرمایه‌گذاری خارجی و رشد هرچه سریعتر صنعت پتروشیمی در کشور و دستیابی هرچه بیشتر به بازارهای صادراتی خواهد شد.



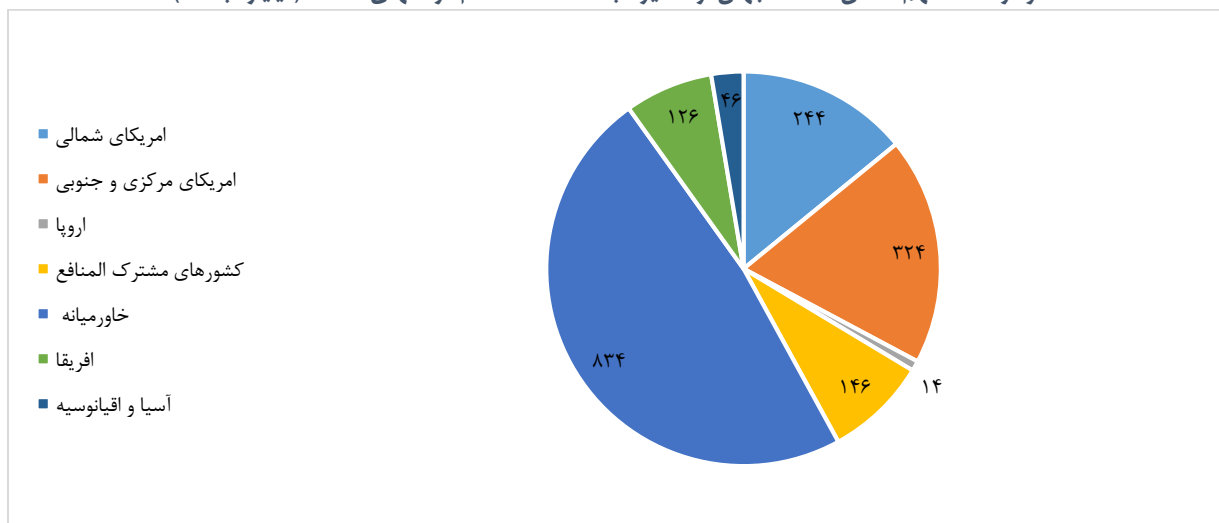
پیوست یک: توضیح برخی مفاهیم مرتبط

• انواع نفت خام

نفت خام بر اساس وزن مخصوص به سه دسته نفت خام سبک، سنگین و فوق سنگین تقسیم می‌شود. نفت خام سبک زنجیره کربن کوتاه‌تر با تعداد کربن کمتری دارد و به لحاظ قیمت، به دلیل قابلیت تبدیل بیشتر و آسان‌تر به بنزین و گازوئیل ارزش بیشتری دارد. نفت خام سنگین دارای زنجیره کربن بلندتر با تعداد بیشتری کربن می‌باشد و گرانبه‌تر، وزن بالاتر و ارزش قیمتی پایین‌تری دارد. نفت خام فوق سنگین از غلظت بسیار بالایی برخوردار است و در ترکیب با شن به صورت جامد درمی‌آید. نوع دیگری از تقسیم‌بندی به این صورت است که هر چه نفت خام درصد گوگرد بیشتری داشته باشد به لحاظ قیمتی ارزش کمتری دارد و اصلاحاً به آن نفت خام ترش گفته می‌شود و اگر درصد گوگرد نفت خام کم باشد، به آن نفت شیرین اطلاق شده و ارزش قیمتی بالاتری خواهد داشت.

نمودار ۲۵ سهم مناطق مختلف جهان از ذخایر نفت خام را در سال ۲۰۱۹ نشان می‌دهد. همانطور که مشخص است نزدیک به نیمی (۴۸ درصد) از کل ذخایر اثبات‌شده نفت خام دنیا در خاورمیانه قرار دارد و بعد از آن حدود ۱۹ درصد در امریکای مرکزی و جنوبی و ۱۴ درصد در امریکای شمالی قرار دارد. کل ذخایر دنیا در سال ۱۳۹۹ حدود ۱,۷۰۰ میلیارد بشکه تخمین زده شده و ایران با ۱۵۵ میلیارد بشکه حدوداً ۹ درصد از آن را شامل می‌شود.

نمودار ۲۵- سهم مناطق مختلف جهان از ذخایر اثبات‌شده نفت خام در انتهای ۲۰۱۹ (میلیارد بشکه)

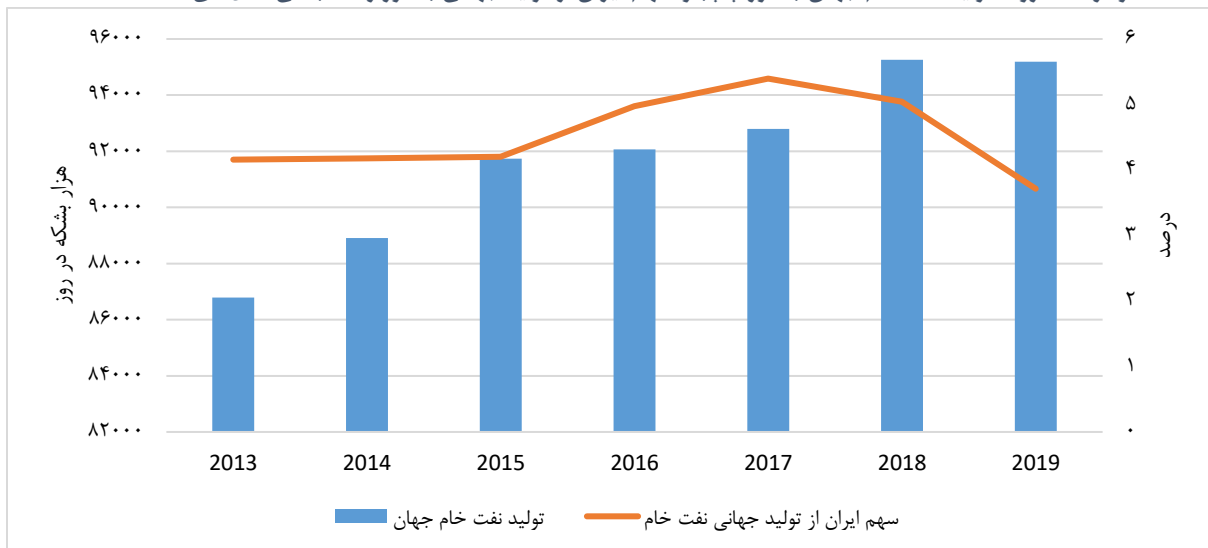


مأخذ: British Petroleum Statistical Review of World Energy, June ۲۰۲۰

روند تولید نفت خام در جهان و ایران طی سال‌های ۲۰۱۳ تا ۲۰۱۹ در نمودار ۲۶ آمده است. همانطور که ملاحظه می‌شود در سال ۲۰۱۹ نفت خام تولید شده در جهان بیش از ۹۵ میلیون بشکه در روز بوده که ۳/۷ درصد آن متعلق به ایران بوده است. سهم ایران در تولید خاورمیانه حدود ۱۲ درصد بوده است و پس از ایالات متحده آمریکا، عربستان سعودی، روسیه، کانادا و عراق در جایگاه ششم تولید نفت خام جهان قرار داشته است. این سهم در سال ۲۰۱۷ به ۵/۴ درصد رسیده بوده که پس از آن عمدتاً به دلیل

تحریم‌های بین‌المللی کاهش داشته است. تولید نفت خام در سال ۲۰۱۲ در ایران به دلیل عدم اجرای توسعه میادین نفتی که بخش عمده‌ای از آن‌ها در نیمه عمر خود قرار داشتند و به تدریج بازدهی آن‌ها روند نزولی پیدا کرده بود، کاهش یافت. در سال ۲۰۱۳، به دلیل تحریم‌های بین‌المللی و محدودیت‌ها علیه سرمایه‌گذاری و واردات کالا و تجهیزات مربوط به صنعت نفت، تولید آن کاهش بیشتری پیدا کرد. در سال ۲۰۱۴ نیز با وجود تحریم‌های نفتی ایران، برای مقابله با کاهش قیمت نفت در بازار جهانی، تولید آن توسط کشورهای عضو اوپک افت کرد. در ادامه با اعلام رفع تحریم‌ها و اجرای برجام، تولید نفت ایران در سال ۲۰۱۵ به سرعت رشد کرد. با این حال در سال ۲۰۱۸ با اعمال مجدد و تشدید تحریم‌های آمریکا، تولید نفت ایران دوباره کاهش یافت.

نمودار ۲۶- روند تولید نفت خام جهان (محور چپ) و سهم ایران از تولید جهانی (محور راست) طی سال‌های ۲۰۰۵ تا ۲۰۱۸



مأخذ: British Petroleum Statistical Review of World Energy, June ۲۰۲۰

• صنعت پالایشگاهی

پالایشگاه متشکل از واحدهای صنعتی بزرگ و پیچیده‌ای است که نفت خام و میعانات گازی را به عنوان خوراک دریافت و به مواد با ارزش تری نظیر بنزین، گازوئیل، نفت سفید، گاز مایع، نفت کوره و قیر تبدیل می‌کند. جدول ۱۷ میزان خوراک دریافتی پالایشگاه‌های کشور را طی سال‌های ۱۳۸۶ تا ۱۳۹۵ نشان می‌دهد. واحدهای شیرین‌سازی موجود در پالایشگاه‌ها گوگرد موجود در نفت خام را حذف می‌کنند. نفت خام ورودی به برج تقطیر در پالایشگاه‌ها در اثر تقطیر جزء به جزء به هیدروکربن‌های با نقطه جوش متفاوت در برش‌های وزنی متفاوت تفکیک می‌شود. برش‌های نفتی به صورت گاز، مایع و جامد هستند و بر اساس برش‌ها و زنجیره کربنی به محصولات مختلف تقسیم می‌شوند. نمای فرآیند کلی برج اتمسفر یک پالایشگاه‌ها در شکل ۹ نشان داده شده است.

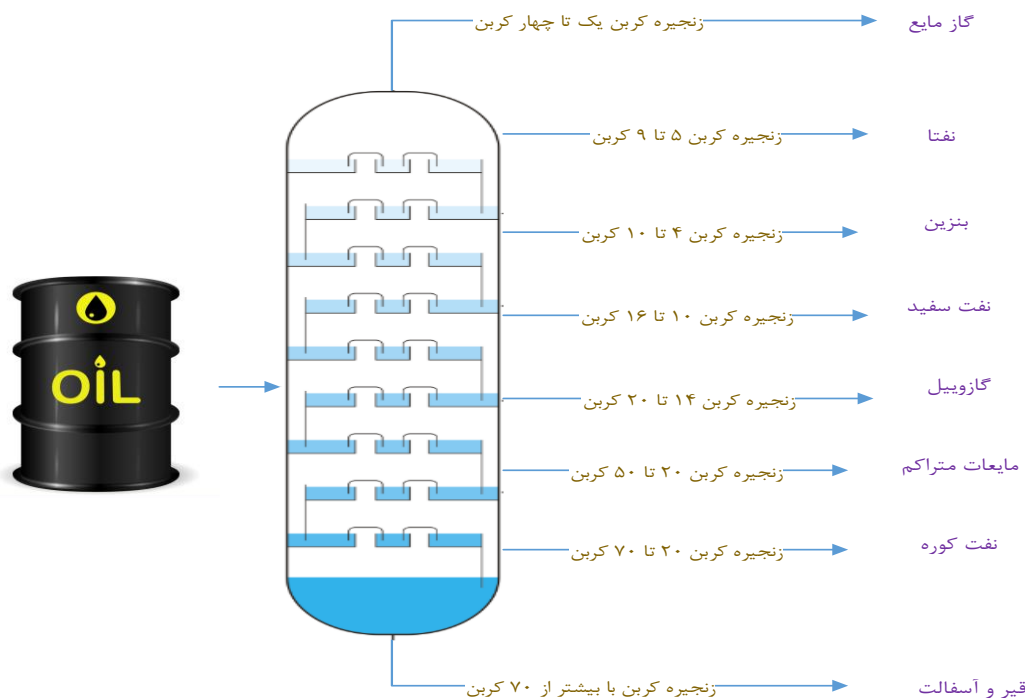
جدول ۱۷- میزان خوراک پالایشگاه‌ها طی سال‌های ۱۳۸۶ تا ۱۳۹۵ (میلیون بشکه معادل نفت خام)

سال	۱۳۸۶	۱۳۸۷	۱۳۸۸	۱۳۸۹	۱۳۹۰	۱۳۹۱	۱۳۹۲	۱۳۹۳	۱۳۹۴	۱۳۹۵
خوراک	۶۰۴/۳	۶۱۲/۱	۶۲۱/۱	۶۱۶/۳	۶۳۶/۱	۶۵۶/۳	۶۷۵/۴	۶۵۰/۶	۶۳۳/۰	۶۳۰/۸

مأخذ: ترازنامه هیدروکربوری کشور سال ۱۳۹۵



شکل ۹- فرآیند تقطیر در برج اتمسفریک پالایشگاه و جداسازی محصولات



گاز مایع: گاز مایع مخلوطی از هیدروکربن‌های بوتان و پروپان می‌باشد که در دما و فشار محیط به صورت گاز است و با افزایش فشار به آسانی به مایع تبدیل می‌شود. تبدیل این گازها به مایع به دلیل سهولت در امر انتقال و ذخیره‌سازی آن‌ها می‌باشد.

نفتا: فرآورده‌ای است میان گازهای سبک و نفت سفید و بسته به اینکه نفتای سبک یا سنگین باشد بین ۳۰ تا ۲۰۰ درجه سانتیگراد تقطیر می‌شود. این فرآورده یکی از خوراک‌های اصلی صنعت پتروشیمی است.

بنزین: از مشتقات بسیار مهم نفت خام است که در خودروها به عنوان سوخت استفاده می‌شود. بنزین نوعی سوخت برای احتراق موتورهای درون‌سوز است که از هیدروکربن‌های مایع قابل اشتعال و فرار تشکیل شده است و هیدروکربن‌هایی با چهار تا ۱۲ کربن دارد.

نفت سفید: به طور اختصاصی به عنوان سوخت موتورهای هواپیما و جت تهیه می‌شود و عدد اکتان آن ۸۰ تا ۱۴۵ است.

نفت گاز: در موتورهای دیزلی، صنعتی و موتورهای گرمایشی کاربرد دارد و گازوئیل، نفت حرارتی و سوخت دیزل در واقع یک ماده هستند، اما تفاوت‌هایی در ویژگی‌های فنی آن‌ها وجود دارد.

مایعات متراکم: آنچه در فرآیند تقطیر نفت خام بخار نشده و به صورت مایع در ته لوله و برج جمع شده مایعات متراکم نام دارد. به طور مثال روغن‌ها از مایعات متراکم هستند.

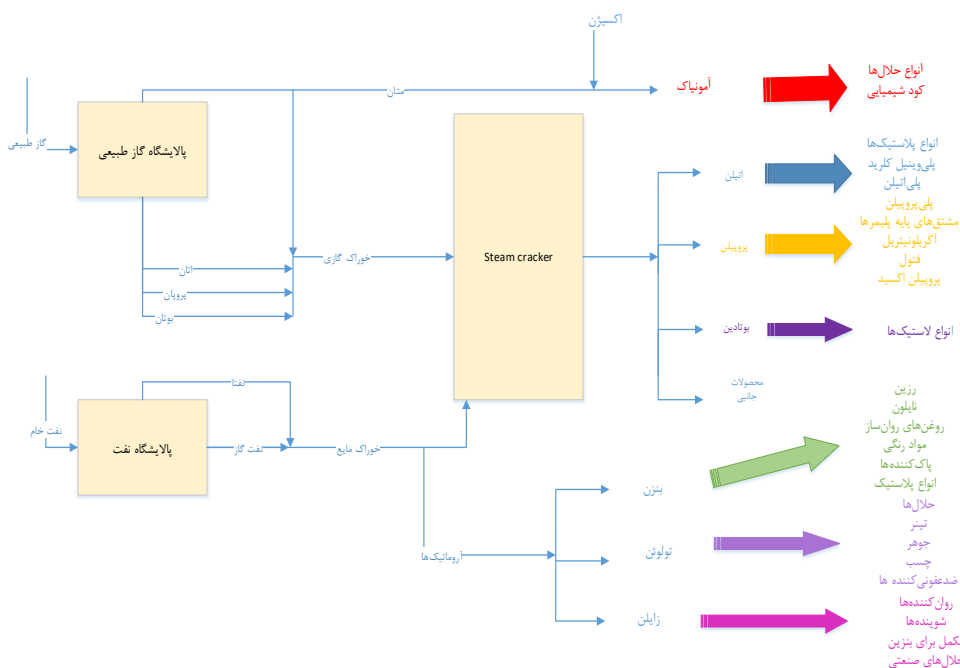
نفت کوره: متشکل از عناصری است که در جریان تقطیر نفت خام در پالایشگاه تبخیر نشده است و لذا مولکول‌های بزرگ‌تر و سنگین‌تری دارد. کاربرد نفت کوره به عنوان سوخت در نیروگاه‌های برق و کشتی‌ها است.

قیر و آسفالت: آسفالت‌ها هیدروکربن‌های حلقوی بسیار سنگین و حاوی مقداری گوگرد، نیتروژن، اکسیژن و فلزات سدیم، کلسیم، آهن، نیکل و وانادیوم است.

• صنعت پتروشیمی

محصولات پتروشیمی به سه دسته پایه، میانی و نهایی تقسیم می‌شوند. محصولات پایه شامل الفین‌های سبک (اتیلن، پروپیلن) و آروماتیک‌ها (بنزن، تولوئن و زایلن)، متانول و آمونیاک است که اساس فرآوری سایر محصولات پتروشیمی هستند و در واحدهای بالادستی تولید می‌شوند. محصولات میانی نظیر وینیل کلراید، اتیلن گلیکول، استیک‌اسید، استایرن، فنول‌ها، فرمالدهید و استون هستند و جهت تولید محصولات نهایی کاربرد دارند. محصولات نهایی نیز شامل موادی مثل پلی‌اتیلن، پلی‌پروپیلن، کود شیمیایی و اوره می‌شوند. شکل ۱۰ محصولات پتروشیمی پایه، میانی و نهایی را در یک نمای کلی نشان می‌دهد.

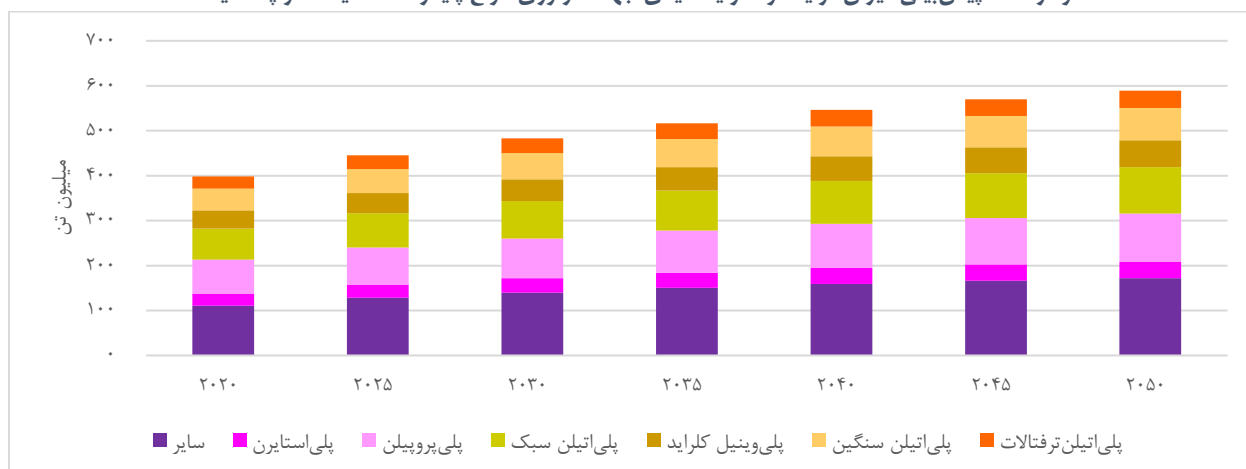
شکل ۱۰- محصولات پتروشیمی در یک نگاه



یکی از عوامل اصلی گسترش صنعت پتروشیمی در کشورهای در حال توسعه، رشد تولید انواع مصنوعات پلاستیکی بوده است. به طوری که مصرف پلاستیک با اختلاف زیادی نسبت به مواد اولیه سایر صنایع نظیر آلومینیوم، استیل، سیمان و فولاد در حال رشد است. نمودار ۲۷ پیش‌بینی تولید انواع محصولات پتروشیمی در جهان که پایه تولید انواع پلیمرها مانند انواع لاستیک‌ها و پلاستیک‌ها هستند را طی سال‌های ۲۰۲۰ تا ۲۰۵۰ نشان می‌دهد.



نمودار ۲۷- پیش‌بینی میزان تولید مواد اولیه کلیدی جهت فرآوری انواع پلیمرها، لاستیک‌ها و پلاستیک‌ها



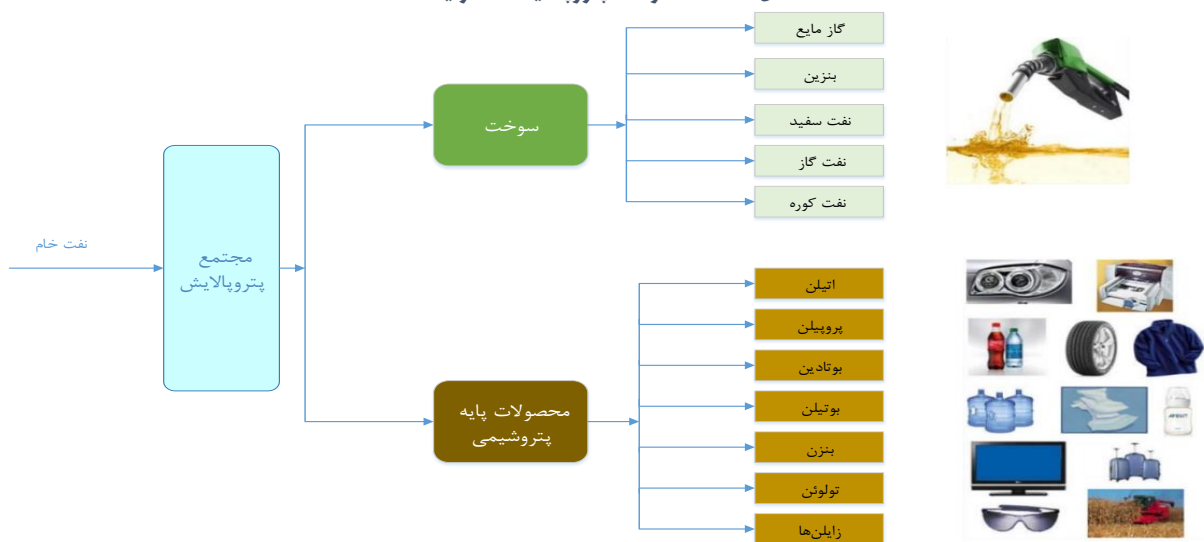
مأخذ: تارنمای International Energy Agency

• پتروپالایشگاه‌ها

عبارت پتروپالایشگاه به مفهوم ایجاد یکپارچگی و نزدیکی بین مجتمع‌های پالایشگاهی و پتروشیمی است. در بسیاری از کشورها سعی می‌شود مجتمع‌های پتروشیمی در کنار پالایشگاه‌ها احداث شوند تا انتقال محصولات پالایشگاه‌ها به عنوان خوراک ورودی به مجتمع‌های پتروشیمی با سهولت بیشتری انجام شود. شاخص‌های بسیاری نظیر سهولت دسترسی به منابع فسیلی، دسترسی به فناوری روز، موقعیت جغرافیایی، نیاز بازار و زیرساخت‌های مورد نظر بر نحوه شکل‌گیری و درجه یکپارچگی مجتمع‌های پالایشگاهی و پتروشیمی نقش دارند. شکل ۱۱ شمایی کلی از محصولات تولید شده در یک مجتمع پتروپالایشگاهی را نشان می‌دهد. همانطور که مشخص است پتروپالایشگاه‌ها علاوه بر محصولات رایج تولید شده در مجتمع‌های پتروشیمی شامل الفین‌ها و آروماتیک‌ها، محصولات پالایشگاهی نظیر گاز مایع، بنزین، نفت سفید، نفت گاز و نفت کوره را نیز تولید می‌کنند. در واقع اهمیت اصلی پتروپالایشگاه‌ها در توسعه صنعت پتروشیمی از طریق دسترسی راحت به مواد پایه و میانی، بهینه‌سازی مصرف انرژی و بازده، و پیشروی در تکامل زنجیره ارزش بیشتر است.



شکل ۱۱- محصولات پتروپالایشگاه در یک نگاه



مأخذ: گزارش بررسی نقش پتروپالایشگاه‌ها در توسعه متوازن زنجیره ارزش نفت و گاز، دفتر مطالعات انرژی، صنعت و معدن، دی ۱۳۹۷

در ایران مجتمع‌های آبادان، اراک، تبریز، اصفهان و بیستون مجتمع‌های پالایش و پتروشیمی هستند، اما تلفیق آنها صورت نگرفته است. به عنوان مثال، در طراحی اولیه مجتمع پتروشیمی شازند قرار بود خوراک این مجتمع از دو پالایشگاه شازند و اصفهان تأمین شود، اما خرید خوراک از این دو پالایشگاه پس از تصمیماتی که راجع به بنزین‌سازی گرفته شد کاهش یافت، لذا خوراک این مجتمع از عراق و کشورهای حوزه خلیج فارس تأمین می‌شود که در نتیجه هزینه حمل‌ونقل خوراک را تحمیل می‌کند. همچنین نفتای تولید شده در پالایشگاه تبریز نیز صرف تولید بنزین شده و مجتمع پتروشیمی را با مشکلات کمبود خوراک مواجه ساخته است.

• کاتالیست‌ها

کاتالیست‌ها از جمله مواد باارزشی هستند که با سرعت و جهت دادن به واکنش‌های شیمیایی، در فرآوری مشتقات نفتی کاربرد دارند و همچنین سبب بهبود کیفیت محصولات می‌شوند. تولید انواع کاتالیست‌ها که در تولید طیف وسیعی از فرآورده‌های میانی و نهایی مؤثر هستند، به دانش فنی پیچیده و تلفیقی از علوم نیاز دارد. بیش از ۸۵ درصد مواد شیمیایی حداقل در یک مرحله از فرآوری، از کاتالیست‌ها عبور می‌کنند و تقریباً در ۹۵ درصد از تکنولوژی‌های کنترل آلودگی از کاتالیست‌ها استفاده می‌شود. با توجه به اینکه در ده ساله اخیر افزایش ظرفیت پالایش نفت و تولید محصولات پتروشیمی عمدتاً مربوط به چین و خاورمیانه بوده، رشد مصرف کاتالیست‌ها و تقاضای آن نیز متعلق به این مناطق می‌باشد. چین با متوسط رشد سالانه ۹ درصد در رتبه اول مصرف کاتالیست‌ها در جهان قرار گرفته و به نظر می‌آید با افزایش ظرفیت تولید محصولات پتروشیمی و پلیمری قصد کاهش وابستگی به واردات را دارد و به طور همزمان درصد تولید محصولات و خدمات مورد نیاز و مکمل صنعت پتروپالایش می‌باشد.

• گاز فلر

پالایشگاه‌های نفت و گاز، مجتمع‌های پتروشیمی، چاه‌های نفت و کارخانه‌های تولید مواد شیمیایی به منظور کنترل فشار، ایمنی و سوزاندن مواد زائد شیمیایی شبکه‌ای برای جمع‌آوری گازهای تولید شده در واحدهای مختلف دارند. در آخرین مرحله از این شبکه برج فلر وجود دارد و به گازی که در این برج سوزانده می‌شود گاز فلر گفته می‌شود. در گذشته در چاه‌های نفتی که زیرساخت‌هایی برای حمل گاز وجود نداشت، عمده گازی که همراه با نفت استخراج می‌شد به صورت فلر می‌سوخت. در حالیکه حجم زیادی از این

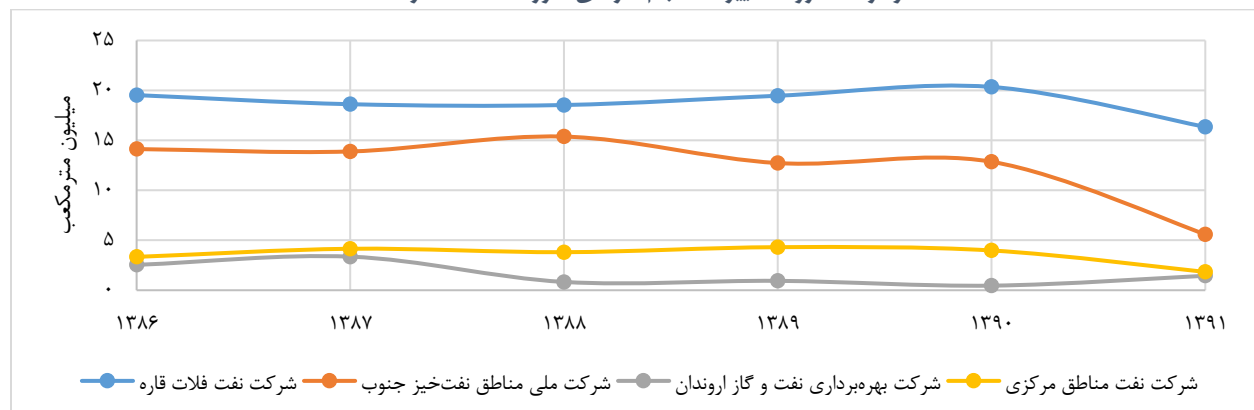
گازها از ارزش سوختی بالایی برخوردار هستند و می‌توانند به عنوان خوراک سایر بخش‌های واحدهای پتروشیمی استفاده شوند و یا در پالایشگاه‌ها به عنوان سوخت در بویلرها و کوره‌ها به کار روند. همچنین پس از جمع‌آوری گاز می‌توان آن را به منظور افزایش ظرفیت تولید نفت به مخازن نفتی و یا پس از شیرین‌سازی به خطوط سراسری گاز تزریق کرد. در این صورت علاوه بر کسب ارزش اقتصادی گاز مشعل جمع‌آوری شده، از آسیب‌های زیست‌محیطی ناشی از انتشار آن نیز جلوگیری می‌شود.

در سطح جهان به طور سالانه، ۱۵۰ میلیون مترمکعب گاز فلر سوزانده می‌شود و ۷۵ درصد فلر سوزانده شده متعلق به ۱۰ کشور است که شامل ایران نیز می‌شود. ایران در تولید این گاز در جهان پس از روسیه و عراق در رتبه سوم است. آمارهای موجود در ترازنامه انرژی و ترازنامه هیدروکربوری کشور نشان می‌دهد که طی سال‌های ۱۳۷۵ تا ۱۳۹۲ سالانه به طور متوسط ۴۰ درصد از گازهای همراه نفت سوزانده شده است. در واقع طی این دوره زمانی روزانه ۹۲ میلیون مترمکعب گاز همراه نفت از میادین نفتی استخراج شده که از این میزان ۳۶/۸ میلیون مترمکعب آن سوزانده و مابقی (۵۵ میلیون مترمکعب) استفاده شده است. لازم به ذکر است در سال ۱۳۹۰ میزان گاز سوزانده شده به ۲۶ میلیون مترمکعب در روز کاهش یافته که دلیل آن اعمال تحریم‌های نفتی و کاهش تولید نفت بوده است.

از ابتدای دهه ۱۳۸۰ به منظور جمع‌آوری گازهای فلر طرح‌های متعددی از جمله تأسیس واحدهای NGL در دستور کار قرار گرفت، اما پیش‌برد این طرح‌ها به دلیل بروز مشکلاتی از قبیل ناتوانی در تأمین مالی به سرانجامی نرسید. لذا از سال ۱۳۹۳، شرکت ملی نفت در صدد واگذاری طرح‌های جمع‌آوری گاز فلر به بخش خصوصی و جذب سرمایه‌گذاران در بخش خصوصی درآمد.

نمودار ۲۸ حجم گازهای سوزانده شده همراه نفت توسط شرکت ملی نفت فلات قاره ایران، شرکت نفت مناطق مرکزی، شرکت ملی مناطق نفت‌خیز جنوب و شرکت بهره‌برداری نفت و گاز اروندان را نشان می‌دهد. همانطور که ملاحظه می‌شود، حجم گازهای سوزانده شده توسط شرکت ملی نفت فلات قاره ایران طی سال‌های ۱۳۸۶ تا ۱۳۸۸ کاهش یافته که با تزریق بخشی از این گاز در این زمان به میدان نفتی درود این کاهش قابل انتظار بوده است و سپس در سال‌های بعد به دلیل معیوب شدن تجهیزات تزریق گاز به میادین نفتی مجدداً به صورت فلر سوزانده شده است. روند کاهشی حجم گازهای سوزانده شده در ادامه، ناشی از اعمال تحریم‌های نفتی و کاهش تولید نفت بوده است.

نمودار ۲۸- روند تغییرات حجم گازهای سوزانده شده همراه نفت



مأخذ: گزارش تبیین لوازم و ابزارهای اجرایی طرح‌های جمع‌آوری گازهای همراه نفت و محدودیت‌های سرمایه‌گذاران بخش خصوصی در این طرح‌ها، معاونت پژوهش‌های زیربنایی و امور تولیدی، دفتر مطالعات انرژی، صنعت و معدن



منابع

American Chemistry Council, Guide to the Business of Chemistry, ۲۰۱۹

British Petroleum, Statistical Review of world Energy, ۲۰۲۰, ۶۹th edition

Fitch Solutions (Business Manitor), Iran Petrochemical Report, Q۱ ۲۰۲۱

Industrial Energy Agency, Secure Sustainable Together, The Future of Petrochemicals, ۲۰۱۸

Opec Annual Statistical Bulletin, ۲۰۲۰, ۵۵th edition

اتاق بازرگانی، صنایع، معادن و کشاورزی تهران، آمارهای تجاری، قابل دسترسی در:

<http://www.tccim.ir/>

انجمن صنفی کارفرمایی صنعت پتروشیمی، قابل دسترسی در:

<http://apic.co/>

بانک مرکزی جمهوری اسلامی ایران، بانک اطلاعات سری‌های زمانی اقتصادی جمهوری اسلامی ایران، قابل دسترسی در:

<https://www.cbi.ir/page/۴۲۷۵.aspx>

بانک مرکزی جمهوری اسلامی ایران، گزارش خلاصه تحولات اقتصادی کشور، قابل دسترسی در:

https://www.cbi.ir/SimpleList/AnnualReview_fa.aspx

ترازنامه انرژی سال ۱۳۹۴، قابل دسترسی در:

<http://isn.moe.gov.ir/%DA%AF%DA%B2%DA%AV%DA%B1%DA%B4-%D9%87%DA%AV%DB%AC-%DA%AV%D9%85%DA%AV%DA%B1%D9%8A%DA%AA%DA%B1%DA%AV%DA%B2%D9%81%DA%AV%D9%85%D9%87-%DA%AV%D9%86%DA%B1%DA%98%D9%8A-%DA%B3%DA%AV%D9%84-94>

ترازنامه هیدروکربوری کشور سال ۱۳۹۵، قابل دسترسی در:

<http://www.ifco.ir/images/97/hamlonaghl/Hydrocarbon.pdf>

دفتر مطالعات انرژی، صنعت و معدن، گزارش بررسی نقش پتروپالایشگاه‌ها در توسعه متوازن زنجیره ارزش نفت و گاز، دی ۱۳۹۷، قابل دسترسی از طریق لینک:

<https://rc.majlis.ir/fa/report/show/۱۰۹۵۲۱۷>

سازمان خصوصی‌سازی، گزارش عملکرد خصوصی‌سازی در سال ۱۳۹۸، قابل دسترسی در:

<https://ipo.ir/%DA%B9%D9%85%D9%84%DA%A9%DA%B1%DA%AF-%DA%AA%D9%81%DA%B5%DB%AC%D9%84%DB%AC-%DA%B3%DA%AV%D9%84-۱۳۹۸>

شرکت صنایع پتروشیمی خلیج فارس، قابل دسترسی در:

<https://www.pgpic.ir/>

شرکت سرمایه‌گذاری نفت و گاز تأمین، قابل دسترسی در:



<http://www.tappico.com/>

شرکت ملی گاز ایران، گزارش‌های ماهانه، قابل دسترسی در :

<http://www.nigc.ir/>

شرکت ملی صنایع پتروشیمی، معرفی طرح‌ها و مجتمع‌ها، قابل دسترسی در:

<https://nipc.ir/>

شرکت کارگزاری صندوق بازنشستگی کشوری، گزارش بررسی صنعت نفت و پالایشگاه، سال ۱۳۹۵ قابل دسترسی در:

<http://sjb.co.ir/Portals/۲/%D۸%AA%DA%A۹%D۹%۸۶%DB%۸C%DA%A۹%D۸%AV%D۹%۸۴%۲۰%D۹%۸۸%۲۰%D۸%A۸%D۹%۸۶%DB%۸C%D۸%A۷%D۸%AF%DB%۸C%۲۰۹۶/%D۸%A۸%D۸%B۱%D۸%B۱%D۸%B۳%DB%۸C%۲۰%D۸%B۵%D۹%۸۶%D۸%B۹%D۸%AA%۲۰%D۹%۸۶%D۹%۸۱%D۸%AA%۲۰۹۶-۰۳-۰۱.pdf>

کتابچه طرح‌های پتروشیمی، شرکت ملی صنایع پتروشیمی، بهار ۱۳۹۷

گروه گسترش نفت و گاز پارسیان، قابل دسترسی در:

<http://www.pogdc.com/>

گمرک جمهوری اسلامی ایران، آمار و ارقام، قابل دسترسی در:

<http://www.irica.gov.ir/>

مرکز پژوهش‌های مجلس شورای اسلامی، قابل دسترسی در:

<https://rc.majlis.ir/>

مرکز مطالعات زنجیره انرژی، قابل دسترسی در:

<http://vcmstudy.ir/>

مؤسسه بین‌المللی انرژی، گزارش تحلیلی از آینده صنعت پتروشیمی در جهان، قابل دسترسی در:

<https://www.iea.org/petrochemicals/>

وزارت تعاون، کار و رفاه اجتماعی، قابل دسترسی در:

<https://www.mcls.gov.ir/>

وزارت راه و شهرسازی، پنج سالنامه آماری ۱۳۹۱ تا ۱۳۹۵، سازمان راهداری و حمل‌ونقل جاده‌ای کشور، قابل دسترسی در:

<http://rmto.ir/Pages/SalnameAmari.aspx>

وزارت صنعت، معدن و تجارت، گزارش‌های سالانه عملکرد، قابل دسترسی در:

<https://www.mimt.gov.ir/>